EGIE
B3 LISTED NM

RELEASE DE RESULTADOS 2T23



Para Divulgação Imediata

Mais informações:

Eduardo Sattamini
Diretor-Presidente e de Relações com Investidores

Eduardo Takamori
Diretor Financeiro

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

ri.BREnergia@engie.com

Videoconferência de resultados

Dia 09/08/2023 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

Florianópolis (SC), 8 de agosto de 2023. 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 2023 (2T23, 6M23/1S23). 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.



Sistema de Transmissão Gralha Azul

ENGIE Brasil Energia celebra trimestre de marcos históricos: torna-se a maior empresa de energia 100% renovável do país e conquista importante projeto de transmissão.

Melhora no resultado financeiro líquido contribuiu para aumento de 56,8% no lucro líquido ajustado do 2T23, frente o do 2T22.

Destaques

Reconhecido o montante correspondente ao **direito de extensão da concessão da UHE Estreito**, relativo ao excludente de responsabilidade, no valor de R$ 243 milhões.

O **lucro líquido ajustado** no 2T23 foi de **R$ 806 milhões**, valor 56,8% (R$ 292 milhões) acima do alcançado no 2T22.

O **Ebitda ajustado**[2] no 2T23 foi de **R$ 1.798 milhões**, redução de 5,2% (R$ 99 milhões) em comparação ao 2T22. A **margem Ebitda ajustada** foi de **68,9%** no 2T23, acréscimo de 5,6 p.p. em relação ao 2T22.

A **receita operacional líquida** da Companhia atingiu **R$ 2.610 milhões** no 2T23, 12,9% (R$ 386 milhões) abaixo do montante apurado no 2T22.

O **preço médio dos contratos de venda de energia**, líquido dos tributos sobre a receita e das operações de *trading*, foi de **R$ 219,80/MWh** no 2T23, valor 1,5% superior ao registrado no 2T22.

A quantidade de **energia vendida** no 2T23, sem considerar as operações de *trading*, foi de 9.289 GWh (**4.253 MW médios**), volume 4,1% inferior ao comercializado no 2T22.

Em 31 de maio, após cumprimento de determinadas condições precedentes, **foi concluída a operação de venda da Usina Termelétrica Pampa Sul**, última usina a carvão do portfólio da Companhia.

A Companhia **arrematou o Lote 5**, com aproximadamente 1.000 quilômetros de extensão, localizado nos estados da Bahia, Minas Gerais e Espírito Santo, no Leilão de Transmissão Aneel 01/2023.

Durante o 2T23, **entraram em operação comercial** mais 10 unidades geradoras do Conjunto Eólico Santo Agostinho, no Rio Grande do Norte.

Consolidada a aceleração da Jornada pelo Clima, com **definição de metas e compromissos** claros e mensuráveis, **abrangendo os escopos 1, 2 e 3**.

Resumo dos Indicadores Financeiros e Operacionais

Consolidado (Valores em R$ milhões)	2T23	2T22	Var.	6M23	6M22	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	2.610	2.996	-12,9%	5.523	6.059	-8,8%
Resultado do Serviço (EBIT)	1.478	1.456	1,5%	3.315	3.098	7,0%
Ebitda [1]	1.710	1.717	-0,4%	3.774	3.607	4,6%
Ebitda ajustado [2]	1.798	1.897	-5,2%	3.862	3.774	2,3%
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão [3]	1.907	1.720	10,9%	3.799	3.380	12,4%
Ebitda / ROL - (%) [1]	65,5	57,3	8,2 p.p.	68,3	59,5	8,8 p.p.
Ebitda / ROL - (%) ajustada [2]	68,9	63,3	5,6 p.p.	69,9	62,3	7,6 p.p.
Lucro Líquido	733	395	85,6%	1.615	1.040	55,3%
Lucro Líquido ajustado	806	514	56,8%	1.688	1.150	46,8%
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) Ajustado [4]	35,1	32,3	2,7 p.p.	35,1	32,3	2,7 p.p.
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) Ajustado [5]	20,7	22,7	-2,0 p.p.	20,7	22,7	-2,0 p.p.
Dívida Líquida [6]	13.890	16.342	-15,0%	13.890	16.342	-15,0%
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios) [7]	3.396	4.718	-28,0%	3.852	4.010	-3,9%
Energia Vendida (MW médios) [8]	4.253	4.435	-4,1%	4.268	4.326	-1,3%
Preço Líquido Médio de Venda (R$/MWh) [9]	219,80	216,60	1,5%	226,19	221,59	2,1%
Número de Empregados - Total	1.133	1.218	-7,0%	1.133	1.218	-7,0%
Empregados EBE	1.123	1.148	-2,2%	1.123	1.148	-2,2%
Empregados em Projetos em Construção	10	70	-85,7%	10	70	-85,7%

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.
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

Assinado **contrato de modernização** das unidades geradoras 1 a 4 e sistemas comuns **da Usina Hidrelétrica Jaguara**, no valor de R$ 516 milhões.

Mais cinco aerogeradores do Conjunto Eólico Santo Agostinho foram autorizados para **operação em teste e um para operação comercial**.

Em 28 de julho, a **Fitch Ratings elevou a classificação do *rating* IDR *(Issuer Default Rating)*** em escala global de Longo Prazo em moeda estrangeira da Companhia **de BB para BB+**, com perspectiva estável, em decorrência da melhora do *rating* soberano, permanecendo ainda um nível acima do soberano.

O Conselho de Administração aprovou a distribuição de **R$ 767,2 milhões (R$ 0,94027879765/ação) sob forma de dividendos intercalares equivalente a 55% do lucro líquido distribuível** do primeiro semestre de 2023. As ações deverão ser negociadas ex-dividendos a partir de 22 de agosto de 2023 e a data de pagamento será definida posteriormente pela Diretoria Executiva.



Conjunto Eólico Trairi

Importante

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

Mensagem da Administração

Este é um trimestre de comemoração! Com a conclusão da venda da Usina Termelétrica Pampa Sul, a ENGIE Brasil Energia se tornou a maior empresa de geração de energia 100% renovável do país. Trata-se de um marco da estratégia iniciada em 2015 e planejada com rigor. Nos últimos seis anos foram mais de R$ 20 bilhões destinados à transição energética, incluindo investimentos em energia limpa e implantação de linhas de transmissão. E 2023 tem sido um ano de avanços importantes.

No último dia de junho, celebramos ainda a conquista do Lote 5 do Leilão de Transmissão 01/2023 promovido pela Aneel, que se refere à concessão para implantação e operação de mais de mil quilômetros de linhas de transmissão, que percorrerão os Estados da Bahia, Minas Gerais e Espírito Santo, atendendo a demanda de escoamento da energia gerada na região Nordeste para o Sudeste. Ao longo de todo o certame, participamos de disputas acirradas, em que demonstramos nossa competitividade com disciplina, mantendo o foco na capacidade de entrega, qualidade, segurança e diligência em relação ao prazo e ao retorno do investimento.

Este será nosso quarto ativo no segmento de transmissão de energia. As linhas de transmissão e subestações de Gralha Azul e Novo Estado continuam entregando altos níveis de disponibilidade e estamos evoluindo na implantação do Projeto Gavião Real, composto pela ampliação da Subestação Itacaiúnas, para atendimento da rede de distribuição de energia do estado do Pará, e que ficará integrado a Novo Estado.

Também seguimos progredindo na expansão da geração renovável com a implantação de três empreendimentos na Região Nordeste. O Conjunto Eólico Santo Agostinho, em Lajes e Pedro Avelino, no Rio Grande do Norte, atingiu 73% de progresso geral da obra, sendo que todas as obras auxiliares (acessos, redes e subestação) foram concluídas. Ao todo, 12 unidades geradoras estão em operação comercial e outras 15 autorizadas para a fase de testes.

Ainda no Rio Grande do Norte, evoluímos na implantação do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, que no 2T23 obteve as licenças de instalação para o conjunto fotovoltaico, subestação coletora e *bay* de conexão, possibilitando o início das atividades do projeto, como ensaios, sondagens e estudos preliminares. Já o Conjunto Eólico Serra do Assuruá, composto por 24 parques a serem implantados em fase única no município de Gentio do Ouro, Estado da Bahia, obteve as licenças ambientais de instalação para a segunda metade do empreendimento e para a linha de transmissão de uso restrito, permitindo o avanço das obras conforme o cronograma de implantação.



Usina Hidrelétrica Jaguara

Continuamos prosperando em nossa Jornada pelo Clima, com **definição de metas e compromissos claros e mensuráveis**, pautados em três pilares de atuação - **Gestão, Mitigação e Adaptação** - que abrangem toda a cadeia de valor.

No 2T23, a ENGIE Brasil Energia registrou receita operacional líquida de R$ 2,6 bilhões, queda de 12,9% frente ao 2T22, motivada, principalmente, pela conclusão da implantação dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado. O Ebitda ajustado registrou queda de 5,2%, atingindo R$ 1,8 bilhão no 2T23, com margem Ebitda ajustada de 68,9% (+5,6 p.p.). Já o Ebitda ajustado por efeitos de transmissão (excluindo os efeitos não-caixa) apresentou aumento de 10,9% em comparação com o mesmo período do ano anterior, de R$ 1,7 bilhão para R$ 1,9 bilhão. Esse indicador foi impactado negativamente pela redução dos volumes de vendas, por menor receita com a remuneração dos ativos de contrato e efeitos da revisão tarifária periódica dos ativos de transmissão. Entretanto, esses fatores foram atenuados pelo reconhecimento de valores relativos à extensão de concessão da UHE Estreito, redução de compras de energia e aumento do preço médio líquido de venda de energia.

Já o lucro líquido ajustado apresentou um incremento de 56,8% em relação ao mesmo trimestre de 2022, alcançando R$ 806 milhões no 2T23, em razão dos efeitos mencionados anteriormente, além da combinação de redução nas despesas financeiras líquidas com o acréscimo dos valores apurados de IR e CSLL.

Em linha com o contexto de abertura do Mercado Livre de Energia, a Companhia continua fortalecendo a sua presença junto a empresas de diferentes portes em todas as regiões do país, oferecendo desde soluções mais simples de migração até produtos sofisticados de gerenciamento de energia para grandes volumes contratados. No 2T23, a quantidade de consumidores livres aumentou 23,1% em relação ao mesmo período do ano anterior. Foram realizadas vendas de energia para entrega de 2024 a 2028, média de 64 MW médios no período, mantendo o patamar do preço médio líquido de venda acima de R$ 217/MWh.

Além de ofertar soluções para a descarbonização das operações dos nossos clientes, continuamos prosperando em nossa Jornada pelo Clima, com definição de metas e compromissos claros e mensuráveis, pautados em três pilares de atuação – Gestão, Mitigação e Adaptação – que abrangem toda a cadeia de valor e visam orientar ações concretas da Companhia no sentido de reduzir as suas emissões de gases de efeito estufa e mitigar os efeitos das mudanças climáticas.

A saída total das operações a carvão – e a consequente redução significativa das emissões de Gases de Efeito Estufa originadas no Escopo 1 (operações) e 2 (consumo de energia) – aliada aos investimentos em energia renovável, fez com que a intensidade das emissões de CO2 em 2023 fosse reduzida em mais de 86% quando comparada aos indicadores de 2021 e, por isso, nossa estratégia climática entrou em uma nova fase. Agora o foco do programa Jornada Pelo Clima está em nossas atividades indiretas, ou seja, no Escopo 3, que envolve compras de materiais, transporte e outros serviços, e passam a responder por mais de 90% das emissões de gases de efeito estufa. Este trabalho requer amplo entendimento e engajamento da cadeia de fornecimento – e estamos centrados em fazer isso acontecer de forma responsável.

No 2T23, o Conselho de Administração aprovou as metas e compromissos climáticos da Companhia, incluindo o engajamento de 100% dos principais fornecedores do Escopo 3 para definirem metas alinhadas à ciência até 2030. A Companhia também se comprometeu a reduzir a intensidade de emissões de gases de efeito estufa em 30% até 2025 e 56% até 2030 (medido em tCO_2e/MWh). Além disso, planeja elaborar planos de adaptação climática em 100% dos ativos até 2030 e realizar treinamentos regulares para colaboradores, diretoria executiva e conselheiros de administração duas vezes ao ano.

E por acreditar que a inovação é uma peça-chave nesta caminhada, também assinamos nosso primeiro contrato de investimento em uma *startup* no modelo de *venture capital*. Trata-se da Descarbonize, uma plataforma digital de contabilização de emissões de gases de efeito estufa, rastreamento e compensação de carbono, voltada para pequenas e médias empresas no mercado voluntário de carbono, com potencial de crescimento e rentabilidade dentro da lógica de equilíbrio entre riscos e oportunidades deste cenário.

É este olhar sistêmico, representado nos diferentes parágrafos desta mensagem, que nos permite assegurar a geração de valor aos nossos *stakeholders* em longo prazo, aspecto fundamental da nossa gestão e que vem sendo reconhecido por diferentes organizações. No 2T23, pela primeira vez, a ENGIE Brasil Energia integrou a lista das 10 empresas de capital aberto que apresentaram melhor resultado para os acionistas, conquistando o 4º lugar no Prêmio Broadcast Empresas 2022, realizado pela Agência Estado. A Companhia também ficou no Top 3 do *ranking* Caliber de percepção da sociedade em relação às práticas ESG das 32 empresas listadas no Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da B3. Pela segunda vez consecutiva fomos destaque na categoria Energia no prêmio Melhores do ESG 2023, da Revista Exame.

Juntos, seguimos fortalecendo uma estratégia positiva para os negócios e para o mundo.

Boa leitura!



Eduardo Antonio Gori Sattamini
Diretor-Presidente e de Relações com Investidores



Eduardo Takamori Guiyotoku
Diretor Financeiro

Detalhamento dos Ativos da Companhia

Ativos de Geração de Energia

No final do 2T23, a ENGIE Brasil Energia contava com **8.176,9 MW de capacidade instalada**, operando um parque gerador de 9.897,6 MW, composto de 76 usinas, sendo 11 hidrelétricas e 65 complementares — centrais a biomassa, PCHs, eólicas e solares —, das quais 72 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.

Em 31 de maio de 2023, após o cumprimento de condições precedentes, ocorreu o fechamento da operação de venda da Usina Termelétrica Pampa Sul, em linha com o processo de descarbonização do Grupo ENGIE.

Parque Gerador em 30 de junho de 2023

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)		Data de vencimento da Concessão/ Autorização *	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	403,9	out/35	138,0
Estreito	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO/MA)	1.087,0	435,6	fev/45	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	jan/36	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**	**6.404,5**		**3.226,5**
Conjunto Santo Agostinho - Fase I[1]	Eólica	Lages e Pedro Avelino (RN)	68,2	68,2	mai/56	35,5
Conjunto Campo Largo II[2]	Eólica	Umburanas (BA)	361,2	361,2	dez/54	192,5
Conjunto Umburanas - Fase I[3]	Eólica	Umburanas (BA)	360,0	360,0	ago/49	213,3
Conjunto Campo Largo I[4]	Eólica	Umburanas (BA)	326,7	326,7	jul/50	159,6
Conjunto Trairi[5]	Eólica	Trairi (CE)	212,6	212,6	set/41	88,3
Paracatu[6]	Solar	Paracatu (MG)	132,0	132,0	jun/51	34,0
Floresta[7]	Solar	Areia Branca (RN)	86,0	86,0	jun/51	25,1
Ferrari	Biomassa	Pirassununga (SP)	80,5	80,5	jun/42	25,6
Ibitiúva Bioenergética	Biomassa	Pitangueiras (SP)	33,0	22,9	abr/30	7,1
Assú V	Solar	Assú (RN)	34,0	34,0	jun/51	9,2
Lages	Biomassa	Lages (SC)	28,0	28,0	out/32	12,7
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[8]	0,3
Tubarão	Eólica	Tubarão (SC)	2,1	2,1	não aplicável[8]	0,3
Tubarão 2	Eólica	Tubarão (SC)	4,2	4,2	não aplicável[8]	0,0
Total - Complementares			**1.782,5**	**1.772,4**		**829,4**
Total			**9.897,6**	**8.176,9**		**4.055,9**

** Considera a extensão de concessões de certas usinas, decorrente da adesão à repactuação do risco hidrológico de que tratam as Leis 14.052/2020 e 14.182/2021.*
1 Conjunto composto por 14 centrais eólicas, das quais 1 em operação comercial integral.
2 Conjunto composto por 11 centrais eólicas.
3 Conjunto composto por 18 centrais eólicas.
4 Conjunto composto por 11 centrais eólicas.
5 Conjunto composto por 8 centrais eólicas.
6 Conjunto composto por 4 centrais fotovoltaicas.
7 Conjunto composto por 3 centrais fotovoltaicas.
8 Para centrais geradoras com potência igual ou inferior a 5 MW o instrumento legal aplicável é o registro.

Ativos de Transmissão de Energia

Ativos de transmissão em operação em 30 de junho de 2023

Linhas de Transmissão	Localização	Extensão	Subestações próprias	Propriedade	Vencimento concessão
Gralha Azul	Paraná	909 km	5	100%	mar/48
Novo Estado	Pará e Tocantins	1.800 km	1	100%	mar/48
Total		**2.709 km**			

Ativos de Transporte de Gás

Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG.

