

EGIE
B3 LISTED NM

RELEASE DE RESULTADOS 4T23 e 2023

Para Divulgação Imediata

Mais informações:

Eduardo Sattamini
Diretor-Presidente

Eduardo Takamori
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

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

ri.BREnergia@engie.com

Videoconferência de resultados

Dia 28/02/2024 às 11:00h (horário de Brasília): em português com tradução simultânea para inglês

Clique aqui para acessar a transmissão.

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

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

Florianópolis (SC), 27 de fevereiro de 2024. A ENGIE Brasil Energia S.A. ("ENGIE", ou "Companhia") — B3: EGIE3, ADR: EGIEY — anuncia os resultados financeiros relativos ao Quarto Trimestre e período de 12 meses, encerrado em 31 de dezembro de 2023 (4T23, 12M23). 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.



Usina Hidrelétrica Jaguara

Em 2023, ENGIE Brasil Energia tornou-se 100% renovável, expandiu sua presença em transmissão de energia e adicionou 205 MW de capacidade instalada renovável ao seu parque gerador.

Lucro líquido e Ebitda ajustados no ano de 2023 crescem 23,8% e 4,7% frente a 2022.

Destaques

O **lucro líquido ajustado** do ano de 2023 foi de **R$ 3.421 milhões**, valor 23,8% (R$ 657 milhões) acima do alcançado no ano de 2022.

O **Ebitda ajustado**[2] no ano de 2023 foi de **R$ 7.270 milhões**, aumento de 4,7% (R$ 329 milhões) em comparação ao ano de 2022. A **margem Ebitda ajustada** foi de **67,6%** em 2023, acréscimo de 9,3 p.p. em relação a 2022.

A **receita operacional líquida** da Companhia atingiu **R$ 10.748 milhões** no ano de 2023, 9,7% (R$ 1.159 milhões) abaixo do montante apurado no ano de 2022.

O **preço médio dos contratos de venda de energia**, líquido dos tributos sobre a receita e das operações de *trading*, foi de **R$ 226,42/MWh** em 2023, valor 1,6% superior ao registrado em 2022.

A quantidade de **energia vendida** em 2023, sem considerar as operações de *trading*, foi de 35.816 GWh (**4.088 MW médios**), volume 5,6% inferior ao comercializado em 2022.

Durante o 4T23, **entraram em operação comercial** 25 unidades geradoras do Conjunto Eólico Santo Agostinho, no Rio Grande do Norte. Ao final do período, 33 do total de 70 aerogeradores do projeto estavam operando comercialmente e outros 22 em teste.

A Companhia emitiu **R$ 2,5 bilhões em debêntures** para reembolso de valores gastos na implementação de projetos de transmissão e geração de energia e para formação de capital de giro.

Aprovada a distribuição de **Juros sobre o Capital Próprio** no valor de **R$ 145 milhões** (R$ 0,1777/ação).

O Conselho de Administração aprovou a **venda de ações** de emissão da TAG de titularidade da Companhia representativas de **15% do capital social total da TAG**, à Caisse de Dépôt et Placement du Québec (CDPQ), pelo valor de R$ 3,1 bilhões. O fechamento da operação ocorreu em janeiro de 2024.

A Companhia permanece integrando o **Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE)**, – pelo 19º ano consecutivo, atingindo o 5º lugar geral e a melhor colocação entre as empresas do setor elétrico – e **o Índice de Carbono Eficiente (ICO2)**, pelo quarto ano, ambos da B3.

Resumo dos Indicadores Financeiros e Operacionais

Consolidado (Valores em R$ milhões)	4T23	4T22	Var.	12M23	12M22	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	2.711	3.102	**-12,6%**	10.748	11.907	**-9,7%**
Resultado do Serviço (EBIT)	1.570	1.487	**5,6%**	6.360	5.801	**9,6%**
Ebitda [1]	1.803	1.714	**5,2%**	7.285	6.790	**7,3%**
Ebitda ajustado [2]	1.638	1.735	**-5,6%**	7.270	6.941	**4,7%**
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão e cotistas [3]	1.681	1.664	**1,0%**	7.028	6.607	**6,4%**
Ebitda / ROL - (%) [1]	66,5	55,3	**11,2 p.p.**	67,8	57,0	**10,8 p.p.**
Ebitda / ROL - (%) ajustada [2]	60,4	55,9	**4,5 p.p.**	67,6	58,3	**9,3 p.p.**
Lucro Líquido	948	891	**6,4%**	3.429	2.665	**28,7%**
Lucro Líquido ajustado	819	904	**-9,4%**	3.421	2.764	**23,8%**
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) Ajustado [4]	34,9	32,7	**2,1 p.p.**	34,9	32,7	**2,1 p.p.**
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) Ajustado [5]	20,3	20,2	**0,1 p.p.**	20,3	20,3	**-0,1 p.p.**
Dívida Líquida [6]	15.335	15.685	**-2,2%**	15.335	15.685	**-2,2%**
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios) [7]	6.694	5.568	**20,2%**	4.984	4.883	**2,1%**
Energia Vendida (MW médios) [8]	3.940	4.398	**-10,4%**	4.088	4.330	**-5,6%**
Preço Líquido Médio de Venda (R$/MWh) [9]	229,33	223,05	**2,8%**	226,42	222,85	**1,6%**
Número de Empregados - Total	1.136	1.253	**-9,3%**	1.136	1.253	**-9,3%**
Empregados EBE	1.117	1.191	**-6,2%**	1.117	1.191	**-6,2%**
Empregados em Projetos em Construção	19	62	**-69,4%**	19	62	**-69,4%**

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

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

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

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

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

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

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

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

[9] Líquido de impostos sobre a vendae operações de trading.

Eventos Subsequentes

Mais 20 aerogeradores do Conjunto Eólico Santo Agostinho foram autorizados para **operação comercial** e nove para operação em teste, até 27 de fevereiro de 2024.

A Companhia integra, pela primeira vez, o **S&P Global Sustainability Yearbook, no setor de Electric Utilities**. Dentre as 199 empresas do setor elétrico mundial avaliadas para a edição do ano de 2024, apenas 24 compõem a publicação (12% do total).