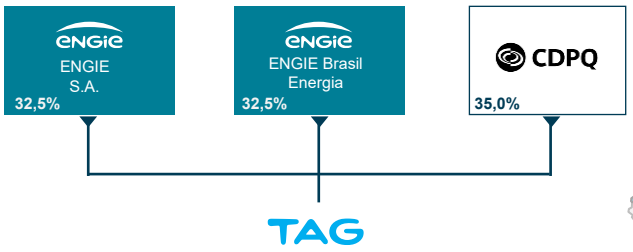
Maior transportadora de gás natural do Brasil, a TAG possui uma infraestrutura de 4.500 km de gasodutos de alta pressão, que se estende por todo o litoral do Sudeste e Nordeste e mais um trecho entre Urucu e Manaus, no Amazonas, atravessando 10 estados brasileiros e cerca de 200 municípios.

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 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 com 11 estações de compressão ao longo da malha, sendo seis próprias e cinco contratadas (com previsão de aquisição até ago/23). A operação dos ativos é realizada por meio da Central de Supervisão e Controle (CSC), localizada no escritório da empresa, na cidade do Rio de Janeiro.

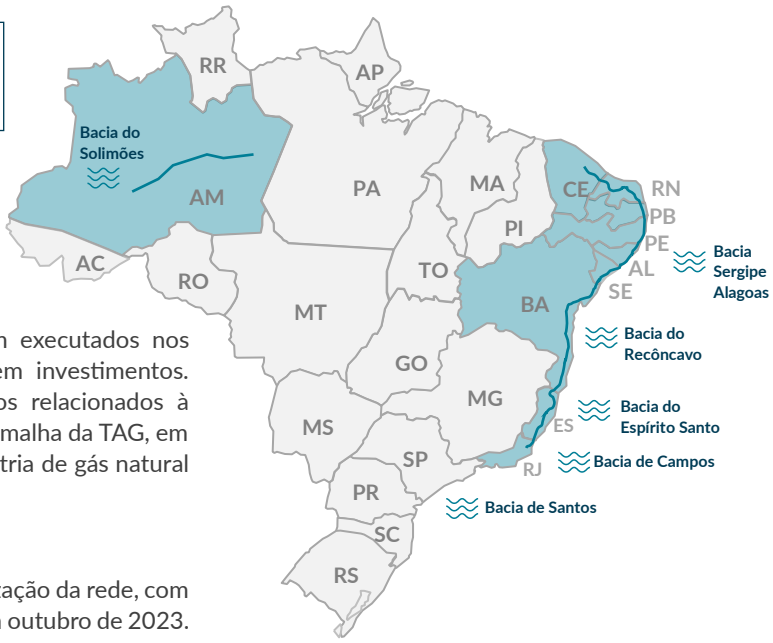
A empresa **encontra-se totalmente contratada** com a Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras). O prazo médio ponderado dos contratos vigentes é de aproximadamente sete anos, regulados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

Adicionalmente, a empresa vem trabalhando no desenvolvimento de soluções que promovam a ampliação do acesso de novos agentes ao sistema de transporte de gás natural, dentro do contexto de desverticalização do setor e abertura do mercado de gás no Brasil. Com a assinatura do Acordo de Redução de Flexibilidade de uso da malha da TAG pela Petrobras, a empresa passou a ofertar capacidade na malha para novos agentes interessados, a partir de dezembro de 2021. No 1S23, **a TAG assinou 50 contratos extraordinários**, com 18 carregadores (de 11 grupos econômicos distintos), que totalizavam um volume de 13,8 milhões de m^3 de capacidade de transporte, em contratos de entrada e saída, com vencimento em 31 de dezembro de 2023. Além disso, a empresa continua a lançar novas ofertas de capacidade para contratos com prazos variando de um mês a um ano de vencimento e deverá, ao longo do ano, ofertar contratos de longo prazo.

Estrutura Societária



Localização dos Gasodutos da TAG



A TAG possui diversos projetos no *pipeline* para serem executados nos próximos cinco anos, que ultrapassam R$ 3 bilhões em investimentos. Aproximadamente metade 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.

Projetos em construção:

- **Gasfor II**, no estado do Ceará, um gasoduto para otimização da rede, com 84 km de extensão e previsão de início de operação em outubro de 2023. O investimento previsto é de R$ 300 milhões.
- **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 segundo 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$ 340 milhões. Em maio de 2023, o Ministério de Minas e Energia aprovou o pleito de Projeto Prioritário para Sergipe.
- **Ponto de entrega Itagibá**, no estado da 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 julho de 2023. Esse projeto tem previsão de investimento de R$ 23 milhões.

Projetos em desenvolvimento:

- **Estação de compressão Itajuípe**, localizada no trecho Norte do Gasene, com capacidade instalada de 20 milhões de m^3/dia, um volume incremental de 3 milhões de m^3/dia, com investimento aproximado de R$ 680 milhões e previsão de início de operação em junho de 2026.
- **Conexão do Terminal de Regaseificação do Porto do Açu ao Gasoduto Cabiúnas-Vitória**, com 45 km de extensão e 18 milhões de m^3/dia de capacidade de transporte. O termo de compromisso para projeto conceitual foi aprovado no final de 2022.

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

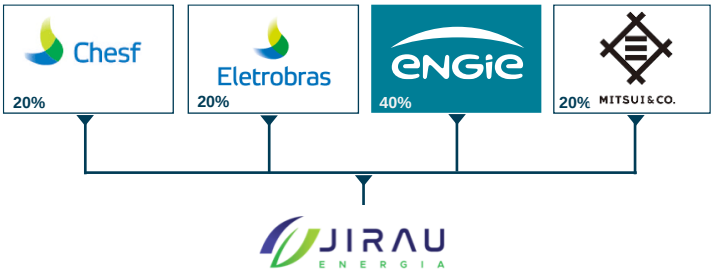
Contrato/Trecho	Extensão (km)	Vencimento do Contrato [1]	Volumes Contratados (MM m^3/dia)	% da Receita Operacional Líquida [2]	Índice de reajuste
Gasene	1.400	nov-33	30,3	40,0%	46% Cesta IGP*; 54% US PPI
Malha Nordeste	2.000	dez-25	21,6	23,8%	IGP-M
Pilar-Ipojuca	200	nov-31	15,0	6,5%	IGP-M
Urucu-Manaus	800	nov-30	6,7	29,4%	50% IGP-M; 50% IPCA
Lagoa Parda-Vitória [3]	100	dez-23	0,7	0,3%	IGP-M
Total	**4.500,0**		**74,3**	**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] Início do faturamento em 01/01/2022.
** 1/3 IGP-M, 1/3 IPA-DI; 1/3 IGP-DI.*

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 UHE Jirau conta com todas as suas 50 unidades geradoras em operação, totalizando **3.750 MW de capacidade instalada**.

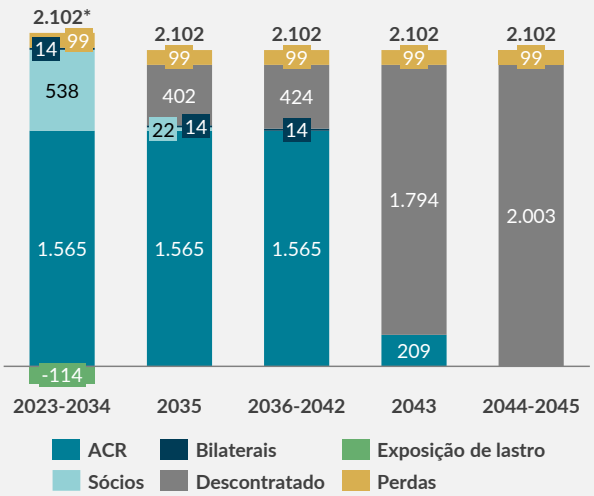


A ENGIE Brasil Participações Ltda., controladora da Companhia, está aguardando condições mais favoráveis para retomar o estudo econômico-financeiro para elaboração de proposta de transferência para a ENGIE Brasil Energia de sua participação de 40% na Energia Sustentável do Brasil S.A., e sua participação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

No 2T23, a Jirau Energia gerou 1.883,3 MW médios, 11,7% abaixo dos 2.133,6 MW médios gerados no 2T22, **atingindo Fator de Disponibilidade do Operador Nacional do Sistema (FID) de 100,0%** no período (dados sujeitos à contabilização final da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)).

Portfólio de Contratos da Jirau Energia

MW médios



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

Apesar da situação hidro energética favorável no Brasil no início de 2023, houve redução na geração da UHE Jirau, explicada pela restrição de transmissão imposta às usinas do Complexo Madeira, não permitindo que operassem em sua plena capacidade. Adicionalmente, a questão energética favorável em todo Brasil, com destaque para as renováveis (solar e eólica), fez com que o Operador Nacional do Sistema (ONS), em diversas vezes, demandasse a redução de geração da UHE Jirau por conta da grande oferta de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN).

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

A Companhia arrematou o **Lote 5** no Leilão de Transmissão 01/2023, promovido pela Aneel, oferecendo um deságio de 42,8% sobre a RAP máxima, segundo menor deságio do leilão. Nomeado como Asa Branca, com **1.006 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. O prazo máximo para construção é de 66 meses, com possibilidade de antecipação significativa.

Lote	Localização	RAP Contratada (RS milhões)[1]	Capex estimado Aneel (R$ milhões)[1]
5	Bahia (BA), Minas Gerais (MG) e Espírito Santo (ES)	249,3	2.667,0
Total		**249,3**	**2.667,0**

1 Valor na data-base de dezembro de 2022.

Projeto de Transmissão em Implantação

Gavião Real Transmissora de Energia - Pará.

A Companhia arrematou no Leilão de Transmissão Aneel 01/2022, realizado em 30 de junho de 2022, o Lote 7, nominado posteriormente como Gavião Real Transmissora de Energia, composto pela ampliação da Subestação Itacaiúnas, com implantação de dois transformadores 230/138kV e novo pátio de 138 kV para atendimento da rede de distribuição de energia do estado do Pará. O empreendimento, localizado no estado do Pará, **ficará integrado ao Sistema de Transmissão Novo Estado, capturando sinergias entre os projetos**. O prazo de concessão do serviço público de transmissão, incluindo o licenciamento, a construção e a operação e manutenção das instalações, é de 30 anos, contados a partir da data da assinatura do contrato de concessão, ocorrido em 30 de setembro de 2022.

O prazo limite para o início da operação da linha de transmissão é 30 de março de 2026, mas a ENGIE visualiza antecipação desse prazo em ao menos 24 meses, além de uma redução de capex previsto pela Aneel.

A licença de instalação e a autorização de supressão de vegetação foram emitidas no 1T23 e iniciado o processo de mobilização da Abengoa.



Terraplenagem do canteiro de obras

No 2T23, houve avanço nos projetos executivos e iniciadas as atividades de terraplenagem e concluído o canteiro de obras.

No segundo trimestre de 2023, foi registrado avanço nos projetos executivos e na execução da supressão vegetal, iniciadas as atividades de terraplenagem e concluído o canteiro de obras. Adicionalmente, os equipamentos estão em fase avançada de fabricação, com as primeiras entregas previstas para o mês de julho de 2023.

Lote	Localização	RAP Contratada (RS milhões)[1]	Capex estimado (R$ milhões)[2]
7	Pará (PA)	7,1	80,9
Total		**7,1**	**80,9**

1 Valor na data-base de junho de 2023.
2 Valor na data-base de junho de 2023, considerando otimização frente ao capex de referência da Aneel (R$ 110,0 milhões em jun/22).

Projetos Eólicos em Implantação

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)		Energia assegurada (MWm) Participação da Companhia
			Total	Participação da Companhia	
Conjunto Santo Agostinho - Fase I	Eólica	Lajes e Pedro Avelino (RN)	434,0	434,0	221,1
Conjunto Eólico Serra do Assuruá	Eólica	Gentio do Ouro (BA)	846,0	846,0	412,0
Total			**1.280,0**	**1.280,0**	**633,1**

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

Com **capacidade instalada total de 434 MW,** que será atingida com a implantação de 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 da Cidade de Natal, no Rio Grande do Norte. Esta fase demandará **investimentos da ordem de R$ 2,3 bilhões** (base dez/2020) e gerará mais de mil empregos diretos na região, tendo sido viabilizada por meio da venda da energia a clientes do mercado livre.

Ao fim do 2T23, **o progresso geral da obra atingia 73%,** com todas as obras auxiliares (acessos, redes e subestação) concluídas. Os aerogeradores, de fornecimento da Siemens Gamesa, continuam sendo fabricados e transportados para o local das obras, já tendo sido recebidos em campo 76% dos componentes principais. Até 8 de agosto, o projeto contava com 12 aerogeradores em operação comercial e outros 15 autorizados para operação em testes.



Montagem dos aerogeradores

No 2T23, o progresso geral da obra atingiu 73%, com 11 aerogeradores em operação comercial.

Como eventos subsequentes tivemos, em 4 de julho e 4 de agosto, a ocorrência de avarias em duas pás de dois aerogeradores recém instalados no projeto, com danos apenas materiais. A área onde os aerogeradores são instalados foi rigorosamente isolada, sem oferecer riscos às equipes de trabalho. Além disso, houve paralisação temporária de todos os equipamentos para prevenção e avaliação, mas sem reflexo no cronograma de implantação, considerando as informações disponíveis até o momento. **Portanto, a previsão de conclusão integral da implantação do projeto permanece para o quarto trimestre de 2023**.

Conjunto Eólico Serra do Assuruá – Bahia.

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

O empreendimento já está com parecer de acesso emitido e contrato de conexão ao *grid* assinado, autorização regulatória emitida pela Aneel, contratos de direito de uso de superfície assinados e dados de vento. A emissão da licença ambiental de instalação da primeira metade do empreendimento foi obtida em março de 2023. As demais licenças ambientais de instalação, para a segunda metade do empreendimento e para a linha de transmissão de uso restrito, foram obtidas em junho de 2023, permitindo o avanço das obras, em linha com o cronograma de implantação.

Todos os contratos necessários à implantação do projeto estão assinados, incluindo os de fornecimento e montagem dos aerogeradores, obras civis, subestação e redes internas e da linha de transmissão.

Obtidas as licenças de instalação para a segunda metade do empreendimento e para a linha de transmissão de uso restrito.

Em dezembro de 2022, foi assinado um contrato de financiamento, junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), no valor de R$ 1,5 bilhão. Em junho de 2023, foi celebrado um acordo de investimento com o Itaú Unibanco, onde o banco subscreveu o valor de R$ 1 bilhão em novas ações preferenciais, representando 100% das ações preferenciais e 12,34% do capital social da Maracanã Geração de Energia e Participações S.A., *holding* controladora das Sociedades de Propósito Específico (SPEs) que formam o Conjunto Eólico Serra do Assuruá.

No 2T23, estavam em andamento a terraplenagem nos acessos, a escavação das fundações dos aerogeradores e escavações para instalação dos postes das redes de média tensão. Adicionalmente, foi dado início à execução das fundações da subestação coletora.

A **previsão de entrada gradual em operação comercial é a partir do segundo semestre de 2024** e conclusão da implantação no segundo semestre de 2025.

Projeto Fotovoltaico em Implantação

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)		Energia assegurada (MWm) Participação da Companhia
			Total	Participação da Companhia	
Conjunto Fotovoltaico Assú	Solar	Assú (RN)	752,0	752,0	234,0
Total			**752,0**	**752,0**	**234,0**

Conjunto Fotovoltaico Assú Sol - Rio Grande do Norte.

O projeto está localizado no município de Assú (RN) e terá **capacidade instalada de aproximadamente 752 MW** e capacidade comercial estimada em 234 MW médios. Com energia 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. **Com investimento previsto da ordem de R$ 3,3 bilhões** (base jan/23), a entrada em operação integral do projeto deve acontecer até o segundo semestre de 2025. O Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) foi firmado em novembro de 2022.

Em abril de 2023, foram obtidas as licenças de instalação para o conjunto fotovoltaico, subestação coletora e *bay* de conexão, possibilitando o início das atividades do projeto.

A Companhia firmou os principais contratos de fornecimento de módulos, inversores, *trackers* e de construção das obras de conexão. Os demais contratos estão em fase final de negociação. As atividades preliminares do projeto foram iniciadas com realização de ensaios, sondagens e estudos.

A **previsão de início das obras é para o 3T23** e a operação integral do projeto no 2S25.

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)	400,0	400,0
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			**1.778,0**	**1.778,0**

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 12 centrais fotovoltaicas, totalizando um **potencial de instalação de até 400 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.