A Companhia avançou de "B" para a classificação **"A-" no CDP Climate Change 2023**, em seu segundo reporte individual. O questionário de mudanças climáticas avalia aspectos como governança, estratégia e gestão de riscos e oportunidades.

O Conselho de Administração aprovou a proposta de distribuição de dividendos obrigatórios e complementares no montante de **R$ 994,5 milhões (R$ 1,2188/ação)**, a ser ratificada pela Assembleia Geral Ordinária (AGO), a quem caberá definir as condições de pagamento.



Conjunto Eólico Santo Agostinho

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

Em 2023 celebramos os 25 anos de existência da ENGIE Brasil Energia. **Um quarto de século em que o mundo, o país e os negócios mudaram de forma acelerada.** Transformação impulsionada por revoluções tecnológicas e novas dinâmicas de produção, consumo, trabalho e interação, junto à crescente – e necessária – preocupação com sustentabilidade.

Orgulhosos, constatamos que nossa Companhia não apenas acompanhou todo esse movimento, mas fez de cada desafio – inerente a qualquer mudança – uma grande **oportunidade de multiplicar resultados, desenvolver resiliência, inovar e gerar impacto positivo às pessoas e ao planeta**. Somadas, disciplina e visão de longo prazo permitiram enfrentar a volatilidade no ambiente de negócios e contribuir com a evolução gradual do setor elétrico brasileiro. Realizações completamente alinhadas ao **propósito de agir para acelerar a transição para uma economia neutra em carbono**, que guia o Grupo ENGIE globalmente.

Nesse contexto, evoluímos de forma impressionante: de 3,7 GW de capacidade de geração hidrotérmica, em 1998, para **8,3 GW de capacidade de instalada própria, 100% renovável e com ampla diversificação de fontes.** Isso só foi possível porque nossas equipes se dedicaram intensamente, ao longo do tempo, para integrar os recursos hídricos à matriz energética, testar e implementar novas tecnologias, reestruturar o negócio e ampliar as operações – principalmente com a entrada no segmento de transmissão. Crescemos, apoiando o desenvolvimento sustentável do país.

Assim chegamos ao final de 2023, que será apontado em nossa trajetória como o **ano no qual concluímos com sucesso a saída das operações a carvão, alçando a ENGIE Brasil Energia à posição de maior gerador 100% renovável do país**. E não pretendemos parar. Após aportar R$ 22 bilhões na expansão em renováveis e transmissão, nos últimos oito anos, nossa previsão é investir cerca de R$ 14 bilhões até 2025, em conjuntos eólicos e fotovoltaicos, além de um novo sistema de transmissão.

Trabalhamos, todos os dias, para gerar e compartilhar valor de forma sustentável – e estamos certos de que não há outro caminho senão o foco em *ESG*. Por isso, em 2023 aprofundamos nossa **Jornada pelo Clima, um programa voltado a orientar, de forma estruturada, ações e metas para mitigação e adaptação às mudanças climáticas**. Em outra frente, empreendemos esforços para identificar o estágio de maturidade de nossos fornecedores em relação a *ESG*, a fim de apoiar essas empresas – de diferentes portes e setores – na melhoria contínua das boas práticas socioambientais e de governança. Internamente, **mantivemos iniciativas para garantir um ambiente de trabalho saudável, seguro e verdadeiramente inclusivo, que oportunize desenvolvimento e prosperidade.**



Usina Hidrelétrica Jaguara

Somadas, **disciplina e visão de longo prazo** permitiram enfrentar a volatilidade no ambiente de negócios e contribuir com a **evolução gradual do setor elétrico brasileiro**.

As conquistas do ano se refletiram no crescimento de 4,7% no Ebitda ajustado, se comparado a 2022, consequência do maior resultado de participação societária na TAG, da maior participação do segmento de transmissão e pela recuperação de custos relativos à repactuação do risco hidrológico, atenuada pela menor contribuição do segmento de geração, principalmente em razão da venda da UTE Pampa Sul. Já o lucro líquido ajustado teve crescimento de 23,8% no ano de 2023, comparado a 2022, em razão dos efeitos mencionados acima, além da melhora no resultado financeiro líquido entre os períodos. Esses resultados inspiram a ENGIE Brasil Energia a projetar um futuro ainda melhor. **A abertura do Mercado Livre de Energia para empresas conectadas à rede de média e alta tensão, a partir de janeiro de 2024, reforçará nosso propósito, permitindo contribuir com a descarbonização de um número cada vez maior de clientes**. Confiante na expansão desse mercado, cujo consumo cresceu 10% em 2023, a Companhia mantém seu ritmo de investimentos, atenta ao cenário setorial, o qual tem evidenciado a necessidade de ajustes regulatórios em nosso ambiente de negócios.

Temos buscado contribuir proativamente com a mudança, para que todo o potencial do Brasil em gerar energia acessível, competitiva, confiável e sustentável se concretize e impulsione o desenvolvimento socioeconômico nacional. **Seguimos acreditando que o país representa um agente relevante à economia de carbono neutro global – cada vez mais urgente para combater as mudanças climáticas e seus impactos, que ultrapassam fronteiras.**

Agradecemos a todas as pessoas e instituições que vêm apoiando essa missão, ao longo dos últimos 25 anos, e acreditam na capacidade da ENGIE Brasil Energia entregar resultados sustentáveis, com disciplina, consistência e respeito absoluto às pessoas e ao planeta.

Boa leitura!



Eduardo Antonio Gori Sattamini
Diretor-Presidente



Eduardo Takamori Guiyotoku
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Detalhamento dos Ativos da Companhia

Ativos de Geração de Energia

No final do 4T23, a ENGIE Brasil Energia contava com **8.324,1 MW de capacidade instalada**, operando um parque gerador de 10.034,0 MW, composto de 81 usinas, sendo 11 hidrelétricas e 70 complementares — centrais a biomassa, PCHs, eólicas e solares —, das quais 77 pertencem integralmente à Companhia e quatro (as hidrelétricas Itá, Machadinho e Estreito, e a usina de cogeração a biomassa Ibitiúva Bioenergética) são comercialmente exploradas por meio de parcerias com outras empresas.