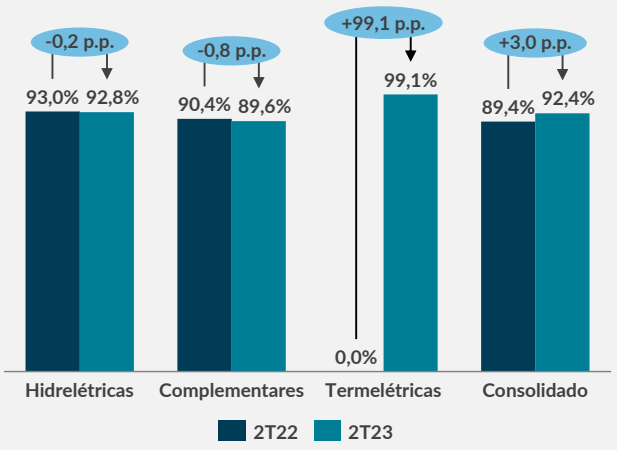
Desempenho Operacional

Disponibilidade do Parque Gerador de Energia

No 2T23, as usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia atingiram índice de disponibilidade interna global de **92,4%, (considerando-se as paradas programadas e forçadas)**, sendo 92,8% nas usinas hidrelétricas, 89,6% nas usinas de fontes complementares — PCHs, biomassas, eólicas e fotovoltaicas e 99,1% na Usina Termelétrica Pampa Sul, considerando apenas os meses de abril e maio, uma vez que foi concluído o processo de venda da referida Usina em 31 de maio de 2023.

Disponibilidade

Considerando as paradas programadas



A disponibilidade das **usinas hidrelétricas** apresentou queda de 0,2 p.p. no 2T23, quando comparada ao mesmo período do ano anterior, principalmente em razão das manutenções programadas da Usina Hidrelétrica Cana Brava e da modernização dos sistemas digitais das Unidades Geradoras 1 e 3 da Usina Hidrelétrica Miranda e do gerador da Unidade 1 da Usina Hidrelétrica Jaguara.

Já nas **usinas complementares**, houve redução de 0,8 p.p. na disponibilidade no 2T23, comparando ao mesmo trimestre do ano anterior, principalmente pela queda da disponibilidade de alguns Conjuntos Eólicos, em razão, substancialmente, de problemas em conversores de frequência e pás de aerogeradores.

Em relação à **Usina Termelétrica Pampa Sul**, foi concluído o processo de venda da Usina no final de maio de 2023. Por essa razão, não serão realizadas comparações entre os períodos, pois a Usina permaneceu fora de operação para realização de manutenções preventivas da fornalha no 2T22.

Disponibilidade das Linhas de Transmissão de Energia

A Engie Brasil Energia apresentou alto desempenho operacional das suas linhas de transmissão Gralha Azul e Novo Estado no segundo trimestre de 2023, com um **índice de disponibilidade total de 99,97%.** Os ativos de transmissão entraram em operação comercial de maneira gradativa ao longo de 2021 e 2022, e tiveram sua implantação concluída em fevereiro de 2023, quando o restante das linhas de transmissão e subestações entraram em operação.



Ferrari Termoelétrica (Biomassa)

Produção de Energia

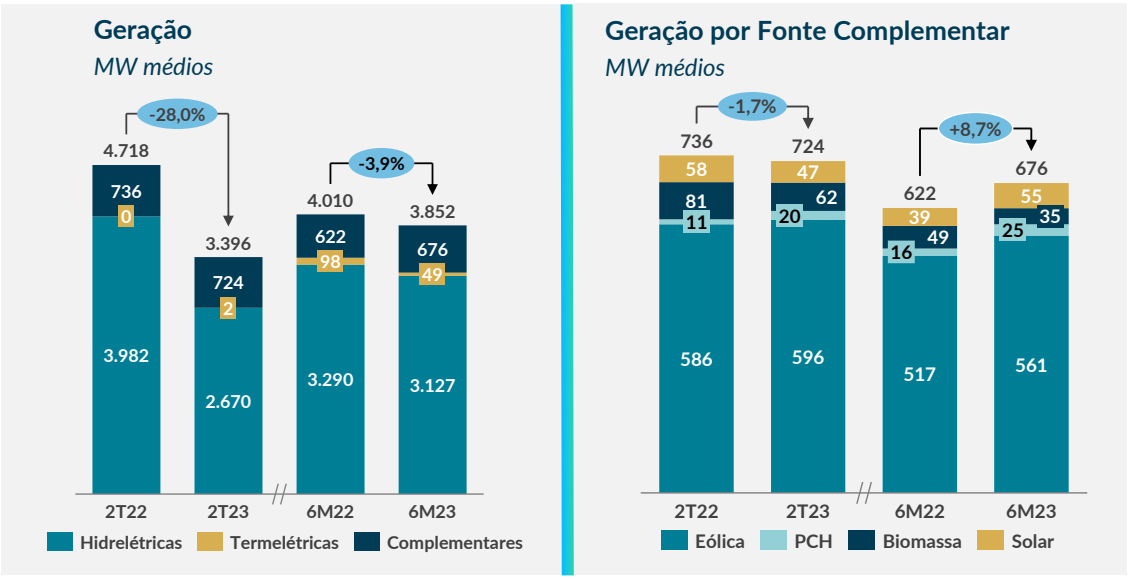
A produção de energia elétrica nas usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia, foi de 7.418 GWh (3.396 MW médios), no 2T23, resultado **28,0% inferior** à produção do 2T22.

Do total gerado, as usinas hidrelétricas foram responsáveis por 5.832 GWh (2.670 MW médios) e as complementares por 1.581 GWh (724 MW médios). Esses resultados representam, respectivamente, reduções de 32,9% e 1,6% na geração das usinas hidrelétricas e complementares em comparação ao 2T22. A Usina Termelétrica Pampa Sul, que teve seu processo de venda concluído no final de maio de 2023, permaneceu parada durante praticamente a totalidade dos meses de abril e maio, em razão da boa hidrologia, com geração de 4 GWh (2 MW médios).

A redução na geração de energia das **usinas hidrelétricas** no 2T23, em comparação ao mesmo período de 2022, foi observada principalmente nas usinas da região Sul, as quais tiveram seus recursos poupados devido ao excesso de recursos hídricos na região Sudeste e eólicos na região Nordeste. O Operador Nacional do Sistema (ONS) priorizou a geração nessas usinas com o objetivo de otimizar a produção de todo o Sistema Interligado Nacional.

Nas **usinas complementares,** a diminuição da geração no 2T23 em comparação ao 2T22, se deve principalmente à baixa produção da Usina de Cogeração Lages, ao evento climático que reduziu geração no Conjunto Fotovoltaico Paracatu, no início de abril de 2023, e a menor geração em alguns Conjuntos Eólicos. Destaca-se que neste trimestre, ocorreu a entrada em operação comercial de 10 aerogeradores do Conjunto Eólico Santo Agostinho.

Não serão realizadas comparações para **usinas termelétricas,** pois a Usina Termelétrica Pampa Sul permaneceu fora de operação para realização de manutenções preventivas na caldeira no 2T22.



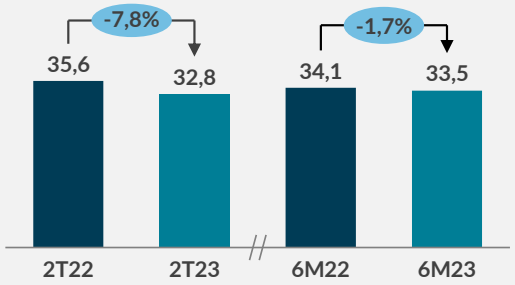
Por fim, com a diminuição da produção de energia elétrica no 2T23, **cumpre destacar que o montante de geração hidrelétrica não resulta necessariamente em alteração do desempenho econômico-financeiro** da Companhia. Isso se deve à aplicação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que compartilha os riscos hidrológicos inerentes à geração hidrelétrica entre seus participantes.

Transporte de Gás

No 2T23, a TAG transportou um volume médio de gás de 32,8 milhões de m³/dia (35,6 milhões de m³/dia no 2T22). O volume dos contratos extraordinários foi de 13,8 milhões de m³/dia, representando aproximadamente 17% do volume total contratado pela TAG, e 24% considerando somente a malha integrada (excluindo GTA Urucu-Manaus, onde a Petrobras se mantém como único carregador). Durante o primeiro semestre de 2023, foram assinados 50 contratos de transporte com 18 carregadores.

Volume médio de gás movimentado

MM m³/dia



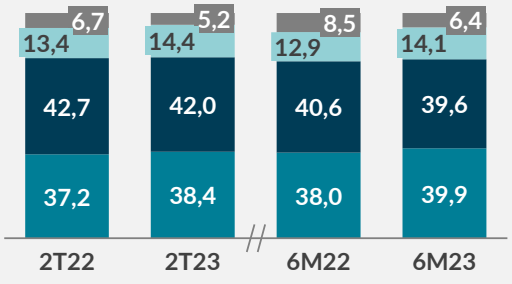


Transportadora Associada de Gás - TAG

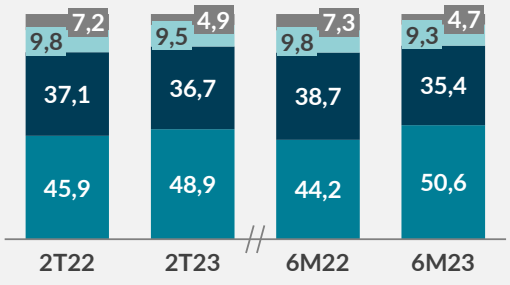
Portfólio de Venda de Energia Elétrica

No 2T23, a participação de consumidores livres no portfólio da Companhia (com exceção de CCEE e outras receitas) alcançou 42,0% do total das vendas físicas e 36,7% do total da Receita Operacional Líquida (ROL) do segmento de geração, reduções de 0,7 p.p. e 0,4 p.p., respectivamente, em relação ao mesmo período do ano anterior. A redução da participação no total da receita deve-se, principalmente, pelo encerramento de contratos de fornecimento e pela redução da disponibilização de energia elétrica para venda para consumidores livres.

Participação dos Clientes nas Vendas Físicas (%)



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





Estratégia de Comercialização de Energia Elétrica

A Companhia tem como estratégia de comercialização a venda gradativa da energia disponível para determinado ano, de forma a mitigar o risco de ficar exposta ao preço *spot* (Preço de Liquidação das Diferenças — PLD) daquele ano. As vendas são feitas dentro das "janelas" de oportunidade que se apresentam quando o mercado revela maior propensão de compra. De acordo com os dados de capacidade comercial própria e contratos de compra e venda vigentes em **30 de junho de 2023**, apresenta-se a seguir, o balanço de energia da ENGIE Brasil Energia:

Balanço de Energia

	(em MW médios)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Preço **Bruto** no Leilão (R$/MWh)	Data de Referência	Preço **Bruto** Corrigido (R$/MWh)	Preço **Líquido** de PIS/COFINS/P&D (R$/MWh)
	Recursos Próprios	4.064	4.146	4.598	4.718	4.718	4.718				
+	Compras para Revenda	1.270	886	500	430	334	329				
=	**Recursos Totais (A)**	**5.334**	**5.032**	**5.098**	**5.148**	**5.052**	**5.047**				
	Vendas Leilões do Governo[1]	1.878	1.751	1.738	1.728	1.719	1.709				
	2005-EN-2010-30	200	200	200	200	200	200	115,1	dez-05	295,4	265,4
	2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	493	128,4	jun-06	324,1	291,2
	2006-EN-2011-30	148	148	148	148	148	148	135,0	nov-06	338,5	304,1
	2007-EN-2012-30	256	256	256	256	256	256	126,6	out-07	304,8	273,9
	Proinfa	19	19	19	19	10	-	147,8	jun-04	442,5	426,4
	1º Leilão de Reserva	14	14	2	-	-	-	158,1	ago-08	363,6	350,3
	Mix de leilões (Energia Nova / Reserva)	14	9	8	-	-	-	-	-	358,6	345,5
	2014-EN-2019-25	122	-	-	-	-	-	183,5	mar-14	294,9	264,9
	2014-EN-2019-25	10	10	10	10	10	10	206,2	nov-14	342,4	329,9
	2014-EN-2019-20	82	82	82	82	82	82	139,3	nov-14	223,9	203,2
	2015-EN-2018-20	46	46	46	46	46	46	188,5	ago-15	280,7	254,7
	8º Leilão de Reserva (Assú V/Floresta/Paracatu)	68	68	68	68	68	68	296,7	nov-15	427,3	387,7
	2017-EN-2019-20	48	48	48	48	48	48	136,4	nov-14	224,3	203,6
	Vendas Reguladas - Cotas										
	2018 - Cotas (UHJA) - 2018-30	226	226	226	226	226	226	-	jul-17	181,7	173,3
	2018 - Cotas (UHMI) - 2018-30	132	132	132	132	132	132	-	jul-17	209,5	199,8
+	Vendas Bilaterais	3.079	2.632	2.359	2.126	1.282	693				
=	**Vendas Totais (B)**	**4.957**	**4.383**	**4.097**	**3.854**	**3.001**	**2.402**				
-	**Hedge GSF Estrutural (0,80)**	**377**	**521**	**521**	**521**	**521**	**521**				
	Saldo (A - B)	**-**	**128**	**480**	**773**	**1.530**	**2.124**				
	Preço médio de venda (R$/MWh) **(líquido)** [2, 3]:	217,2	222,4	213,5							
	Preço médio de compra (R$/MWh) **(líquido)** [4]:	176,0	163,6	136,8							

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.

- Contempla a revisão das Garantias Físicas, conforme Portaria 709 do Ministério de Minas e Energia, de 30/11/2022.

Desempenho Econômico-Financeiro

Resultado por segmento – 2T23 X 2T22 (em R$ milhões)

	Energia elétrica				
	Geração[1]	Transmissão	*Trading*	Transporte de Gás	Consolidado
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 receitas (despesas) operacionais, líquidas	(2)	(63)	-	-	(65)
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**
2T22					
Receita operacional líquida	2.366	466	164	-	2.996
Custos operacionais	(1.083)	(200)	(161)	-	(1.444)
Lucro bruto	**1.283**	**266**	**3**	**-**	**1.552**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(77)	3	(1)	-	(75)
Impairment	(180)	-	-	-	(180)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	160	160
Lucro antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**1.026**	**269**	**2**	**160**	**1.457**
Variação					
Receita operacional líquida	(115)	(214)	(57)	-	(386)
Custos operacionais	245	66	55	-	366
Lucro bruto	**130**	**(148)**	**(2)**	**-**	**(20)**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(23)	(11)	-	-	(34)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	(2)	(63)	-	-	(65)
Impairment, líquido	1.381	-	-	-	1.381
Alienação de subsidiária	(1.289)	-	-	-	(1.289)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	48	48
Lucro antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**197**	**(222)**	**(2)**	**48**	**21**

[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.

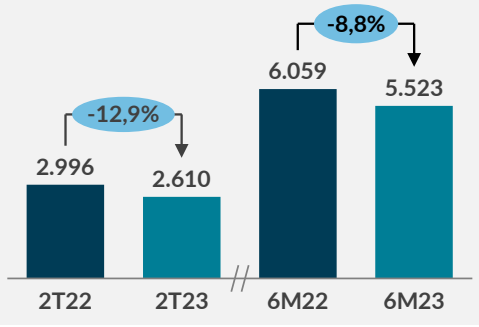
Receita Operacional Líquida

Receita por segmento – 2T23 X 2T22 (em R$ milhões)

	Energia elétrica			
	Geração	Transmissão	*Trading*	Consolidado
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
Operações de *trading* de energia	-	-	106	106
Receita de construção	-	97	-	97
Transações no mercado de curto prazo	64	-	1	65
Receita de serviços prestados	36	17	-	53
Outras receitas	6	-	-	6
Receita operacional líquida	**2.251**	**252**	**107**	**2.610**
2T22				
Distribuidoras de energia elétrica	1.038	-	-	1.038
Consumidores livres	838	-	-	838
Remuneração dos ativos de concessão	164	292	-	456
Comercializadoras de energia elétrica	222	-	-	222
Operações de *trading* de energia	-	-	163	163
Receita de construção	-	166	-	166
Transações no mercado de curto prazo	62	-	-	62
Receita de serviços prestados	34	8	-	42
Ganhos não realizados em operações de *trading*	-	-	1	1
Outras receitas	8	-	-	8
Receita operacional líquida	**2.366**	**466**	**164**	**2.996**
Variação				
Distribuidoras de energia elétrica	12	-	-	12
Consumidores livres	(51)	-	-	(51)
Remuneração dos ativos de concessão	(60)	(154)	-	(214)
Comercializadoras de energia elétrica	(18)	-	-	(18)
Operações de *trading* de energia	-	-	(57)	(57)
Receita de construção	-	(69)	-	(69)
Transações no mercado de curto prazo	2	-	1	3
Receita de serviços prestados	2	9	-	11
Ganhos não realizados em operações de *trading*	-	-	(1)	(1)
Outras receitas	(2)	-	-	(2)
Receita operacional líquida	**(115)**	**(214)**	**(57)**	**(386)**

No 2T23, a receita operacional líquida reduziu 12,9% (R$ 386 milhões) quando comparada ao 2T22, passando de R$ 2.996 milhões para **R$ 2.610 milhões**. Essa variação foi reflexo, principalmente, dos seguintes fatores:

Receita Operacional Líquida
R$ milhões

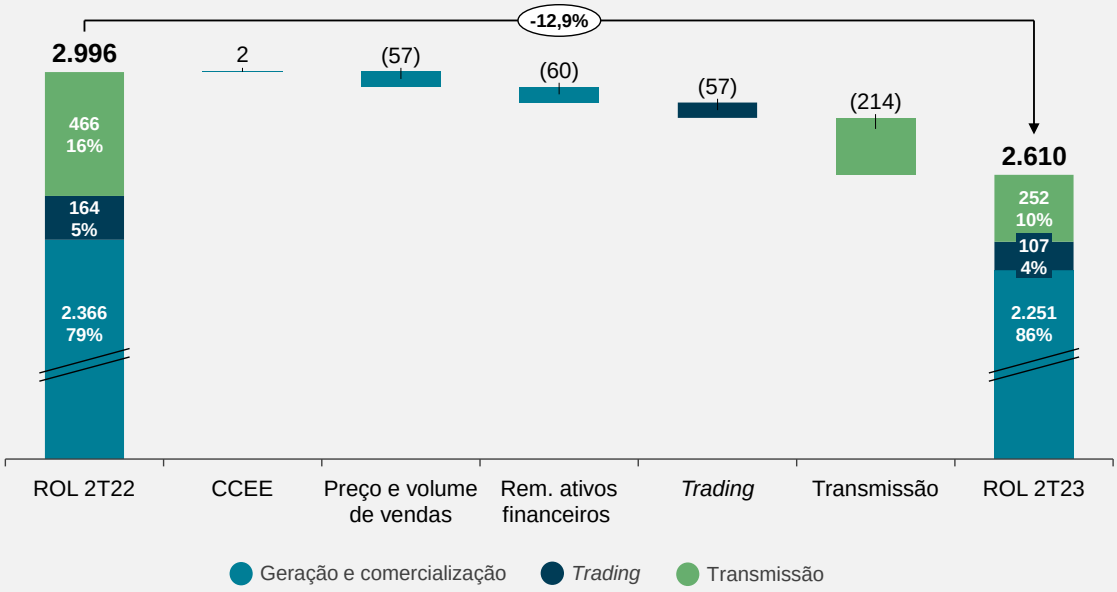


Transmissão: redução de R$ 214 milhões (45,9%) no segmento de transmissão. Mais detalhes estão descritos a seguir em item específico.

Geração e venda de energia do portfólio: decréscimo de R$ 115 milhões (4,9%), motivado, substancialmente, pela combinação dos seguintes fatores: (i) decréscimo de R$ 60 milhões na remuneração dos ativos financeiros de concessão correspondentes à parcela do pagamento pela outorga das concessões das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda referente à energia destinada ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR), pela redução da inflação entre os períodos analisados; (ii) R$ 57 milhões de redução na receita com contratos de venda de energia nos ambientes regulado e livre, resultado da redução de quantidade de energia vendida e atenuada pelo aumento do preço médio líquido de venda; e (iii) acréscimo de R$ 2 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo, principalmente na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Mais detalhes estão descritos no item "Detalhamento das Operações de Curto Prazo".

Trading: redução de R$ 57 milhões (34,8%) oriunda, principalmente, do decréscimo da receita das operações realizadas. Mais detalhes estão descritos a seguir em item específico.

Receita Operacional Líquida por Segmento
R$ milhões



Comentários sobre as Variações da Receita Operacional Líquida

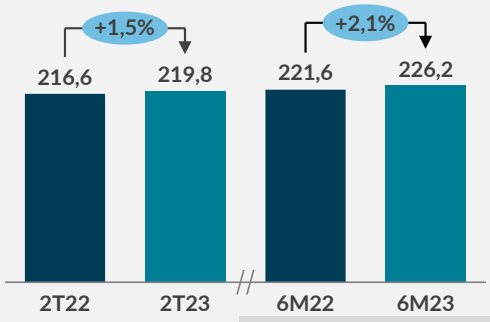
Geração e Venda de Energia do Portfólio

- **Preço Médio Líquido de Venda**

O preço médio de venda de energia, líquido dos encargos sobre a receita e operações de *trading*, atingiu **R$ 219,80/MWh no 2T23, 1,5% superior** ao obtido no 2T22, cujo valor foi de R$ 216,60/MWh, como resultado e ocasionou acréscimo de R$ 26 milhões entre os trimestres.

A elevação do preço foi motivada, substancialmente, pela atualização monetária dos contratos vigentes e aumento no Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), parcialmente atenuado pela venda da subsidiária Pampa Sul, a qual possuía preços de venda de energia acima do preço médio de venda do restante do portfólio da Companhia.

Preço Médio Líquido de Vendas*
R$/MWh

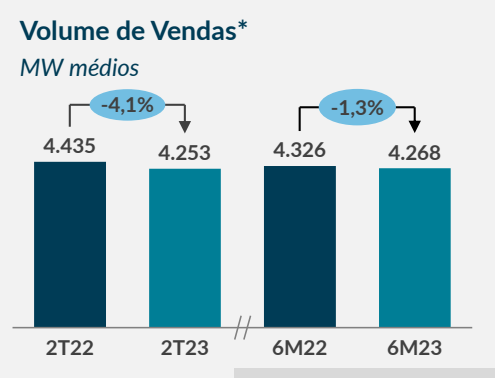


* Líquido de impostos sobre a venda e operações de *trading*.

- **Volume de Vendas**

A quantidade de energia vendida em contratos, líquida de operações de *trading*, passou de 9.685 GWh (4.435 MW médios) no 2T22 para **9.289 GWh (4.253 MW médios) no 2T23**, um decréscimo de 396 GWh (182 MW médios), ou 4,1%, entre os períodos comparados, com impacto negativo de R$ 83 milhões.

A redução na quantidade de energia vendida, foi motivada pela disponibilização de menor volume de vendas, destinado aos consumidores livres e a redução do volume de vendas às distribuidoras em decorrência da alienação da subsidiária Pampa Sul.



* Líquido de operações de *trading*.

- **Receita de Venda de Energia Elétrica**
  - Distribuidoras:

A receita de venda a distribuidoras alcançou R$ 1.050 milhões no 2T23, R$ 12 milhões (1,2%) superior aos R$ 1.038 milhões auferidos no 2T22. A variação foi ocasionada pelos seguintes efeitos: (i) R$ 35 milhões — acréscimo de 3,4% no preço médio líquido de vendas; e (ii) R$ 23 milhões — redução de 86 GWh (40 MW médios) na quantidade vendida.

O aumento do preço médio líquido de vendas, entre os trimestres em análise, foi motivado, principalmente, pela atualização monetária dos preços de venda nos períodos em comparação, e parcialmente atenuado pelo acréscimo entre os trimestres dos ressarcimentos previstos nos contratos no ambiente regulado.

A redução nos volumes de vendas entre os períodos comparados é consequência, principalmente, da sazonalização das vendas somada à alienação da subsidiária Pampa Sul.

  - Consumidores Livres:

A receita de venda a consumidores livres reduziu R$ 51 milhões (6,1%) entre os trimestres em análise, passando de R$ 838 milhões no 2T22 para **R$ 787 milhões no 2T23**. A variação resulta da redução de 332 GWh (152 MW médios) no volume de energia vendida (R$ 63 milhões), atenuada pelo acréscimo de 1,4% no preço médio líquido de vendas (R$ 12 milhões).

A variação na quantidade de energia vendida deve-se, principalmente, pelo encerramento de contratos de fornecimento e pela redução da disponibilização de energia elétrica para venda para esses consumidores. Já o aumento no preço médio líquido de vendas foi motivado, principalmente, pela atualização monetária dos contratos vigentes, parcialmente atenuado pela redução de preços de novos contratos, influenciados pela queda de preços no mercado.

  - Comercializadoras:

No 2T23, a receita de venda a comercializadoras foi de R$ 204 milhões, R$ 18 milhões (8,1%) inferior à receita auferida no 2T22, que foi de R$ 222 milhões. A variação é explicada pela combinação do decréscimo de 9,2% no preço médio líquido de vendas (R$ 21 milhões) e pelo aumento de 22 GWh (10 MW médios) no volume de energia vendida (R$ 3 milhões).

A redução do preço ocorreu, basicamente, pela queda nos preços do mercado de curto prazo atrelados ao PLD, que se manteve baixo ao longo de 2022, impactando desta forma os preços do 2T23. Já os preços do 2T22 foram resultados do PLD elevado do ano de 2021. A redução no 2T23 foi ligeiramente suavizada pela atualização monetária dos contratos vigentes. O acréscimo da quantidade entre os períodos analisados decorre, principalmente, de novos contratos firmados para a gestão do portfólio da Companhia.

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

No 2T23, a receita auferida no mercado de curto prazo foi de **R$ 64 milhões**, enquanto no 2T22 foi de R$ 62 milhões, o que representa um **acréscimo de R$ 2 milhões (3,2%)** entre os trimestres comparados. Mais explicações sobre tais operações e acerca da variação podem ser obtidas em "Detalhamento das operações de curto prazo".

- **Remuneração dos Ativos Financeiros de Concessões**

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

A remuneração dos ativos financeiros de concessões passou de R$ 164 milhões, no 2T22, para **R$ 104 milhões no 2T23, decréscimo de R$ 60 milhões (36,6%)**. A variação foi motivada, substancialmente, pela redução do IPCA entre os períodos em comparação.

Custos Operacionais

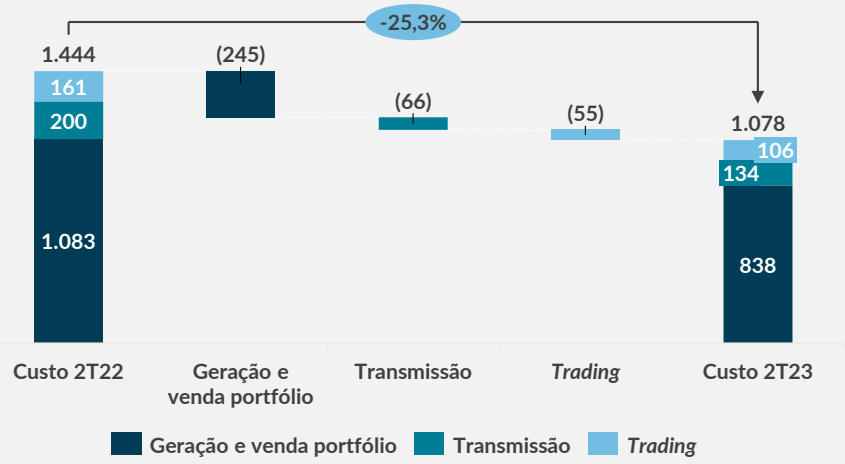
Custos por segmento – 2T23 x 2T22 (em R$ milhões)

	Energia elétrica			
	Geração	Transmissão	*Trading*	Consolidado
2T23				
Compras de energia	340	-	100	440
Depreciação e amortização	217	4	-	221
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	168	-	-	168
Custos de construção	-	113	-	113
Materiais e serviços de terceiros	102	9	-	111
Transações no mercado de curto prazo	101	-	-	101
Pessoal	63	4	-	67
Combustíveis para geração	44	-	-	44
Royalties	21	-	-	21
Seguros	18	2	-	20
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	6	6
Extensão de prazo de concessão	(239)	-	-	(239)
Outros custos operacionais, líquidos	3	2	-	5
Custos operacionais	**838**	**134**	**106**	**1.078**
2T22				
Compras de energia	423	-	157	580
Depreciação e amortização	251	-	-	251
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	149	-	-	149
Custos de construção	-	196	-	196
Materiais e serviços de terceiros	99	4	-	103
Transações no mercado de curto prazo	36	-	-	36
Pessoal	40	-	-	40
Combustíveis para geração	8	-	-	8
Royalties	34	-	-	34
Seguros	18	-	-	18
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	4	4
Outros custos operacionais, líquidos	25	-	-	25
Custos operacionais	**1.083**	**200**	**161**	**1.444**
Variação				
Compras de energia	(83)	-	(57)	(140)
Depreciação e amortização	(34)	4	-	(30)
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	19	-	-	19
Custos de construção	-	(83)	-	(83)
Materiais e serviços de terceiros	3	5	-	8
Transações no mercado de curto prazo	65	-	-	65
Pessoal	23	4	-	27
Combustíveis para geração	36	-	-	36
Royalties	(13)	-	-	(13)
Seguros	-	2	-	2
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	2	2
Extensão de prazo de concessão	(239)	-	-	(239)
Outros custos operacionais, líquidos	(22)	2	-	(20)
Custos operacionais	**(245)**	**(66)**	**(55)**	**(366)**

Os custos operacionais reduziram em R$ 366 milhões (25,3%) entre os trimestres comparados, passando de R$ 1.444 milhões no 2T22 para **R$ 1.078 milhões no 2T23**. Esta variação foi reflexo, principalmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) redução de R$ 245 milhões (22,6%) nos custos do segmento de geração e venda de energia do portfólio da Companhia; (ii) decréscimo de R$ 66 milhões (33,0%) nos custos do segmento de transmissão, principalmente pela redução dos custos de construção; e (iii) queda de R$ 55 milhões (34,2%) nos custos de operações de *trading* de energia.

Evolução dos Custos Operacionais

R$ milhões



Tais variações decorreram, essencialmente, do comportamento dos principais componentes a seguir:

Comentários sobre as Variações dos Custos Operacionais

Geração e Venda de Energia do Portfólio

- **Compras de energia:** entre o 2T22 e o 2T23 houve redução de R$ 83 milhões (19,6%) nas compras de energia, substancialmente motivada pela combinação das reduções de 372 GWh (170 MW médios) na quantidade de energia comprada (-R$ 65 milhões) e 4,2% no preço médio líquido de compras de energia (-R$ 18 milhões). O decréscimo do volume deve-se à redução das compras para gestão de portfólio da Companhia. A queda do preço médio de compras é reflexo dos maiores preços praticados no ano de 2022, em decorrência do PLD elevado do ano de 2021.

- **Transações no mercado de energia de curto prazo:** os custos com essas transações foram superiores em R$ 65 milhões (180,6%) 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:** acréscimo de R$ 36 milhões (450,0%) na comparação trimestral. A variação foi impactada (i) pelo aumento de R$ 39 milhões na UTE Pampa Sul, decorrente do aumento de geração e do pagamento de ICMS referente ao carvão adquirido, que incidiu regime especial de diferimento na venda de energia; e atenuada (ii) pela queda de R$ 3 milhões na Usina de Cogeração Lages (UCLA), em razão da redução na geração na usina.

- **Depreciação e amortização:** redução de R$ 34 milhões (13,5%) entre os trimestres em análise. A redução é consequência, principalmente, da cessação da depreciação da UTE Pampa Sul em decorrência da classificação para Ativo Não Circulante Mantido para Venda e posterior alienação ocorrida em maio de 2023.

- **Pessoal:** aumento de R$ 23 milhões (57,5%) entre os trimestres analisados resultante, substancialmente, do reajuste anual da remuneração e benefícios dos colaboradores, do aumento da provisão de bônus e participação de resultados e do aumento do quadro de colaboradores entre os trimestres, parcialmente atenuada pela alienação da subsidiária Pampa Sul.

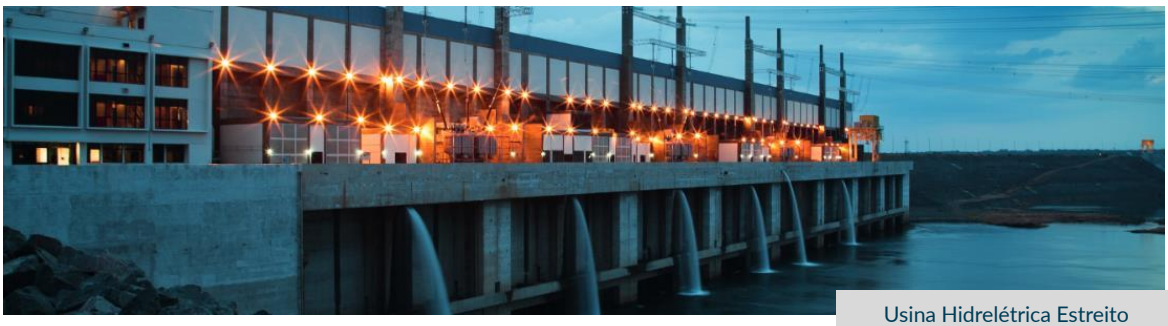
- **Encargos de uso da rede elétrica e conexão:** acréscimo de R$ 19 milhões (12,8%) entre os trimestres analisados resultante, substancialmente, do reajuste anual das tarifas de transmissão e distribuição e pela entrada em operação comercial de parte do Conjunto Eólico Santo Agostinho, durante o ano de 2023. O acréscimo foi parcialmente suavizado pelo reajuste negativo da tarifa de distribuição da UHE Miranda, decorrente de resolução homologatória Aneel específica em virtude do regime anual de cotas.

- **Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*Royalties*):** diminuição de R$ 13 milhões (38,2%) nos trimestres comparados em decorrência, basicamente, de menor geração das usinas hidrelétricas durante o 2T23 quando comparado com o 2T22, atenuada pelo reajuste anual.