Parque Gerador em 31 de dezembro de 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	414,8	out/35	143,7
Estreito	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO/MA)	1.087,0	435,6	fev/47	244,1
Salto Osório	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.090,8	1.090,8	abr/31	477,5
Cana Brava	Hidrelétrica	Rio Tocantins (GO)	450,0	450,0	dez/35	247,8
Jaguara	Hidrelétrica	Rio Grande (MG)	424,0	424,0	jun/48	324,0
Miranda	Hidrelétrica	Rio Araguari (MG)	408,0	408,0	jun/48	188,3
São Salvador	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO)	243,2	243,2	jun/40	140,8
Passo Fundo	Hidrelétrica	Rio Passo Fundo (RS)	226,0	226,0	abr/31	107,5
Ponte de Pedra	Hidrelétrica	Rio Correntes (MT)	176,1	176,1	mar/37	127,6
Total - Hidrelétricas			**8.115,1**	**6.415,4**		**3.232,2**
Conjunto Santo Agostinho - Fase I[1]	Eólica	Lages e Pedro Avelino (RN)	204,6	204,6	mai/56	105,81
Conjunto Campo Largo II[2]	Eólica	Umburanas (BA)	361,2	361,2	ago/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	mai/51	166,5
Conjunto Trairi[5]	Eólica	Trairi (CE)	212,6	212,6	set/41	97,2
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			**1.918,9**	**1.908,8**		**915,5**
Total			**10.034,0**	**8.324,1**		**4.147,7**

** 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 6 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 31 de dezembro 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 mais um em construção) e 90 pontos de entrega de gás (há mais um em construção), conexão com 10 distribuidoras de gás, atendendo três refinarias, oito termelétricas e duas plantas de fertilizantes. A rede conta com 11 estações de compressão ao longo da malha, todas próprias, com a conclusão da aquisição de cinco estações subcontratadas, em outubro de 2023. 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 TAG encontra-se 100% contratada, possuindo contratos legados de longo-prazo com a Petrobras, com prazo médio ponderado de aproximadamente sete anos, regulados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Além destes, a TAG assinou **69 contratos extraordinários ao longo de 2023**, com 21 carregadores (de 14 grupos econômicos distintos), que totalizaram um volume de 14 milhões de m^3 de capacidade de transporte, em contratos de entrada e saída, com vencimento em 31 de dezembro de 2023, e representaram cerca de 16% da receita total da TAG no ano (23% considerando somente malha integrada). Tais contratos extraordinários são resultado do esforço da empresa e de agentes do setor para promoção do acesso de novos *players* ao sistema de transporte de gás natural, dentro do contexto de desverticalização da indústria e abertura do mercado de gás natural, e refletem os termos do Acordo de Redução de Flexibilidade de uso da malha da TAG pela Petrobras, assinado no fim de 2021. Adicionalmente, a empresa continua a lançar novas ofertas de capacidade semanalmente, com produtos de prazos que variam desde diários até anuais, podendo ser contratados para os anos de 2024 até 2028.

Em dezembro de 2023, a TAG concluiu a sua primeira **emissão de debêntures incentivadas** (Lei 12.431). Essa emissão, de R$ 600 milhões, será utilizada para o financiamento dos empreendimentos de Gasfor II e Projeto Sergipe, considerados prioritários pelo Ministério de Minas e Energia. A operação tem prazo de vencimento de 10 anos e foi precificada a IPCA + 5,99%, com *rating* local AAA pela Moody's.

Em 28 de dezembro de 2023, o Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia aprovou **a venda de ações de emissão da TAG de titularidade da Companhia representativas de 15% do capital social total da empresa, à Caisse de Dépôt et Placement du Québec (CDPQ)**. A efetivação da transação ocorreu em 10 de janeiro de 2024, após cumprimento das condições precedentes, passando a Companhia a ser titular direta de ações de emissão da TAG representativas de 17,5% do capital social total da mesma, permanecendo o Grupo ENGIE com 50% do capital social total da transportadora, ambos vinculados ao acordo de acionistas da mesma, mantendo o grupo de controle atual.

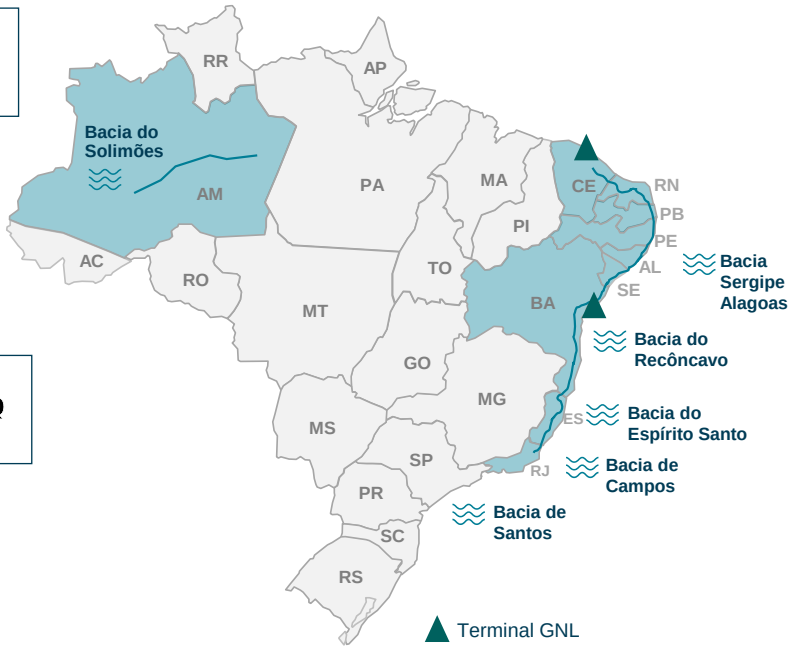
Estrutura Societária em 31/12/2023



Estrutura Societária a partir de 10/01/2024



Localização dos Gasodutos da TAG



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

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 no terceiro trimestre de 2024. O investimento previsto é de R$ 430 milhões. Em agosto de 2022, o projeto foi classificado como prioritário pelo Ministério de Minas e Energia.
- **Interconexão entre o Gasoduto Catu-Pilar ao Terminal de Sergipe**, conectando o terminal de armazenamento e regaseificação de GNL à rede de transporte da TAG, com 25 km de extensão, está em andamento e com início de operação estimado para o 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 projeto foi classificado como prioritário pelo Ministério de Minas e Energia.
- **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 o primeiro trimestre 2024. Esse projeto tem previsão de investimento de R$ 23 milhões.

Projetos em desenvolvimento:

- **Estação de compressão Itajuípe**, localizada no trecho Norte do Gasene, para incrementar a capacidade de transporte atual em 3 milhões de m^3/dia.
- **Conexão do Terminal de Regaseificação do Porto do Açú 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[3]; 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 [4]	100	dez-24	0,3	0,3%	IGP-M
Total	**4.500,0**		**73,9**	**100,0%**	

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



Transportadora Associada de Gás - TAG

Expansão

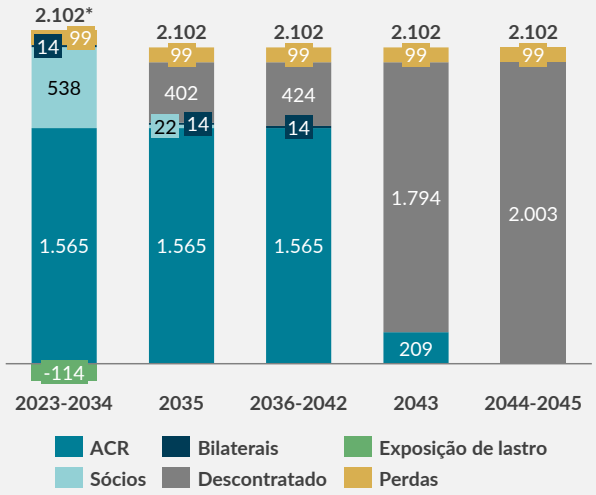
Jirau Energia.

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



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.

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 4T23, a Jirau Energia gerou 741,3 MW médios, 2,0% acima dos 726,5 MW médios gerados no 4T22, **atingindo Fator de Disponibilidade do Operador Nacional do Sistema (FID) de 100%** no período (dados sujeitos à contabilização final da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)). No acumulado do ano, a geração registrada foi de 1.306,5 MW médios, 18,4% abaixo dos 1.601,4 MW médios de 2022, com FID de 100%.

Ativos Fotovoltaicos em Processo de Aquisição

A Companhia assinou contrato de compra da totalidade das ações detidas pela Atlas Energia Renovável do Brasil S.A. e Atlas Brasil Energia Holding 2 S.A., para **aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Juazeiro, São Pedro, Sol do Futuro, Sertão Solar e Lar do Sol**. A capacidade instalada dos ativos é de 545 MWac, o que corresponde a 661 MWp e capacidade comercial de 145,1 MW médios.

Detalhamento dos ativos:

	Juazeiro	São Pedro	Sol do Futuro	Sertão Solar	Lar do Sol	Totais
Localização	Bahia	Bahia	Ceará	Bahia	Minas Gerais	-
Entrada em Operação	fev-19	nov-18	mai-19	dez-19	mar-23	-
Capacidade Instalada (MWac)	120,0	54,0	81,0	90,0	200,0	545,0
Capacidade Comercial (MW médios)	34,8	15,0	16,2	26,1	53,0	145,1
Contratação	Ambiente de contratação regulado (ACR) - Leilão de Energia de Reserva			ACR	Ambiente de contratação livre (ACL)	-
Volume Vendido (MW médios)	34,8	15,0	16,2	27,2	49,0	142,2
Preço (~R$/MWh - Base dez/2022)	433,00	451,00	429,00	181,00	N/D (1)	-
Prazo	2018-2038	2017-2037	2018-2038	2021-2041	2024-2042	-
Vencimento da Autorização	2051	2051	2051	2053	2054	-

(1) A Companhia não divulga preços de energia contratada no ACL, para respeitar a confidencialidade da transação.

O fechamento da operação está sujeito à satisfação de determinadas condições precedentes negociadas entre as partes, usuais para operações dessa natureza.

Projetos 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 138kV 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.



Subestação setor de 230kV

No 4T23, o avanço global da obra atingiu 81,9%. Foram executadas atividades de fundação e montagem no seccionamento e nos setores de 138kV e 230kV da subestação.

No quarto trimestre de 2023, o **avanço global da obra atingiu 81,9%.** Foram executadas atividades de fundação e montagem no seccionamento e nos setores de 138kV e 230kV da subestação e concluído todo o fornecimento de equipamentos do projeto.

A energização do projeto está prevista para o primeiro trimestre de 2024.

Lote	Localização	RAP Contratada (R$ 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).

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

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

No 4T23, **foram assinados os principais contratos de serviços, equipamentos e materiais**, para cumprir o plano de negócio estabelecido pela Companhia.

O prazo máximo para construção é de 66 meses, com previsão de antecipação de pelo menos 24 meses.

Lote	Localização	RAP Contratada (R$ 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.

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 4T23, o **progresso geral da obra atingia 95,8%**, com todas as obras auxiliares (acessos, redes e subestação) e a pré-montagem (que inclui os dois primeiros tramos das torres e a instalação das *switchgears*) 100% concluídas e 60 aerogeradores com todas os componentes principais já montados. Sobre os aerogeradores, de fornecimento da Siemens Gamesa, já foram recebidos em campo todos os componentes para os 70 aerogeradores (torres, nacelles, *hubs*, *drivetrains*, pás e *switchgears*. Os 10 sets de pás remanescentes serão montados no início de 2024.



Montagem dos aerogeradores

No 4T23, o progresso geral da obra atingiu 95,8%, com 33 aerogeradores em operação comercial e 22 em teste.

Até o fim do 4T23, o projeto contava com 33 Unidades Geradoras (UGs) em operação comercial e outras 22 autorizadas para operação em teste. Em 27 de fevereiro de 2024, um total de 53 UGs estavam em operação comercial e 15 em teste. Duas UG's permanecem com operação comercial suspensa temporariamente, em razão dos sinistros em pás.

A previsão é que 68 dos 70 aerogeradores estejam em operação comercial até o fim do primeiro trimestre de 2024.

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. Com geração de cerca de 3.000 empregos diretos e indiretos na região, o **investimento estimado é da ordem de R$ 6 bilhões** (base mai/2022), parte do qual foi contratado junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). Adicionalmente, um acordo de investimento com subscrição no valor de R$ 1 bilhão em novas ações preferenciais foi celebrado com o Itaú Unibanco.