- **Extensão de prazo de concessão:** a Lei nº 13.360/16 determina que a Aneel adicione um prazo à concessão original na mesma quantidade de dias em que houver eventos excludentes de responsabilidade do agente reconhecidos pelo órgão regulador. Com base nesta lei, a Nota Técnica nº 877/2022–SCG/SFG/ANEEL foi aprovada pela Diretoria Colegiada da Aneel em 31 de janeiro de 2023, determinando que os dias de extensão de prazo de concessão por excludentes de responsabilidade desloquem os dias de Extensão do GSF (*Generation Scaling Factor*), fazendo com que estes precisem ser recalculados no tempo, aumentando o prazo de concessão da UHE Estreito em 852 dias. Em 27 de abril de 2023, a Aneel emitiu o Ofício nº 281/2023-SRG-SCG/ANEEL, o qual solicitou a apuração dos cálculos de extensão da concessão pela CCEE. Tal cálculo foi realizado pela CCEE, no documento CT-CCEE06666/2023, publicado em 10 de maio de 2023, gerando 620 dias adicionais em relação à extensão calculada anteriormente.

Diante disto, no 2T23, foi reconhecido ativo intangível, correspondente ao direito de extensão da concessão no montante de R$ 243 milhões, em contrapartida da rubrica "Extensão de prazo de concessão" da demonstração do resultado, no valor de R$ 239 milhões, e do passivo de concessões a pagar, no montante de R$ 4 milhões.

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



Usina Hidrelétrica Estreito

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 e Novo Estado e Gavião Real, 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.



Sistema de Transmissão Gralha Azul

O resultado bruto do segmento de transmissão de energia atingiu R$ 118 milhões positivos no 2T23, redução de R$ 148 milhões (55,6%), em relação ao mesmo trimestre de 2022, cujo valor foi de R$ 266 milhões. As variações decorrem, substancialmente, (i) do decréscimo R$ 154 milhões (52,7%) na remuneração dos ativos de concessão ocasionado, especialmente, pela redução dos índices inflacionários e pela redução dos saldos dos ativos de contrato, em decorrência da revisão tarifária; e (ii) do efeito positivo de R$ 14 milhões (46,7%) na variação do resultado líquido das receitas e custos de construção (reduções de R$ 69 milhões e R$ 83 milhões, respectivamente), oriundo, principalmente, do encerramento das obras dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado.

Adicionalmente, no 2T23, houve o reconhecimento no grupo de outras despesas operacionais do montante de R$ 64 milhões com efeito negativo no resultado a título de revisão tarifária periódica em contrapartida do ativo de contrato, baseado no Ofício Circular CVM nº 04/2020 e na resolução homologatória Aneel nº 3.216, de 4 de julho de 2023, em decorrência da redução da NTN-B, a qual é calculada com base na composição do estoque de dívida já emitida e nas taxas de juros implícitas nas cotações do mercado secundário dos últimos 5 anos. Em razão da revisão, o saldo do ativo contratual é ajustado para considerar o novo fluxo financeiro.

O valor de **RAP, líquida de PIS e Cofins, recebida no 2T23 foi de R$ 184 milhões, 97,8% acima dos R$ 93 milhões registrados no 2T22,** sendo R$ 167 milhões (R$ 85 milhões no 2T22) correspondentes à amortização do ativo de contrato, registrada em contrapartida do ativo de contrato, e R$ 17 milhões (R$ 8 milhões no 2T22) relativos à receita de serviços prestados de O&M. Abaixo a composição do Ebitda regulatório de transmissão.

(Valores em R$ milhões)	2T23	2T22	Variação
RAP, líquida de PIS e Cofins	184	93	91
Custos operacionais	(17)	(4)	(13)
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(8)	3	(11)
Receitas (despesas) operacionais, líquidas	1	-	1
Ebitda regulatório transmissão	**160**	**92**	**68**

Resultado Operacional do Segmento de *Trading* de Energia

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

O lucro bruto entre os trimestres em análise reduziu R$ 2 milhões (66,7%), passando de R$ 3 milhões no 2T22 para R$ 1 milhão no 2T23, motivado pelos seguintes eventos: (i) queda de R$ 3 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; e atenuado pelo (ii) aumento de R$ 1 milhão no resultado das transações de compra e venda de energia.

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.

No 2T23 e no 2T22, **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 negativos em R$ 36 milhões** e positivos em R$ 26 milhões, respectivamente. O montante representa **redução de R$ 62 milhões entre os períodos comparados**, sendo decréscimo de R$ 63 milhões no resultado das transações no segmento de geração e venda de energia do portfólio e aumento de R$ 1 milhão no resultado das transações de *trading* de energia.

Essas variações foram consequência, fundamentalmente, dos seguintes fatores: (i) efeito negativo no MRE, em virtude de geração hidrelétrica inferior ao lastro e consequente aumento do valor a reembolsar aos demais agentes do MRE; (ii) impacto negativo do Fator de Ajuste do MRE (GSF), em razão do menor volume de energia produzido no MRE, resultando em variação negativa entre os períodos em análise; (iii) impacto positivo pela exportação de vertimento turbinável, ou seja, a energia não utilizada para atendimento do Sistema Interligado Nacional (SIN) e que seria desperdiçada pelas usinas hidrelétricas participantes do MRE, foi direcionada à uma nova transação comercial com países vizinhos; (iv) redução da energia livre devido à estratégia de alocação de energia sazonalizada no decorrer dos períodos, combinada com a variação positiva do PLD; e (v) redução dos impactos negativos de modulação entre os trimestres analisados.

Em dezembro de 2022, a Aneel estabeleceu os limites máximo e mínimo do PLD para o ano de 2023 em R$ 678,29/MWh e R$ 69,04 /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	2T23	2T22	Var. 2T (%)
Sul	69,04	55,70	23,9%
Sudeste/Centro-Oeste	69,04	55,70	23,9%
Nordeste	69,04	55,70	23,9%

Alienação de Subsidiária

Em 31 de maio de 2023, após o cumprimento das condições precedentes, foi concluída a operação de venda da participação societária que a Companhia possuía na subsidiária Usina Termelétrica Pampa Sul S.A. ("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.

Provisão para Redução ao Valor Recuperável (*Impairment*)

Adicionalmente, além da reversão do *impairment* referente à alienação da Pampa Sul, 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).

Durante o 2T22, a Companhia reconheceu R$ 180 milhões de *impairment*, este efeito não recorrente, foi motivado pelo reconhecimento de *impairment* em decorrência da intenção firme de venda da UTE Pampa Sul, cuja avaliação preliminar dos valores de venda foi inferior aos seus valores contábeis.

Resultado de Equivalência Patrimonial – Transporte de Gás

A Companhia possui 32,5% de participação societária direta na TAG. O resultado de equivalência patrimonial da TAG dos trimestres em análise é composto pelos seguintes itens:

	2T23		2T22	
DRE – em R$ milhões	**100%**	**Participação da Companhia**	**100%**	**Participação da Companhia**
Receita operacional líquida	2.283	742	2.054	668
Custos dos serviços prestados	(609)	(198)	(766)	(249)
Lucro bruto	**1.674**	**544**	**1.288**	**419**
Despesas gerais e administrativas	(147)	(48)	(17)	(5)
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**1.527**	**496**	**1.271**	**414**
Resultado financeiro	(552)	(179)	(521)	(169)
Lucro antes dos impostos	**975**	**317**	**750**	**245**
Imposto de renda e contribuição social	(335)	(109)	(258)	(85)
Lucro líquido da TAG	**640**	**208**	**492**	**160**

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

	2T23		2T22	
Ebitda – em R$ milhões	**100%**	**Participação da Companhia**	**100%**	**Participação da Companhia**
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**1.527**	**496**	**1.271**	**414**
Depreciação e amortização	172	56	166	54
Amortização da mais valia	148	48	228	74
Ebitda	**1.847**	**600**	**1.665**	**542**
Margem Ebitda	**80,9%**		**81,1%**	

Entre o 2T22 e o 2T23, o resultado de equivalência patrimonial aumentou R$ 48 milhões (30,0%), passando de R$ 160 milhões para R$ 208 milhões, respectivamente.

A variação foi consequência, substancialmente, da combinação dos seguintes efeitos: (i) R$ 58 milhões de acréscimo no Ebitda devido, principalmente, (i.i) à atualização das tarifas de transporte; (i.ii) ao encerramento do contrato de O&M com a Petrobras Transporte S.A. (Transpetro), em junho de 2022, sendo assumido pela ENGIE Soluções em Manutenção (Esom), uma empresa do Grupo ENGIE no Brasil; e atenuada (i.iii) pela constituição de provisão de passivos com a Petrobras, em decorrência de depósitos judiciais que estão em poder da TAG, cuja possibilidade de devolução é provável; e (i.iv) pelo reconhecimento de *impairment* de créditos tributários; e (ii) redução de R$ 26 milhões da amortização da mais valia, decorrente da revisão da vida útil.

Estes aumentos foram parcialmente atenuados (iii) pelo aumento da despesa financeira líquida, de R$ 10 milhões, oriundo, substancialmente, do acréscimo do CDI entre os trimestres em análise; e (iv) pela elevação de R$ 24 milhões, nas despesas de Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CSLL), em virtude, basicamente, do aumento do lucro antes dos impostos.

Adicionalmente, a receita operacional líquida e os custos dos serviços prestados foram impactados, ambos no montante de R$ 20 milhões, 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 2023 e 31 de dezembro de 2022 eram estes:

Balanço Patrimonial	30/06/2023	31/12/2022
ATIVO		
Ativo circulante	**3.305**	**2.828**
Caixa e equivalentes de caixa	578	688
Contas a receber de clientes	1.565	1.513
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	267	284
Outros ativos circulantes	895	343
Ativo não circulante	**29.751**	**30.585**
Depósitos vinculados	247	217
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	200	284
Outros ativos não circulantes	134	624
Imobilizado	26.419	26.706
Intangível	2.751	2.754
Total	**33.056**	**33.413**
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Passivo circulante	**4.487**	**4.341**
Instrumentos de dívida	4.075	3.974
Outros passivos circulantes	412	367
Passivo não circulante	**18.603**	**20.356**
Instrumentos de dívida	13.203	15.584
Imposto de renda e contribuição social diferidos	4.900	3.908
Outros passivos não circulantes	500	864
Patrimônio líquido	**9.966**	**8.716**
Total	**33.056**	**33.413**



Transportadora Associada de Gás - TAG

Ebitda e Margem Ebitda

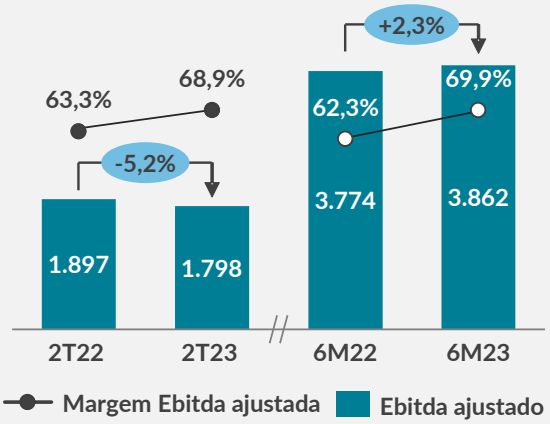
Ebitda por segmento – 2T23 x 2T22 (em R$ milhões)

	Energia elétrica				
	Geração	Transmissão	*Trading*	Transporte de Gás	Consolidado
2T23					
Lucro antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	1.223	47	-	208	1.478
Depreciação e amortização	228	4	-	-	232
Ebitda	**1.451**	**51**	**-**	**208**	**1.710**
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%**
2T22					
Lucro antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	1.026	269	2	160	1.457
Depreciação e amortização	260	-	-	-	260
Ebitda	**1.286**	**269**	**2**	**160**	**1.717**
Impairment	180	-	-	-	180
Ebitda ajustado	**1.466**	**269**	**2**	**160**	**1.897**
Margem Ebitda ajustada	**62,0%**	**57,7%**	**1,2%**	**-**	**63,3%**
Variação					
Lucro antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	197	(222)	(2)	48	21
Depreciação e amortização	(32)	4	-	-	(28)
Ebitda	**165**	**(218)**	**(2)**	**48**	**(7)**
Impairment, líquido	(1.381)	-	-	-	(1.381)
Alienação de subsidiária	1.289	-	-	-	1.289
Ebitda ajustado	**73**	**(218)**	**(2)**	**48**	**(99)**
Margem Ebitda ajustada	**6,4 p.p.**	**(37,5 p.p.)**	**(1,2 p.p.)**	**-**	**5,6 p.p.**

Entre o 2T23 e o 2T22, o Ebitda ajustado reduziu R$ 99 milhões (5,2%), passando de R$ 1.897 milhões no 2T22 para **R$ 1.798 milhões no 2T23**. A variação foi consequência da combinação dos seguintes **efeitos negativos**: (i) R$ 218 milhões (81,0%) oriundos do segmento de transmissão de energia; e (ii) R$ 2 milhões (100,0%) oriundos do segmento de *trading* de energia. Os referidos impactos negativos foram parcialmente atenuados pelos seguintes **efeitos positivos**: (iii) R$ 73 milhões (5,0%) no segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia; e (iv) R$ 48 milhões (30,0%) decorrentes de maior resultado de participação societária em controlada em conjunto – TAG.

As principais variações no Ebitda ajustado estão no segmento de transmissão, cujos efeitos foram, substancialmente, a combinação dos seguintes componentes: (i) R$ 154 milhões de redução na receita de remuneração dos ativos de contrato; (ii) reconhecimento de R$ 64 milhões com efeito negativo decorrente da revisão tarifária periódica; (iii) R$ 14 milhões de acréscimo do resultado de construção; e (iv) queda de R$ 4 milhões na margem de O&M (RAP de O&M, líquida dos custos), em decorrência do aumento dos custos.

Ebitda[1] e Margem Ebitda ajustados



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

Adicionalmente, o Ebitda foi impactado positivamente pelo segmento de geração e venda de energia elétrica, cujos efeitos positivos, foram: (i) R$ 239 milhões referente à extensão de prazo de concessão por excludente de responsabilidade; (ii) R$ 83 milhões nas compras de energia; e (iii) R$ 13 milhões referentes a *royalties*. Esses efeitos foram atenuados pelas seguintes variações negativas: (iv) R$ 63 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo; (v) R$ 60 milhões de receita de remuneração e atualização monetária sobre ativos de concessões das UHEs Jaguara e Miranda; (vi) R$ 57 milhões da combinação das variações de quantidade de energia vendida e do preço médio líquido de venda; (vii) R$ 36 milhões com consumo de combustível próprio; (viii) R$ 23 milhões relativos aos custos com pessoal; (ix) R$ 19 milhões relativos ao encargos de uso da rede elétrica e conexão; e (x) R$ 4 milhões relativos às demais receitas, custos e despesas operacionais e administrativas.

Considerando os efeitos não recorrentes de reversão de *impairment* líquido e alienação de subidiária, ocorridos nos trimestres em questão, o Ebitda reduziu R$ 7 milhões (0,4%), passando de R$ 1.717 milhões no 2T22 para R$ 1.710 milhões no 2T23.

Margem Ebitda Ajustada Consolidada

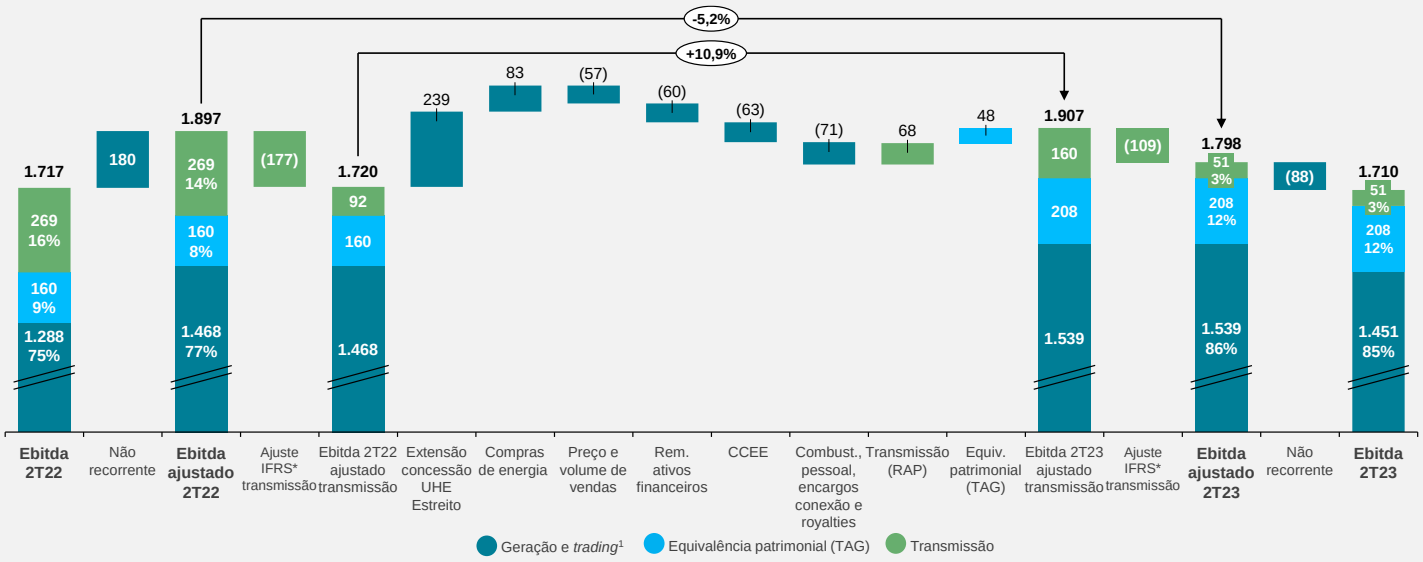
A margem Ebitda ajustada consolidada apresentou aumento de 5,6 p.p., passando de 63,3% no 2T22 para 68,9% no 2T23.