No final do 4T23, **o progresso de construção da obra atingiu 31,0%**. Foram concluídas as primeiras plataformas de aerogeradores, para permitir o início da montagem das turbinas eólicas no 1T24. Adicionalmente, estão avançando as obras civis com a terraplenagem e a pavimentação de acessos. A montagem dos suportes de equipamentos para a subestação coletora está progredindo, e para a linha de transmissão, a montagem de torres está em fase final, com o início do lançamento de cabos condutores planejado para o 1T24. Nas redes de média tensão, as atividades de escavação, instalação de postes e lançamento de cabos condutores estão em andamento. A fabricação de torres para aerogeradores está avançando, com as primeiras entregas na obra programadas para o primeiro trimestre de 2024.



Concretagem da fundação

Concluídas as primeiras plataformas de aerogeradores. Em andamento, as obras civis, a subestação coletora e a montagem das torres da linha de transmissão.

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 (MWac)		Energia assegurada (MWm) Participação da Companhia
			Total	Participação da Companhia	
Conjunto Fotovoltaico Assú Sol	Solar	Assú (RN)	752,0	752,0	228,7
Total			**752,0**	**752,0**	**228,7**

Conjunto Fotovoltaico Assú Sol – Rio Grande do Norte.

O projeto está localizado no município de Assú (RN) e terá **capacidade instalada de aproximadamente 752 MWac (895 MWp)** e capacidade comercial estimada em **229 MW médios**. **Com investimento previsto da ordem de R$ 3,3 bilhões** (base jan/23), a energia está sendo totalmente direcionada para o Ambiente de Contratação Livre. O projeto foi adquirido em dezembro de 2021, em estágio avançado de desenvolvimento, com Licença Prévia e contratos fundiários firmados. O Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) foi firmado em novembro de 2022.

Todos os contratos principais de fornecimento (módulos, inversores e *trackers*) e execução de obras dos parques solares e conexão ao sistema (subestação coletora, linha de transmissão e *bay* de conexão) já foram assinados pela Companhia. A entrega dos componentes no local da obra continua em andamento conforme cronograma. O avanço das atividades de conexão ao sistema atingiu 53,0% de avanço geral. Já as atividades de implantação das usinas fotovoltaicas atingiram, até o final de 2023, 8,6% de avanço, e estão sendo executadas atividades de engenharia, supressão vegetal, terraplenagem e fundações dos *trackers*.



Bay de conexão

Contratos de fornecimento e execução de obras assinados. Em andamento, a entrega de componentes e implantação das usinas.

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

Projetos em Desenvolvimento

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)	
			Total	Participação da Companhia
Conjunto Fotovoltaico Santo Agostinho	Solar	Lajes e Pedro Avelino (RN)	509,0	509,0
Conjunto Fotovoltaico Campo Largo	Solar	Umburanas e Sento Sé (BA)	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 4T23, as usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia atingiram índice de disponibilidade interna global de **94,1%, (considerando-se as paradas programadas e forçadas)**, sendo 95,6% nas usinas hidrelétricas e 87,4% nas usinas de fontes complementares — PCHs, biomassas, eólicas e fotovoltaicas. O índice de disponibilidade global do 4T23 ficou 0,8 p.p. abaixo do verificado no 4T22.

A disponibilidade das **usinas hidrelétricas** apresentou redução de 0,6 p.p. no 4T23, comparado com o 4T22, influenciada principalmente pela parada de longo prazo da Unidade Geradora 1 da Usina Hidrelétrica Jaguara, para modernização.

Em relação às **usinas complementares,** houve queda de 1,5 p.p. no índice do 4T23, comparado com o 4T22, principalmente em razão de manutenções programadas nas Pequenas Centrais Hidrelétricas José Gelázio da Rocha e Rondonópolis.

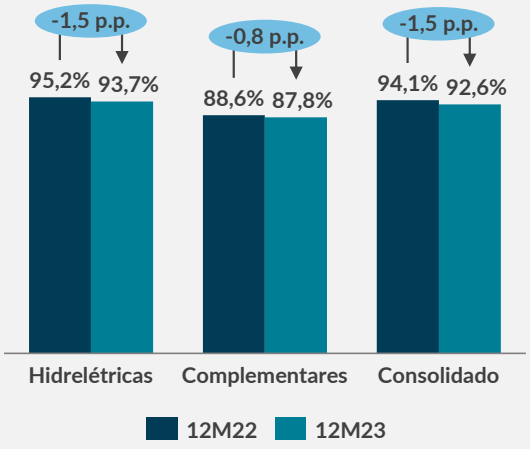
No **acumulado dos 12 meses de 2023, considerando-se todas as paradas programadas e forçadas**, as usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia atingiram índice de disponibilidade de 92,6%, sendo 93,7% nas usinas hidrelétricas e 87,8% nas usinas de fontes complementares.

Comparando com o ano de 2022, houve redução de 1,5 p.p. na disponibilidade global, reflexo da queda de 1,5 p.p. e 0,8 p.p. na disponibilidade das usinas hidrelétricas e nas complementares, respectivamente. Para fins de comparação, a Usina Termelétrica Pampa Sul não foi considerada em razão da sua venda em maio de 2023.

A redução da disponibilidade das **usinas hidrelétricas e complementares** deve-se principalmente às modernizações nas UHE's Jaguara e Miranda, além de manutenções corretivas em aerogeradores de Campo Largo e Umburanas.

Disponibilidade

Considerando as paradas programadas



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

Disponibilidade das Linhas de Transmissão de Energia

A Engie Brasil Energia apresentou alto desempenho operacional dos seus ativos de transmissão Gralha Azul e Novo Estado, **no 4T23, com um índice de disponibilidade total de 100%. No acumulado de 12 meses de 2023, a disponibilidade global foi de 99,95%.** Os ativos de transmissão tiveram sua implantação concluída em fevereiro de 2023, quando o restante das linhas de transmissão e subestações entraram em operação.

Produção de Energia

A produção de energia elétrica nas usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia, foi de 14.781 GWh (6.694 MW médios), no 4T23, resultado **20,2% superior** à produção do 4T22, desconsiderando a geração da Usina Termelétrica Pampa Sul, em razão da sua venda em maio de 2023.

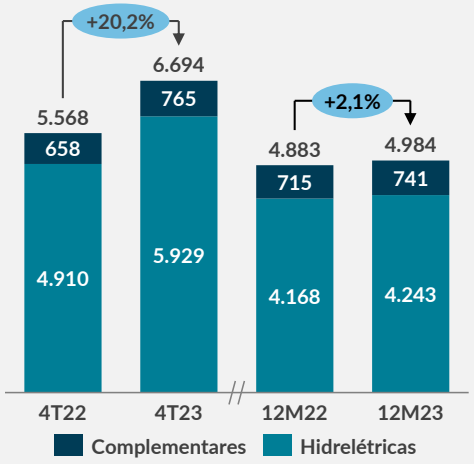
Do total gerado, as usinas hidrelétricas foram responsáveis por 13.091 GWh (5.929 MW médios) e as complementares por 1.690 GWh (765 MW médios). Esses resultados representam elevações de 20,8% e 16,3% na geração das usinas hidrelétricas e complementares, respectivamente, em comparação ao 4T22.

O aumento na geração de energia das **usinas hidrelétricas** no 4T23, em comparação ao 4T22, se deve ao aumento significativo do volume de chuvas na região Sul, em comparação ao mesmo trimestre do ano anterior. Esse acréscimo na geração auxiliou no atendimento da demanda que apresentou recordes de carga, impulsionada pelas altas temperaturas registradas no período.

A maior produção das **usinas complementares** se deve à maior incidência de ventos na região dos Conjuntos Eólicos Umburanas e Campo Largo e à entrada em operação do Conjunto Eólico Santo Agostinho, que representou 5,5% da geração complementar do 4T23.

Geração

MW médios

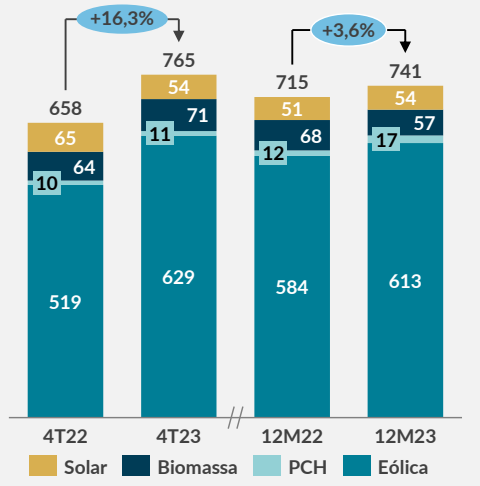


* Para fins comparativos, não apresentamos geração da UTE Pampa, vendida em maio de 2023.

No acumulado de 12 meses de 2023, a geração global das usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia foi de 43.662 GWh (4.984 MW médios), resultando em uma produção 2,1% superior ao ano de 2022, quando o total gerado foi de 42.778 GWh (4.883 MW médios), desconsiderando-se a geração da Usina Termelétrica Pampa Sul, em razão da sua venda, em maio de 2023.

Geração por Fonte Complementar

MW médios



Nas usinas hidrelétricas, a produção no ano de 2023 foi de 37.171 GWh (4.243 MW médios), valor 1,8% superior ao ano anterior. Isso se deve ao fato de que, durante todo o ano de 2022, houve a ocorrência do fenômeno La Niña, que permaneceu até o início do ano de 2023. Neste período, ocorreram chuvas mais fortes no Norte do Brasil, combinando com períodos mais secos no Sul. A partir do segundo semestre de 2023, se estabeleceu a presença do fenômeno El Niño, quando o predomínio de chuvas foi mais intenso na região Sul, favorecendo a maximização da geração nas usinas desta região. Considerando que, em razão dos diferentes regimes climáticos verificados no decorrer dos anos de 2022 e 2023, houve uma alternância de períodos hidrológicos favoráveis, de forma que a média anual, entre os dois anos, se apresentou muito próxima.

Nas usinas complementares, a produção de energia verificada no ano de 2023 foi de 6.492 GWh (741 MW médios), valor 3,6% superior ao ano anterior. Essa maior produção deve-se principalmente à entrada em operação do Conjunto Eólico Santo Agostinho e pela contabilização do ano completo dos Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu e Floresta, que foram adquiridos em março de 2022.

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



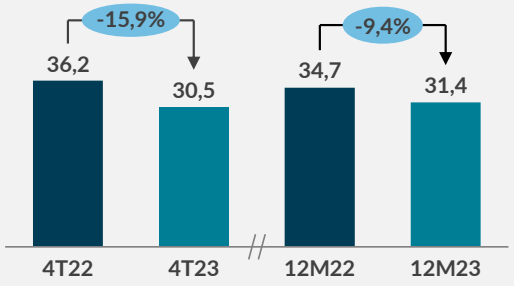
Ferrari Termoelétrica (Biomassa)

Transporte de Gás

No 4T23, a TAG transportou um volume médio de gás de 30,5 milhões de m³/dia (36,2 milhões de m³/dia no 4T22). No acumulado do ano, o volume transportado foi de 31,4 milhões de m³/dia (34,7 milhões de m³/dia em 2022). O volume dos contratos extraordinários foi de 14,2 milhões de m³/dia, representando aproximadamente 16% do volume total contratado pela TAG, e 23% considerando somente a malha integrada (excluindo GTA Urucu-Manaus, onde a Petrobras se mantém como único carregador). Em 2023, a TAG assinou 69 contratos extraordinários com 21 carregadores, um incremento considerável em relação a 2022, quando foram assinados 52 contratos de transporte com 15 carregadores além da Petrobras (de 11 grupos econômicos distintos).