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:

(Valores em R$ milhões)	2T23	2T22	Var. %	6M23	6M22	Var. %
Lucro líquido recorrente	733	395	85,6	1.615	1.040	55,3
(+) Imposto de renda e contribuição social	253	81	212,3	488	253	92,9
(+) Resultado financeiro	492	981	(49,8)	1.212	1.805	(32,9)
(+) Depreciação e amortização	232	260	(10,8)	459	509	(9,8)
Ebitda	**1.710**	**1.717**	**(0,4)**	**3.774**	**3.607**	**4,6**
Efeitos não recorrentes						
(+) (Reversão) provisão de *impairment* , líquida	(1.201)	180	(767,2)	(1.201)	73	(1.745,2)
(+) Alienação de subsidiária	1.289	-	100,0	1.289	94	1.271,3
Ebitda ajustado	**1.798**	**1.897**	**(5,2)**	**3.862**	**3.774**	**2,3**
Ebitda societário transmissão (IFRS)	(51)	(269)	(81,0)	(338)	(502)	(32,7)
Ebitda regulatório transmissão (RAP)	160	92	73,9	275	108	154,6
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão	**1.907**	**1.720**	**10,9**	**3.799**	**3.380**	**12,4**

Evolução do Ebitda

R$ milhões



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

Resultado Financeiro

(Valores em R$ milhões)	2T23	2T22	Variação	6M23	6M22	Variação
Renda de aplicações financeiras	96	136	(40)	186	273	313
Outras receitas financeiras	18	16	2	43	29	(9)
Total receitas financeiras	**114**	**152**	**(38)**	**229**	**302**	**304**
Dívida:						
Juros	(274)	(412)	138	(595)	(783)	(350)
Atualização monetária	(212)	(409)	197	(469)	(707)	330
Outras despesas financeiras, líquidas	(37)	(56)	19	(90)	(93)	(43)
Total despesas financeiras	**(523)**	**(877)**	**354**	**(1.154)**	**(1.583)**	**(63)**
Concessões a pagar (Uso de Bem Público):						
Atualização monetária	39	(140)	179	(46)	(298)	414
Atualização a valor presente	(122)	(116)	(6)	(241)	(226)	(91)
Total despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	**(83)**	**(256)**	**173**	**(287)**	**(524)**	**323**
Resultado financeiro	**(492)**	**(981)**	**489**	**(1.212)**	**(1.805)**	**564**

Receitas financeiras: no 2T23, as receitas financeiras atingiram R$ 114 milhões, R$ 38 milhões ou 25,0% abaixo dos R$ 152 milhões auferidos no 2T22, substancialmente, pela redução de R$ 40 milhões na receita com aplicações financeiras. A queda foi motivada, principalmente, pelo decréscimo dos saldos de aplicações financeiras nos trimestres em questão e atenuada pelo leve aumento do CDI.

Despesas financeiras: as despesas financeiras no 2T23 foram de R$ 523 milhões, isto é, R$ 354 milhões ou 40,4% abaixo das registradas no 2T22, que foram de R$ 877 milhões. As principais variações observadas entre os trimestres analisados foram decorrentes da redução de R$ 197 milhões relativos à atualização monetária sobre a dívida, pela queda dos índices inflacionários, e de R$ 138 milhões em juros sobre a dívida, em virtude da liquidação de instrumentos de dívida em montantes significativos ao longo do ano de 2022.

Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público): as despesas de concessões a pagar reduziram em R$ 173 milhões (67,6%), atingindo R$ 83 milhões no 2T23 em contrapartida aos R$ 256 milhões no 2T22, em virtude dos seguintes fatores: (i) decréscimo de R$ 179 milhões de atualização monetária, em decorrência, principalmente, da redução do IPCA e do IGPM entre os trimestres (destaque para o IGPM que apresentou deflação durante o 2T23); e (ii) R$ 6 milhões de acréscimo pela atualização a valor presente das concessões a pagar.

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

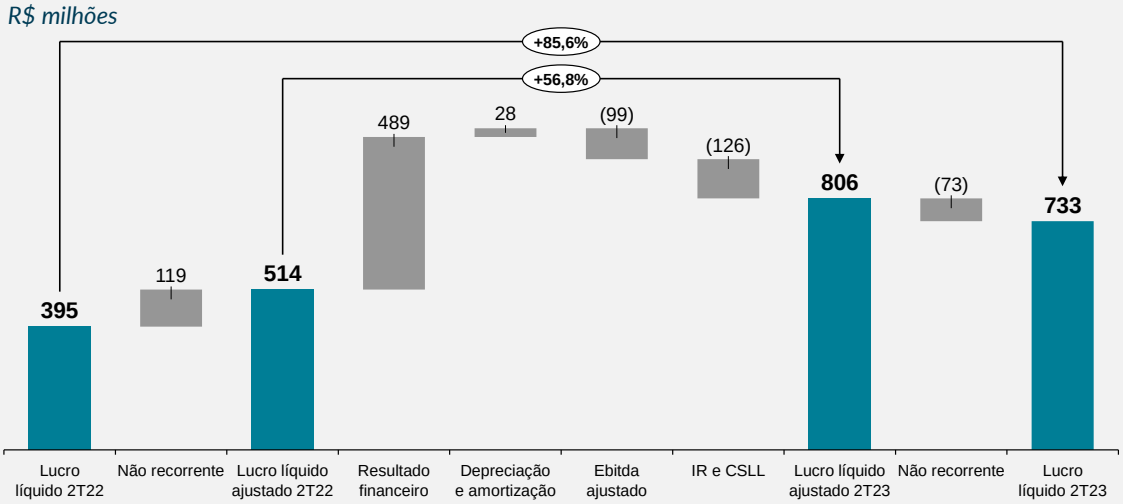
O valor apurado de **IR e CSLL no 2T23 foi R$ 253 milhões**, variação de R$ 172 milhões (212,3%) quando comparado ao mesmo trimestre de 2022, o qual foi R$ 81 milhões. As variações foram motivadas, principalmente, pelo aumento do lucro antes do IR e CSLL, entre os períodos observados. Desconsiderando os efeitos não recorrentes, as despesas com IR e CSLL, aumentaram R$ 126 milhões (88,7%) entre os trimestres analisados.

Lucro Líquido

O lucro líquido do 2T23 foi de R$ 733 milhões, R$ 338 milhões ou 85,6% maior do que os R$ 395 milhões apresentados no mesmo trimestre do ano anterior. Esse acréscimo é consequência da combinação dos seguintes efeitos: (i) efeito positivo de R$ 489 milhões do resultado financeiro líquido; (ii) aumento de R$ 126 milhões do imposto de renda e da contribuição social, considerando as transações recorrentes; (iii) redução de R$ 99 milhões no Ebitda ajustado; (iv) aumento de efeitos não recorrentes com impacto líquido positivo de R$ 46 milhões; e (iv) redução de R$ 28 milhões da depreciação e amortização. **Excluindo-se os efeitos não recorrentes, o lucro líquido aumentou em R$ 292 milhões (56,8%) entre os trimestres em comparação.**

Evolução do Lucro Líquido

R$ milhões



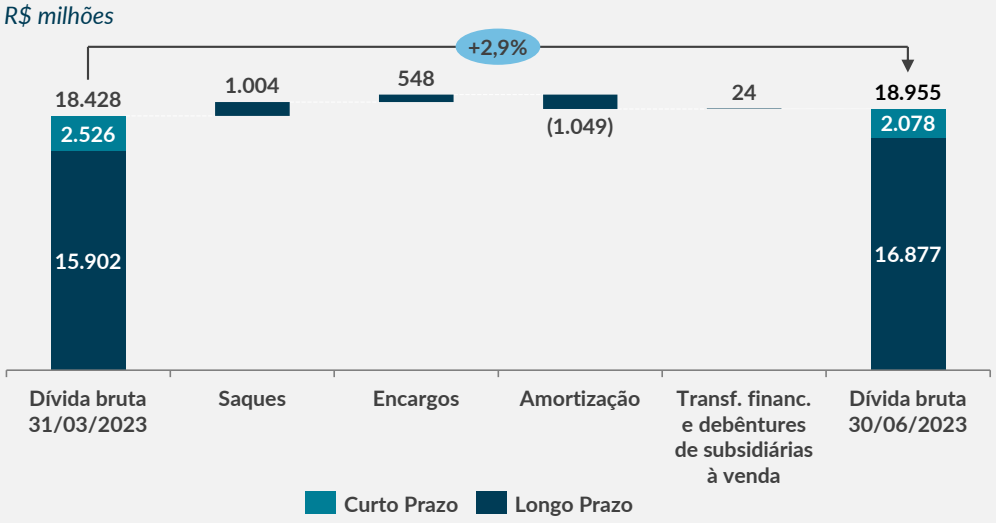
Endividamento

Em 30 de junho de 2023, a **dívida bruta total consolidada**, representada, principalmente, por empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais resgatáveis, líquidos dos efeitos de operações de *hedge*, **totalizava R$ 18.955 milhões — aumento 2,9%** (R$ 527 milhões) comparativamente à posição de 31 de março de 2023. O **prazo médio de vencimento da dívida** no fim do 2T23 era de **7,3 anos.**

A variação no endividamento da Companhia está relacionada, principalmente, à combinação dos seguintes fatores, ocorridos no 2T23: (i) R$ 1.004 milhões de saques junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) para financiamento dos projetos em construção; (ii) geração de R$ 548 milhões em encargos incorridos a serem pagos e variação monetária; (iii) R$ 1.049 milhões em amortizações de empréstimos, financiamentos e debêntures; e (iv) R$ 24 milhões de transferência de financiamentos e debêntures de subsidiárias reclassificadas para Ativo Mantido para Venda.

Dívida Bruta

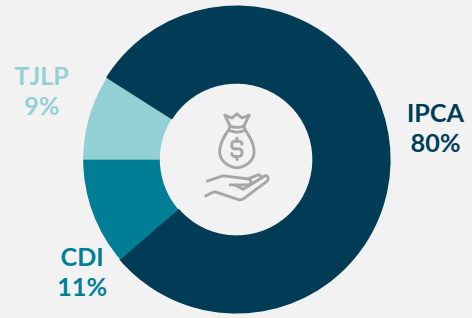
R$ milhões



O custo médio ponderado nominal da dívida ao fim do 2T23 **foi 9,1%** — equivalente a IPCA + 5,8% — **6,7 p.p. abaixo do registrado no fim do 2T22** (15,8% — equivalente a IPCA + 3,5%). A redução em relação ao mesmo trimestre do ano anterior deve-se, principalmente, à desaceleração do IPCA no período.

Em 30 de junho de 2023, 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$ 13.890 milhões, redução de 8,7%** em relação ao registrado ao fim do 1T23.

Composição da Dívida

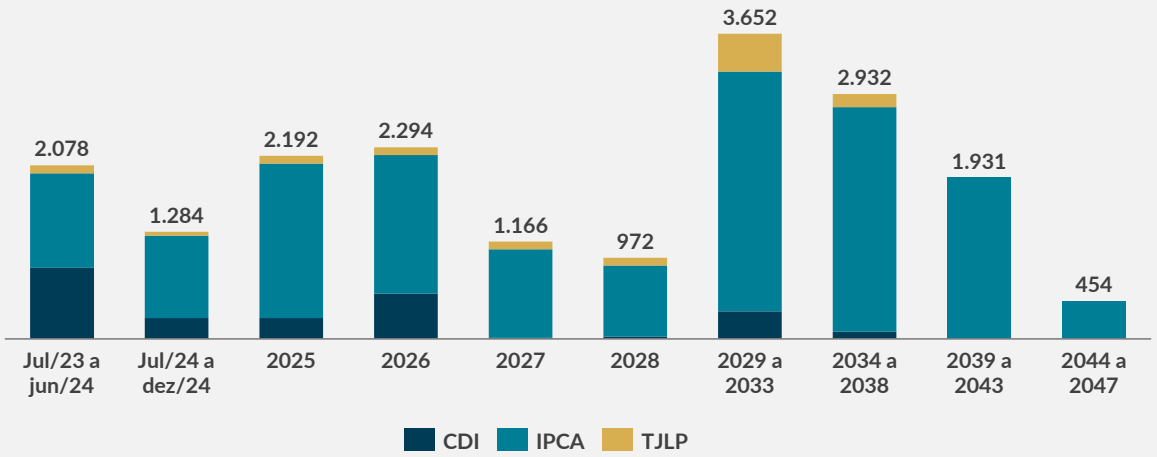


Dívida Líquida

R$ milhões	30/06/2023	31/03/2023	Var. %
Dívida bruta	18.673	18.175	2,7
Resultado de operações de *hedge*	282	253	11,4
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(311)	(271)	14,9
Caixa e equivalentes de caixa	(4.754)	(2.942)	61,6
Dívida líquida total	**13.890**	**15.216**	**(8,7)**
Dívida líquida/Ebitda últimos 12 meses	**2,0X**	**2,1X**	

Cronograma de Vencimento da Dívida

R$ milhões



Investimentos

Os investimentos totais da ENGIE Brasil Energia no 2T23 foram de R$ 679 milhões, dos quais: (i) R$ 2 milhões em pagamentos referentes à aquisição de participação societária do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol; (ii) R$ 628 milhões destinados à construção dos novos projetos, sendo: (ii.i) R$ 399 milhões no Conjunto Eólico Santo Agostinho – Fase I; (ii.ii) R$ 175 milhões no Conjunto Eólico Serra do Assuruá; (ii.iii) R$ 37 milhões concentrados na Novo Estado Transmissora de Energia; (ii.iv) R$ 10 milhões no Conjunto Fotovoltaico Assú Sol; (ii.v) R$ 4 milhões na Gavião Real Transmissora de Energia; e (ii.vi) R$ 3 milhões no Sistema de Transmissão Gralha Azul; (iii) R$ 33 milhões designados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador; e (iv) R$ 16 milhões para projetos de modernização: R$ 9 milhões na Usina Hidrelétrica Miranda e R$ 7 milhões na Usina Hidrelétrica Salto Osório.

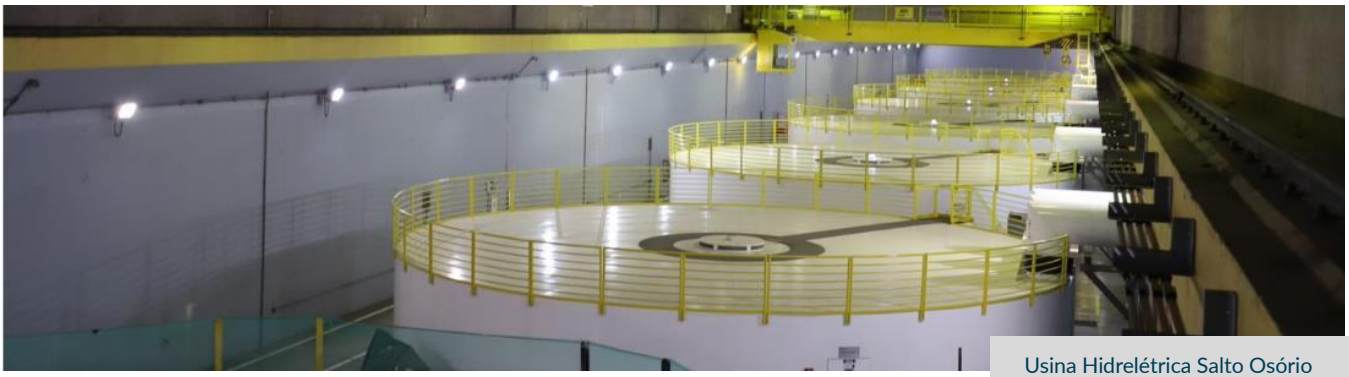


Dividendos Intercalares

O Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia aprovou, em reunião realizada em 8 de agosto de 2023, o crédito de **dividendos intercalares com base nas demonstrações financeiras levantadas em 30 de junho de 2023**, no valor de **R$ 767,2 milhões (R$ 0,94027879765 por ação)**, representando um ***payout* de 55%** do lucro líquido distribuível do primeiro semestre de 2023.

As ações da Companhia serão negociadas **ex-dividendos a partir de 22 de agosto de 2023**. Esses proventos serão pagos em data a ser posteriormente definida pela Diretoria-Executiva e a comunicação se dará por meio de Aviso aos Acionistas.

A redução do *payout* pela Companhia respeita sua política indicativa de dividendos e tem como objetivo manter uma estrutura de capital robusta, possibilitando captura de oportunidades de curto prazo, bem como fazer frente ao plano de investimentos e demais compromissos.



Usina Hidrelétrica Salto Osório

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 2023, das 76 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 82,0% da capacidade total operada pela Companhia.

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

Com vistas a ampliação do engajamento com o desenvolvimento sustentável, a Companhia é signatária do Pacto Global da ONU, 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

- O município de Umburanas, na Bahia, vai ser beneficiado com mais uma ação de **qualificação de mão de obra local**, realizada pela ENGIE Brasil Energia e Vestas Brasil. As empresas, em parceria com o Senai, vão disponibilizar 25 vagas para o curso de dois anos em Eletrotécnica. A iniciativa irá desenvolver e capacitar profissionais para atuarem futuramente na operação e manutenção de parques eólicos.
- O Diálogo com *Stakeholders* realizado no entorno da Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra, em 2022, levantou uma série de desafios a serem enfrentados localmente: aumentar a visibilidade da Usina, ampliar o relacionamento com as comunidades vizinhas, otimizar o investimento em projetos socioambientais. Com esse direcionador, no último dia 13 de junho, na Câmara dos Vereadores de Sonora (MS), as equipes da Usina Ponte de Pedra realizaram um **encontro estratégico para o estreitamento com as comunidades vizinhas e encaminhamento de iniciativas** que atendam as necessidades mapeadas.
- A ENGIE Brasil Energia realiza desde 2018 a campanha **"Energia Voluntária"** que incentiva os colaboradores a doarem parte do Imposto de Renda devido a projetos ou entidades socioculturais, como creches, orfanatos, hospitais ou lares de idosos. A Companhia fornece apoio consultivo para efetivar as doações e estimula o engajamento dos doadores nas causas apoiadas.



UHE Estreito – Projeto Gotas de Esperança

- Nos dias 21 e 22 de junho, foi realizado o **"Encontro de Gestão Sustentável"** – evento que busca engajar todos os colaboradores na temática e que também proporciona um fórum de debates e *workshops* internos para evolução de práticas sustentáveis. Neste ano, o primeiro dia do evento foi focado na temática "Riscos e Impactos das Mudanças Climáticas", com palestra do Prof. Dr. Paulo Artaxo e Membros da Defesa Civil dos Estados de SC e MA. No segundo dia, o tema foi "Fomento à Sustentabilidade na Cadeia de Valor" com a participação da Prof. Vanessa Pinsky.
- Visando a manutenção da eficiência operacional da Companhia, iniciaram-se os **processos de modernização** dos Sistemas Digitais das Unidades Geradoras 1 e 3 da Usina Hidrelétrica Miranda e do gerador da Unidade 1 da Usina Hidrelétrica Jaguara.
- Também no âmbito operacional, iniciou-se a **operação remota dos Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu e Floresta** pelo Centro de Operação, na Sede da Companhia, em Florianópolis - SC. Tais Conjuntos foram adquiridos em março de 2022. Assim, o Centro de Operação passa a operar 70 das 78 Usinas da Companhia, que correspondem a 76,5% da capacidade operada.

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 2T23 e 2T22, associando cada indicador aos da GRI *Standards*.

Indicadores de Sustentabilidade[1]

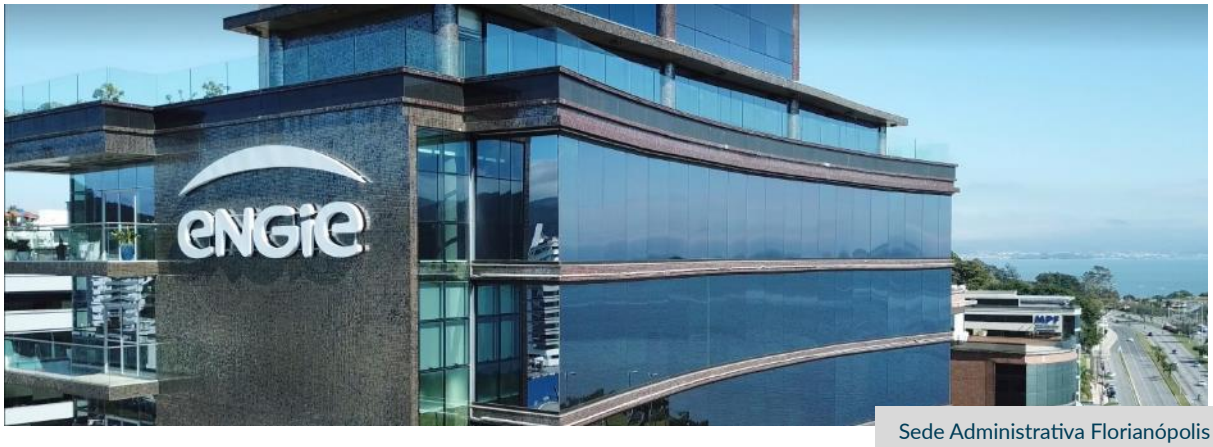
Indicadores de Sustentabilidade[1]										
Item	Dimensão[2]	Indicador	Temas materiais	Indicador GRI[3]	2T23	2T22	Variação	6M23	6M22	Variação
1	Qualidade	Número de usinas em operação	- Performance econômica e operacional - Energia e Emissões de Gases de Efeito Estufa	EU1	76	76	0	76	76	0
2		Capacidade instalada operada (MW)		EU1	9.898	10.174	-2,7%	9.898	10.174	-2,7%
3		Capacidade instalada própria (MW)		EU1	8.177	8.453	-3,3%	8.177	8.453	-3,3%
4		Número de usinas certificadas		EU6	11	11	0	11	11	0
5		Capacidade operada certificada (MW)		EU6	8.115	8.115	0,0%	8.115	8.115	0,0%
6		Capacidade operada certificada em relação à total		EU6	82,0%	79,8%	2,2 p.p.	82,0%	79,8%	2,2 p.p.
7		Capacidade operada proveniente de fontes renováveis		EU1	9.898	9.829	0,7%	9.898	9.829	0,7%
8		Capacidade operada proveniente de fontes renováveis em relação à		EU1	100,0%	96,6%	3,4 p.p.	100,0%	96,6%	3,4 p.p.
9		Geração de energia total (GWh)		EU2	7.418	10.303	-28,0%	16.733	17.416	-3,9%
10		Geração de energia certificada		EU6	5.832	8.696	-32,9%	13.584	14.290	-4,9%
11		Geração certificada em relação à total		EU6	78,6%	84,4%	-5,8 p.p.	81,2%	82,0%	-0,9 p.p.
12		Geração de energia proveniente de fontes renováveis (GWh)		EU2	7.413	10.303	-28,1%	16.522	16.990	-2,8%
13		Geração proveniente de fontes renováveis em relação à total		EU2	99,9%	100,0%	-0,1 p.p.	98,7%	97,6%	1,2 p.p.
14		Disponibilidade global do parque gerador		EU30	92,4%	89,4%	3,0 p.p.	93,4%	91,3%	2,1 p.p.
15		Disponibilidade - linhas de transmissão		EU30	99,97%	-	-	99,97%	-	-
16	Meio Ambiente e Mudanças do Clima	Total de mudas plantadas e doadas	- Energia e emissões de gases de efeito estufa - Apoio ao desenvolvimento sustentável das comunidades - Água e efluentes - Biodiversidade	304-1, 413-1	57.811	52.709	9,7%	103.452	112.895	-8,4%
17		Número de visitantes às usinas e educação ambiental (Programa Conexão)		413-1	34.369	52.112	-34,0%	48.419	72.078	-32,8%
18		Captação de água (megalitros)		303-3	919,1	1.237,7	-25,7%	1.418,4	2.276,0	-37,7%
19		Consumo de água (megalitros)		303-5	426,8	730,6	-41,6%	889,1	1.723,0	-48,4%
20		Emissões totais tCO_2e		D305-1, D305-2, D305-3	9.762	6.967	40,1%	209.695	424.144	-50,6%
21		Intensidade de emissões de CO_2 (Usinas a comb. fóssil) (kg/MWh)		D305-1, D305-2, D305-3	0,0	0,0	-	513,1	1070,4	-52,1%
22		Intensidade de emissões de CO_2 (Parque gerador) (kg/MWh)		D305-1, D305-2, D305-3	1,4	1,0	36,6%	8,3	32,0	-74,1%
23	Pessoas	Total de colaboradores	- Saúde, segurança e desenvolvimento dos colaboradores - Fomento à sustentabilidade na cadeia de valor	2-7	1.090	1.170	-6,8%	1.090	1.170	-6,8%
24		Mulheres na força de trabalho (%)		2-7	28,2%	24,4%	3,8 p.p.	28,2%	24,4%	3,8 p.p.
25		Taxa de Frequência (TF) operação e manutenção[4]		403-2	0,775	0,000	▲	1,143	1,544	▼
26		Taxa de Gravidade (TG) empregados próprios + prestadores de		403-2	0,006	N.D.	-	0,006	N.D.	-
27		Taxa de Frequência (TF) obras[4]		403-2	1,858	1,813	▲	1,614	0,955	▲
28		Visitas Gerenciais de Saúde e Segurança - VGS		403-2	341	137	148,9%	594	250	137,6%
29		Registro de Situações de Risco e Quase Acidentes		403-2	694	779	-10,9%	1003	1.496	-33,0%
30	Responsabilidade Social[6]	Investimentos não incentivados	- Apoio ao desenvolvimento sustentável das comunidades	201-1, 413-1	957,4	978,4	-2,1%	1.831,9	1.802,1	1,7%
31		Investimentos pelo Fundo da infância e adolescência - FIA		201-1, 413-1	0,0	64,0	-100,0%	210,5	200,0	5,3%
32		Investimentos pela Lei de Incentivo à cultura - Rouanet		201-1, 413-1	700,0	571,0	22,6%	1.139,0	2.122,2	-46,3%
33		Investimentos pela Lei de incentivo ao esporte		201-1, 413-1	200,0	636,0	-68,6%	350,0	730,0	-52,1%
34		Investimentos pelo Fundo Municipal do Idoso		201-1, 413-1	0,0	0,0	-	226,9	38,5	489,4%

Notas:
1 Informações adicionais sobre a sustentabilidade na Companhia estão no Relatório de Sustentabilidade (https://www.engie.com.br/investidores/relatorios-de-sustentabilidade/).
2 Referência: Política ENGIE de Gestão Sustentável.
3 GRI: Global Reporting Initiative, versão Standards e complemento setorial G4.
4 TF = nº de acidentes do trabalho ocorridos em cada milhão de horas de exposição ao risco.
5 TG = nº de dias perdidos com os acidentes de trabalho ocorridos em cada mil horas de exposição ao risco. A TG passou a considerar prestadores de serviços a partir de 2023, razão pela qual não há dado comparativo relativo a 2022.
6 Valores em milhares de reais.

Governança Corporativa

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

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. O Programa, em vigor na Companhia desde 2006, foi certificado em 2022 pela 17ª vez consecutiva, sem registro de controles com falhas relevantes e que pudessem gerar perdas significativas à Companhia.



Sede Administrativa Florianópolis

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.

A política de dividendos da ENGIE Brasil Energia estabelece um dividendo mínimo obrigatório de 30% do lucro líquido do exercício, ajustado nos termos da Lei 6.404/76 e, além disso, 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

A melhora no cenário doméstico influenciado pelo avanço do ajuste do arcabouço fiscal, pelo andamento da votação da reforma tributária no Congresso - que promete a simplificação da estrutura tributária no Brasil -, pelo cenário favorável para queda de juros futuros e pela leve queda na taxa de desemprego, trouxe novo ânimo aos investidores. No trimestre encerrado em 30 de junho de 2023, o Ibovespa (principal índice da bolsa de valores brasileira) teve o melhor desempenho trimestral desde o quarto trimestre de 2020, fechando em 118 mil pontos.

Já o cenário global teve a contribuição dos estímulos econômicos, o que ajudou a reduzir os temores de recessão, principalmente nos Estados Unidos, e também na estabilização das bolsas.

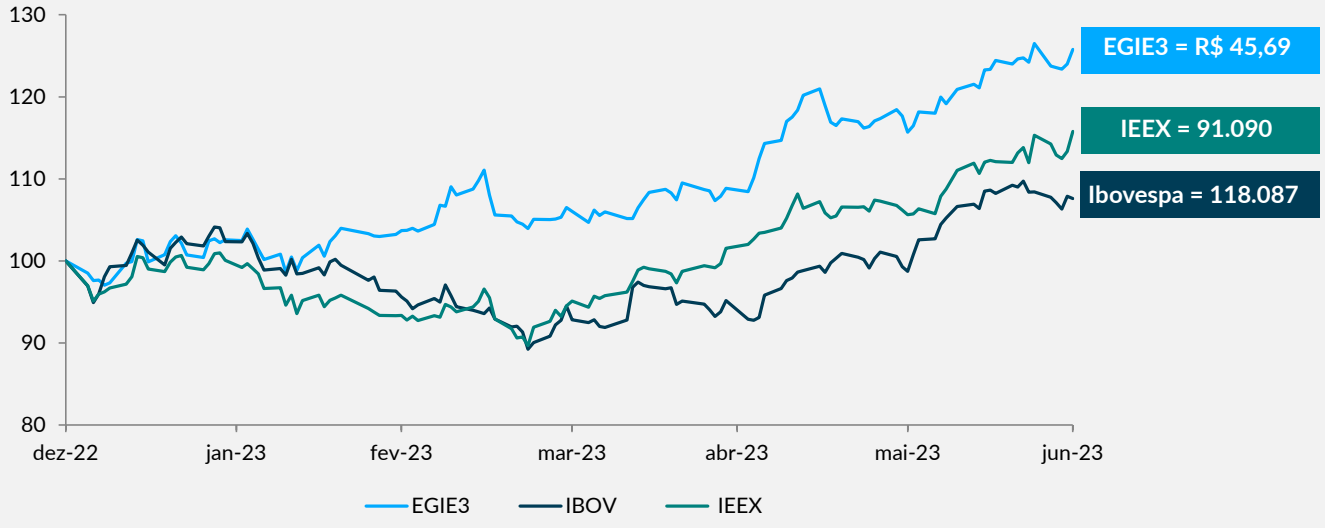
As ações da ENGIE Brasil Energia registraram crescimento de 18,6%, no 2T23, frente às valorizações de 21,7% e 15,9% do Índice do Setor de Energia Elétrica (IEEX) e do Ibovespa, respectivamente.

O volume médio diário da EGIE3 foi de R$ 71,0 milhões no 2T23, 7,3% acima do registrado no 2T22, quando atingiu R$ 66,1 milhões.

No último pregão de junho de 2023, as ações da Companhia encerraram cotadas a R$ 45,69/ação, **o que confere à Companhia valor de mercado de R$ 37,3 bilhões.**

EGIE3 vs. Ibovespa vs. IEEX

(Base 100 – 31/12/2022)





Usina Hidrelétrica Passo Fundo

O volume médio diário da EGIE3 foi de R$ 71,0 milhões no 2T23, 7,3% acima do registrado no 2T22 e a cotação encerrou o 2T23 em R$ 45,69/ação.

ANEXO 1

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO – ATIVO

(Valores em R$ mil)	30/06/2023	31/12/2022
Ativo Circulante	**7.818.425**	**7.378.528**
Caixa e equivalentes de caixa	4.753.812	2.235.887
Contas a receber de clientes	988.581	1.143.117
Crédito de imposto de renda e contribuição social	215.699	181.438
Estoques	62.460	59.313
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	-	-
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	157.887	209.928
Depósitos vinculados	47.513	34.527
Prêmio de riscos a apropriar - Repactuação de risco hidrológico	15.089	15.089
Ativo financeiro de concessão	373.561	363.802
Ativo de contrato	599.992	558.179
Outros ativos circulantes	599.254	244.470
Ativo não circulante mantido para venda	4.577	2.332.778
Ativo Não Circulante	**32.444.537**	**30.808.224**
Realizável a Longo Prazo	**9.854.422**	**9.469.898**
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	-	31.981
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	79.778	45.638
Depósitos vinculados	318.553	235.970
Depósitos judiciais	60.659	71.435
Prêmio de riscos a apropriar - Repactuação de risco hidrológico	62.873	70.418
Ativo financeiro de concessão	2.925.750	2.856.475
Ativo de contrato	6.088.414	5.895.776
Outros ativos não circulantes	318.395	262.205
Investimentos	**3.412.612**	**3.006.423**
Imobilizado	**14.724.746**	**14.025.476**
Intangível	**4.286.702**	**4.134.944**
Direito de uso de arrendamentos	**166.055**	**171.483**
Total	**40.262.962**	**38.186.752**

ANEXO 2

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO – PASSIVO

(Valores em R$ mil)	30/06/2023	31/12/2022
Passivo Circulante	**6.118.500**	**5.890.219**
Fornecedores	654.174	511.408
Dividendos e juros sobre o capital próprio	1.637.604	181.104
Empréstimos e financiamentos	1.126.129	979.862
Debêntures	700.521	565.958
Ações preferênciais resgatáveis	149.733	107.148
Arrendamentos a pagar	22.269	23.990
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	656.215	406.871
Imposto de renda e contribuição social a pagar	72.441	143.288
Outras obrigações fiscais e regulatórias	92.832	120.970
Obrigações trabalhistas	110.162	153.809
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	142.913	189.932
Provisões	2.061	4.144
Obrigações com benefícios de aposentadoria	31.394	54.015
Passivos relacionados a ativos não circulantes mantidos para venda	-	2.005.671
Outros passivos circulantes	720.052	442.049
Passivo Não Circulante	**24.846.621**	**23.856.361**
Empréstimos e financiamentos	11.316.023	10.930.652
Debêntures	4.902.512	4.880.587
Ações preferênciais resgatáveis	477.788	476.918
Arrendamentos a pagar	130.474	131.708
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	4.736.266	4.849.081
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	68.153	31.527
Provisões	552.529	425.659
Obrigações com benefícios de aposentadoria	263.582	218.959
Imposto de renda e contribuição social diferidos	1.884.531	1.505.352
Outros passivos não circulantes	514.763	405.918
Patrimônio Líquido	**9.297.841**	**8.440.172**
Capital social	4.902.648	4.902.648
Reserva de capital	(176.543)	(156.743)
Reservas de lucros	2.381.683	2.381.683
Dividendos adicionais propostos	-	1.455.160
Ajustes de avaliação patrimonial	(405.142)	(146.226)
Lucros acumulados	1.639.014	-
Participação de acionista não controlador	956.181	3.650
Total	**40.262.962**	**38.186.752**