Volume médio de gás movimentado

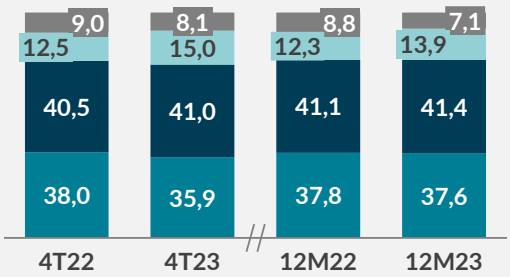
MM m³/dia



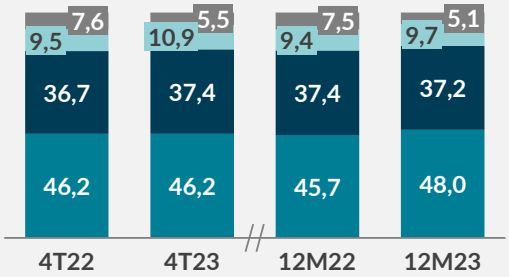
Portfólio de Venda de Energia Elétrica

No 4T23, a participação de consumidores livres no portfólio da Companhia (com exceção de CCEE e outras receitas) alcançou 41,0% do total das vendas físicas e 37,4% do total da Receita Operacional Líquida (ROL) do segmento de geração, aumentos de 0,5 p.p. e 0,7 p.p., respectivamente, em relação ao mesmo período do ano anterior. No acumulado dos 12M23, os consumidores livres (com exceção de CCEE e outras receitas) representaram 41,4% das vendas físicas, aumento de 0,3 p.p., e 37,2% da receita operacional líquida, 0,2 p.p. menor quando comparado a 2022. A estabilidade da participação dos consumidores livres se deve ao menor volume de compras e consequente menor volume disponível para venda e esse nicho de mercado.

Participação dos Clientes nas Vendas Físicas (%)



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



Trading Comercializadoras Clientes Livres Distribuidoras

Estratégia de Comercialização de Energia Elétrica

A Companhia tem como estratégia de comercialização a venda gradativa da energia disponível para determinado ano, de forma a mitigar o risco de ficar exposta ao preço *spot* (Preço de Liquidação das Diferenças — PLD) daquele ano. As vendas são feitas dentro das "janelas" de oportunidade que se apresentam quando o mercado revela maior propensão de compra. De acordo com os dados de capacidade comercial própria e contratos de compra e venda vigentes em **31 de dezembro de 2023**, apresenta-se a seguir, o balanço de energia da ENGIE Brasil Energia:

Balanço de Energia

	(em MW médios)	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Preço **Bruto** no Leilão (R$/MWh)	Data de Referência	Preço **Bruto** Corrigido (R$/MWh)	Preço **Líquido** de PIS/COFINS/P&D (R$/MWh)
	Recursos Próprios	4.130	4.556	4.734	4.734	4.734	4.734				
+	Compras para Revenda	974	500	430	334	329	234				
=	**Recursos Totais (A)**	**5.104**	**5.056**	**5.164**	**5.068**	**5.063**	**4.968**				
	Vendas Leilões do Governo[1]	1.752	1.739	1.729	1.720	1.710	1.710				
	2005-EN-2010-30	200	200	200	200	200	200	115,1	dez-05	302,0	271,3
	2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	493	128,4	jun-06	331,6	297,9
	2006-EN-2011-30	148	148	148	148	148	148	135,0	nov-06	345,9	310,7
	2007-EN-2012-30	256	256	256	256	256	256	126,6	out-07	311,8	280,1
	Proinfa	19	19	19	10	-	-	147,8	jun-04	442,5	426,4
	1º Leilão de Reserva	14	2	-	-	-	-	158,1	ago-08	363,6	350,3
	Mix de leilões (Energia Nova / Reserva)	9	8	-	-	-	-	-	-	356,8	343,8
	2014-EN-2019-25	10	10	10	10	10	10	206,2	nov-14	331,3	319,2
	2014-EN-2019-20	82	82	82	82	82	82	139,3	nov-14	223,9	203,2
	2015-EN-2018-20	46	46	46	46	46	46	188,5	ago-15	280,7	254,7
	8º Leilão de Reserva (Assú V/Floresta/Paracatu)	68	68	68	68	68	68	296,7	nov-15	447,9	406,4
	2017-EN-2019-20	48	48	48	48	48	48	136,4	nov-14	224,3	203,6
	Vendas Reguladas - Cotas										
	2018 - Cotas (UHJA) - 2018-30	227	227	227	227	227	227	-	jul-17	197,1	188,0
	2018 - Cotas (UHMI) - 2018-30	132	132	132	132	132	132	-	jul-17	228,9	218,3
+	Vendas Bilaterais	2.775	2.457	2.276	1.568	1.078	480				
=	**Vendas Totais (B)**	**4.527**	**4.196**	**4.005**	**3.288**	**2.788**	**2.190**				
-	**Hedge GSF Estrutural (0,80)**	**521**	**521**	**521**	**521**	**521**	**521**				
	Saldo (A - B)	**56**	**339**	**638**	**1.259**	**1.754**	**2.257**				
	Preço médio de venda (R$/MWh) **(líquido)** [2, 3]:	219,9	214,0	205,2							
	Preço médio de compra (R$/MWh) **(líquido)** [4]:	160,6	139,0	141,5							

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.

- Não contempla os ativos fotovoltaicos em processo de aquisição.

Desempenho Econômico-Financeiro

Resultado por segmento – 4T23 X 4T22 (em R$ milhões)

	Energia elétrica				
	Geração[1]	Transmissão	*Trading*	Transporte de Gás	Consolidado
4T23					
Receita operacional líquida	2.325	269	117	-	2.711
Custos operacionais	(1.161)	(56)	(118)	-	(1.335)
Lucro (prejuízo) bruto	**1.164**	**213**	**(1)**	**-**	**1.376**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(124)	(4)	(1)	-	(129)
Outras receitas operacionais, líquidas	43	2	-	-	45
Reversão de *impairment*	59	-	-	-	59
Alienação de subsidiária	2	-	-	-	2
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	217	217
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**1.144**	**211**	**(2)**	**217**	**1.570**
4T22					
Receita operacional líquida	2.404	521	177	-	3.102
Custos operacionais	(1.171)	(351)	(172)	-	(1.694)
Lucro bruto	**1.233**	**170**	**5**	**-**	**1.408**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(104)	(8)	(2)	-	(114)
Outras receitas operacionais, líquidas	2	20	-	-	22
Impairment	(21)	-	-	-	(21)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	192	192
Lucro antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**1.110**	**182**	**3**	**192**	**1.487**
Variação					
Receita operacional líquida	(79)	(252)	(60)	-	(391)
Custos operacionais	10	295	54	-	359
Lucro (prejuízo) bruto	**(69)**	**43**	**(6)**	**-**	**(32)**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(20)	4	1	-	(15)
Outras receitas operacionais, líquidas	41	(18)	-	-	23
Reversão de *impairment*, líquido	80	-	-	-	80
Alienação de subsidiária	2	-	-	-	2
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	25	25
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**34**	**29**	**(5)**	**25**	**83**