ANEXO 3

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS CONSOLIDADOS

(Valores em R$ mil)	2T23	2T22	Var. %	6M23	6M22	Var. %
Receita Operacional Líquida	**2.609.533**	**2.996.265**	**-12,9**	**5.523.281**	**6.058.566**	**-8,8**
Custos Operacionais	**(1.078.474)**	**(1.443.876)**	**-25,3**	**(2.311.381)**	**(2.964.043)**	**-22,0**
Compras de energia	(445.867)	(584.357)	-23,7	(977.109)	(1.160.288)	-15,8
Transações no mercado de energia de curto prazo	(101.196)	(35.623)	184,1	(114.215)	(114.845)	-0,5
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	(168.097)	(149.445)	12,5	(331.857)	(298.304)	11,2
Combustíveis para geração	(43.720)	(8.341)	424,2	(66.031)	(49.861)	32,4
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*royalties*)	(21.324)	(34.380)	-38,0	(53.911)	(54.769)	-1,6
Pessoal	(66.879)	(39.965)	67,3	(129.002)	(89.137)	44,7
Materiais e serviços de terceiros	(111.544)	(102.886)	8,4	(200.371)	(187.903)	6,6
Depreciação e amortização	(221.443)	(250.637)	-11,6	(438.222)	(491.462)	-10,8
Seguros	(19.784)	(18.385)	7,6	(38.644)	(37.288)	3,6
Reversão de provisões operacionais líquidas	15.231	12.538	21,5	4.576	32.736	-86,0
Custo da implementação de infraestrutura de transmissão	(112.780)	(195.563)	-42,3	(189.841)	(460.205)	-58,7
Extensão de prazo de concessão	239.297	-	100,0	239.297	-	100,0
Outros	(20.368)	(36.832)	-44,7	(16.051)	(52.717)	-69,6
Lucro Bruto	**1.531.059**	**1.552.389**	**-1,4**	**3.211.900**	**3.094.523**	**3,8**
Receitas (Despesas) Operacionais	**(260.475)**	**(255.998)**	**1,7**	**(352.271)**	**(329.207)**	**7,0**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(108.504)	(77.241)	40,5	(200.508)	(162.932)	23,1
Impairment , líquido	1.201.115	(179.562)	-768,9	1.201.115	(72.298)	-1.761,3
Alienação de subsidiária	(1.289.115)	-	100,0	(1.290.524)	(94.430)	1.266,6
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	(63.971)	805	-8.046,7	(62.354)	453	-13.864,7
Resultado de Participações Societárias	**207.639**	**159.837**	**29,9**	**455.354**	**332.403**	**37,0**
Equivalência patrimonial	207.639	159.837	29,9	455.354	332.403	37,0
Lucro Antes do Resultado Financeiro e Tributos Sobre o Lucro	**1.478.223**	**1.456.228**	**1,5**	**3.314.983**	**3.097.719**	**7,0**
Resultado Financeiro	**(492.010)**	**(980.718)**	**-49,8**	**(1.212.274)**	**(1.805.005)**	**-32,8**
Receitas financeiras	113.702	151.972	-25,2	229.151	301.886	-24,1
Despesas financeiras	(522.841)	(876.621)	-40,4	(1.153.788)	(1.582.808)	-27,1
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	(82.871)	(256.069)	-67,6	(287.637)	(524.083)	-45,1
Lucro Antes dos Tributos sobre o Lucro	**986.213**	**475.510**	**107,4**	**2.102.709**	**1.292.714**	**62,7**
Imposto de renda	(180.965)	(51.080)	254,3	(344.217)	(171.019)	101,3
Contribuição social	(72.603)	(29.836)	143,3	(143.625)	(82.049)	75,0
Lucro Líquido do Exercício	**732.645**	**394.594**	**85,7**	**1.614.867**	**1.039.646**	**55,3**
Lucro atribuído aos:						
Acionistas da ENGIE Brasil Energia	732.601	394.262	85,8	1.614.410	1.038.982	55,4
Acionista não controlador da Ibitiúva Bionergética e Maracanã	44	332	-86,7	457	664	-31,2
Número de Ações Ordinárias	**815.927.740**	**815.927.740**		**815.927.740**	**815.927.740**	
Lucro Líquido por Ação	**0,8979**	**0,4832**	**85,8**	**1,9786**	**1,2734**	**55,4**

ANEXO 4

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA CONSOLIDADO

(Valores em R$ mil)	6M23	6M22
Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais		
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	2.102.709	1.292.714
Conciliação do lucro com o caixa gerado nas operações:		
Resultado de participações societárias	(455.354)	(332.403)
Depreciação e amortização	458.503	508.900
Provisão de redução ao valor recuperável de ativos, líquida	(1.201.115)	72.298
Juros e variação monetária	1.066.724	1.512.531
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	287.637	524.083
Alienação de subsidiária	1.289.063	94.430
Extensão do prazo de concessão	(239.297)	-
Remuneração de ativo financeiro de concessão	(254.018)	(318.745)
Remuneração de ativo de contrato	(420.536)	(540.313)
Perdas não realizadas em operações de *trading* , líquidos	7.508	7.076
Receita de construção de infraestrutura de transmissão	(178.597)	(417.981)
Perdas por ineficiência na construção	16.458	42.096
Outros	66.361	(22.127)
Lucro Ajustado	**2.546.046**	**2.422.559**
(Aumento) redução nos ativos		
Contas a receber de clientes	175.222	60.462
Crédito de imposto de renda e contribuição social	36.513	(136.247)
Depósitos vinculados e judiciais	1.773	10.342
Ativo financeiro de concessão	174.984	156.393
Ativo de contrato	284.661	104.818
Outros ativos	(17.493)	137.147
(Redução) aumento nos passivos		
Fornecedores	(669)	(111.806)
Outras obrigações fiscais e regulatórias	(40.756)	2.464
Obrigações trabalhistas	(43.851)	(53.119)
Obrigações com benefícios de aposentadoria	(24.464)	(20.637)
Outros passivos	77.230	(259.550)
Caixa Gerado pelas Operações	**3.169.196**	**2.312.826**
Pagamento de juros sobre dívidas, líquido de *hedge*	(471.235)	(436.138)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(259.863)	(335.560)
Caixa Gerado pelas Atividades Operacionais	**2.438.098**	**1.541.128**
Atividades de Investimento	**(918.143)**	**(828.038)**
Dividendos recebidos de controladas em conjunto	211.250	227.500
Aquisição de subsidiárias	-	(656.157)
Caixa e equivalentes de caixa de subsidiária adquirida	-	199.870
Aplicação no imobilizado e no intangível	(914.616)	(459.145)
Pagamento de obrigações vinculadas à aquisição de ativos	(2.075)	-
Recebimento pela alienação de subsidiária, líquido dos custos de venda	50.934	-
Caixa e equivalentes de caixa de subsidiária alienada	(107.999)	-
Pagamento de parcelas de concessões	(155.160)	(142.680)
Outros	(477)	2.574
Atividades de Financiamento	**997.970**	**(1.556.104)**
Captação de instrumentos de dívida	1.003.676	744.249
Pagamento de instrumentos de dívida, líquido de hedge	(897.698)	(1.712.890)
Pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio	-	(695.719)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(61.422)	108.256
Aporte de capital de acionistas minoritários, líquidos dos custos de emissão	953.414	-
Aumento de Caixa e Equivalentes de Caixa	**2.517.925**	**(843.014)**
Conciliação do Caixa e Equivalentes de Caixa		
Saldo inicial	2.235.887	5.156.406
Saldo final	4.753.812	4.313.392
Aumento de Caixa e Equivalentes de Caixa	**2.517.925**	**(843.014)**
Transações que não Envolveram o Caixa e Equivalentes de Caixa		
Dividendos destinados por controladas e controladas em conjunto	211.250	227.500
Dividendos intercalares, JSCP e dividendos adicionais creditados	1.456.500	1.189.585
Dividendos e juros sobre capital próprio não reclamados	4.696	7.817
Obrigações vinculadas à aquisição de ativos	-	255.366
Remensuração das obrigações com benefícios de aposentadoria	31.397	-
Crédito de imposto de renda e contribuição social	80.703	82.306
Fornecedores de imobilizado e intangível	92.851	46.632
Ativos líquidos de controladas adquiridas	-	499.414
Constituição de reserva de capital	19.800	192.449
Provisão de custo de alienação de subsidiária	19.000	-
Provisões para desapropriações na construção de transmissão	213	869

ANEXO 5

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

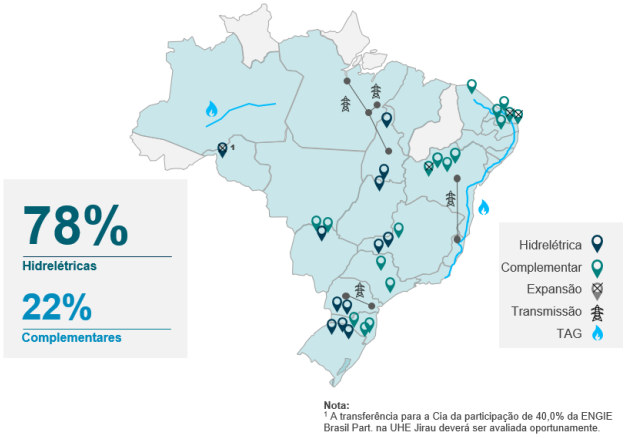
FACT SHEET 2T23

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 30.06.2023, seu valor de mercado era de R$ 37,3 bilhões e sua capacidade instalada própria totalizava **8.176,9 MW**, composta por **76 usinas**, das quais 11 são hidrelétricas e 65 complementares: três a biomassa, 51 eólicas, duas Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e nove solares. No segmento de transmissão, os Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado atingiram operação integral durante o primeiro trimestre de 2023.

Portfólio equilibrado de negócios em infraestrutura em energia

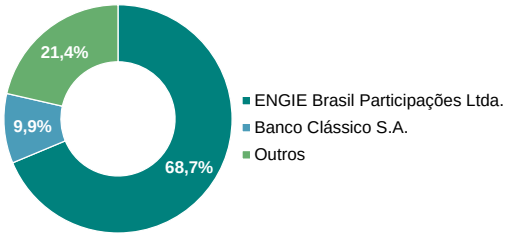


Nota:
[1] A transferência para a Cia da participação de 40,0% da ENGIE Brasil Part. na UHE Jirau deverá ser avaliada oportunamente.

Capacidade instalada própria de geração de energia de 8.176,9 MW (4.056 MWm), 4.500 Km de gasodutos e 2.709 Km de linhas de transmissão em operação.

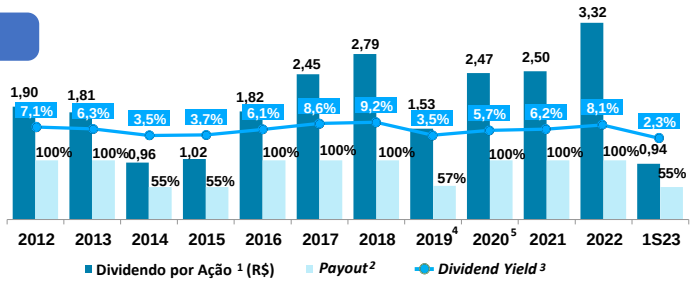
Composição Acionária

A ENGIE Brasil Energia é controlada pelo grupo franco-belga ENGIE, líder global na produção independente de energia, com atividades em aproximadamente 70 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.



Política de Dividendos

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



Notas:

[1] Para fins de comparabilidade entre os anos, houve ajuste do dividendo por ação decorrente da bonificação aprovada em 07/12/2018.
[2] Considera o lucro líquido distribuível do exercício.
[3] Baseado no preço de fechamento ponderado por volume de ações ON no período.
[4] Os valores de 2019 foram reapresentados tendo em vista a retenção dos dividendos complementares ref. ao exercício de 2019 pela AGO.
[5] Considerando payout equivalente a 100% do lucro líquido ajustado distribuível ex-repactuação do risco hidrológico.

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

ANEXO 5

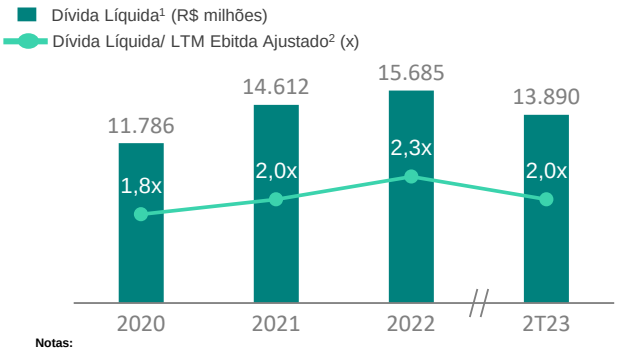
ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

FACT SHEET 2T23

Consolidado (Valores em R$ milhões)	2T23	2T22	Var.	6M23	6M22	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	2.610	2.996	-12,9%	5.523	6.059	-8,8%
Resultado do Serviço (EBIT)	1.478	1.456	1,5%	3.315	3.098	7,0%
Ebitda [1]	1.710	1.717	-0,4%	3.774	3.607	4,6%
Ebitda ajustado [2]	1.798	1.897	-5,2%	3.862	3.774	2,3%
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão [3]	1.907	1.720	10,9%	3.799	3.380	12,4%
Ebitda / ROL - (%) [1]	65,5	57,3	8,2 p.p.	68,3	59,5	8,8 p.p.
Ebitda / ROL - (%) ajustada [2]	68,9	63,3	5,6 p.p.	69,9	62,3	7,6 p.p.
Lucro Líquido	733	395	85,6%	1.615	1.040	55,3%
Lucro Líquido ajustado	806	514	56,8%	1.688	1.150	46,8%
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) Ajustado [4]	35,1	32,3	2,7 p.p.	35,1	32,3	2,7 p.p.
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) Ajustado [5]	20,7	22,7	-2,0 p.p.	20,7	22,7	-2,0 p.p.
Dívida Líquida [6]	13.890	16.342	-15,0%	13.890	16.342	-15,0%
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios) [7]	3.396	4.718	-28,0%	3.852	4.010	-3,9%
Energia Vendida (MW médios) [8]	4.253	4.435	-4,1%	4.268	4.326	-1,3%
Preço Líquido Médio de Venda (R$/MWh) [9]	219,80	216,60	1,5%	226,19	221,59	2,1%
Número de Empregados - Total	1.133	1.218	-7,0%	1.133	1.218	-7,0%
Empregados EBE	1.123	1.148	-2,2%	1.123	1.148	-2,2%
Empregados em Projetos em Construção	10	70	-85,7%	10	70	-85,7%

[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.
[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.

Endividamento (R$ milhões)



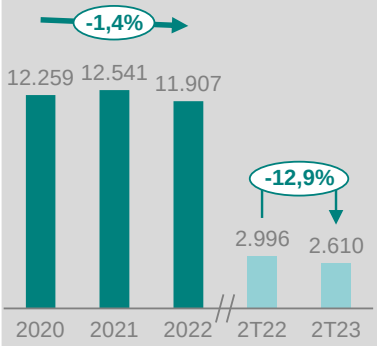
Notas:
[1] Dívida líquida de operações de *hedge*.
[2] Ebitda ajustado nos últimos 12 meses.

Ratings

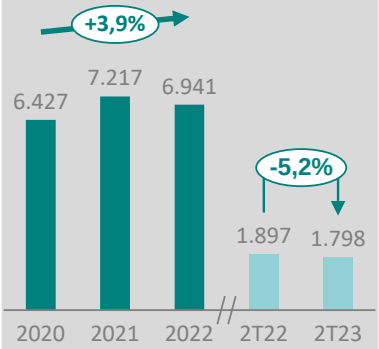
A ENGIE Brasil Energia é avaliada periodicamente pela Fitch Ratings. Em 2023, a agência reafirmou o ***Rating* Nacional de Longo Prazo em 'AAA(bra)'**, com perspectiva estável e elevou o ***Rating* Internacional de Longo Prazo em moeda estrangeira para 'BB+'**, também com perspectiva estável.

ISEB3 ICO2 B3

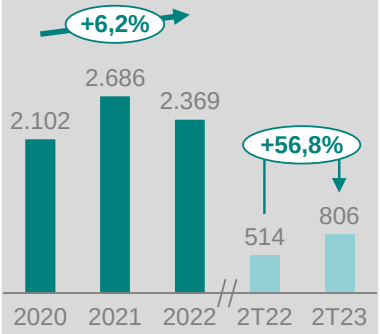
Receita líquida (R$ milhões)



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