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

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

Resultado por segmento – 12M23 X 12M22 (em R$ milhões)

	Energia elétrica					
	Geração	Transmissão	*Trading*	Painéis Solares[1]	Transporte de Gás	Consolidado
12M23						
Receita operacional líquida	9.174	1.135	439	-	-	10.748
Custos operacionais	(4.096)	(310)	(435)	-	-	(4.841)
Lucro bruto	**5.078**	**825**	**4**	**-**	**-**	**5.907**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(408)	(20)	(4)	-	-	(432)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	40	(59)	-	-	-	(19)
Reversão de *Impairment*, líquido	1.198	-	-	-	-	1.198
Alienação de subsidiária	(1.287)	-	-	-	-	(1.287)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	993	993
Lucro antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**4.621**	**746**	**-**	**-**	**993**	**6.360**
12M22						
Receita operacional líquida	9.512	1.703	685	7	-	11.907
Custos operacionais	(4.505)	(1.140)	(669)	(3)	-	(6.317)
Lucro bruto	**5.007**	**563**	**16**	**4**	**-**	**5.590**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(346)	(13)	(5)	(2)	-	(366)
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	(21)	22	-	-	-	1
Impairment, líquido	(185)	-	-	118	-	(67)
Alienação de subsidiária	10	-	-	(94)	-	(84)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	727	727
Lucro antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**4.465**	**572**	**11**	**26**	**727**	**5.801**
Variação						
Receita operacional líquida	(338)	(568)	(246)	(7)	-	(1.159)
Custos operacionais	409	830	234	3	-	1.476
Lucro (prejuízo) bruto	**71**	**262**	**(12)**	**(4)**	**-**	**317**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(62)	(7)	1	2	-	(66)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	61	(81)	-	-	-	(20)
Reversão de *Impairment*, líquido	1.383	-	-	(118)	-	1.265
Alienação de subsidiária	(1.297)	-	-	94	-	(1.203)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	266	266
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**156**	**174**	**(11)**	**(26)**	**266**	**559**

[1] *Em 21 de fevereiro de 2022, foi concluída a operação de venda da participação societária que a Companhia possuía na subsidiária ENGIE Geração Solar Distribuída (EGSD). Nesta data, a sociedade deixou de ser controlada pela Companhia, passando também a não ser consolidada.*

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 – 4T23 X 4T22 (em R$ milhões)

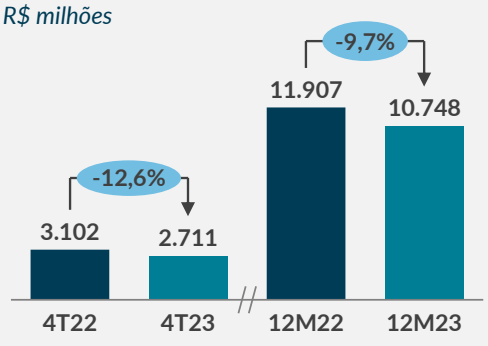
	Energia elétrica			
	Geração	Transmissão	*Trading*	Consolidado
4T23				
Distribuidoras de energia elétrica	977	-	-	977
Consumidores livres	789	-	-	789
Remuneração dos ativos de concessão	108	198	-	306
Comercializadoras de energia elétrica	229	-	-	229
Transações no mercado de curto prazo	144	-	-	144
Operações de *trading* de energia	-	-	117	117
Receita de serviços prestados	37	20	-	57
Receita de construção	-	51	-	51
Outras receitas	41	-	-	41
Receita operacional líquida	**2.325**	**269**	**117**	**2.711**
4T22				
Distribuidoras de energia elétrica	1.084	-	-	1.084
Consumidores livres	859	-	-	859
Remuneração dos ativos de concessão	120	197	-	317
Comercializadoras de energia elétrica	222	-	-	222
Transações no mercado de curto prazo	41	-	-	41
Operações de *trading* de energia	-	-	177	177
Receita de serviços prestados	36	11	-	47
Receita de construção	-	313	-	313
Outras receitas	42	-	-	42
Receita operacional líquida	**2.404**	**521**	**177**	**3.102**
Variação				
Distribuidoras de energia elétrica	(107)	-	-	(107)
Consumidores livres	(70)	-	-	(70)
Remuneração dos ativos de concessão	(12)	1	-	(11)
Comercializadoras de energia elétrica	7	-	-	7
Transações no mercado de curto prazo	103	-	-	103
Operações de *trading* de energia	-	-	(60)	(60)
Receita de serviços prestados	1	9	-	10
Receita de construção	-	(262)	-	(262)
Outras receitas	(1)	-	-	(1)
Receita operacional líquida	**(79)**	**(252)**	**(60)**	**(391)**

No 4T23, a receita operacional líquida reduziu 12,6% (R$ 391 milhões) quando comparada ao 4T22, passando de R$ 3.102 milhões para **R$ 2.711 milhões**. Essa variação foi reflexo, principalmente, dos seguintes fatores:

Geração e venda de energia do portfólio: decréscimo de R$ 79 milhões (3,3%), motivado, substancialmente, pela combinação dos seguintes fatores: (i) queda de R$ 170 milhões na receita com contratos de venda de energia nos ambientes regulado e livre, resultado da redução de quantidade de energia vendida, atenuada pelo acréscimo do preço médio líquido de venda; (ii) decréscimo de R$ 12 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; e suavizado pelo (iii) acréscimo de R$

Receita Operacional Líquida

R$ milhões



103 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".

Transmissão: redução de R$ 252 milhões (48,4%) no segmento de transmissão. Mais detalhes estão descritos a seguir em item específico.

Trading: redução de R$ 60 milhões (33,9%) oriunda do decréscimo da receita das operações realizadas. Mais detalhes estão descritos a seguir em item específico.

Receita por segmento – 12M23 X 12M22 (em R$ milhões)

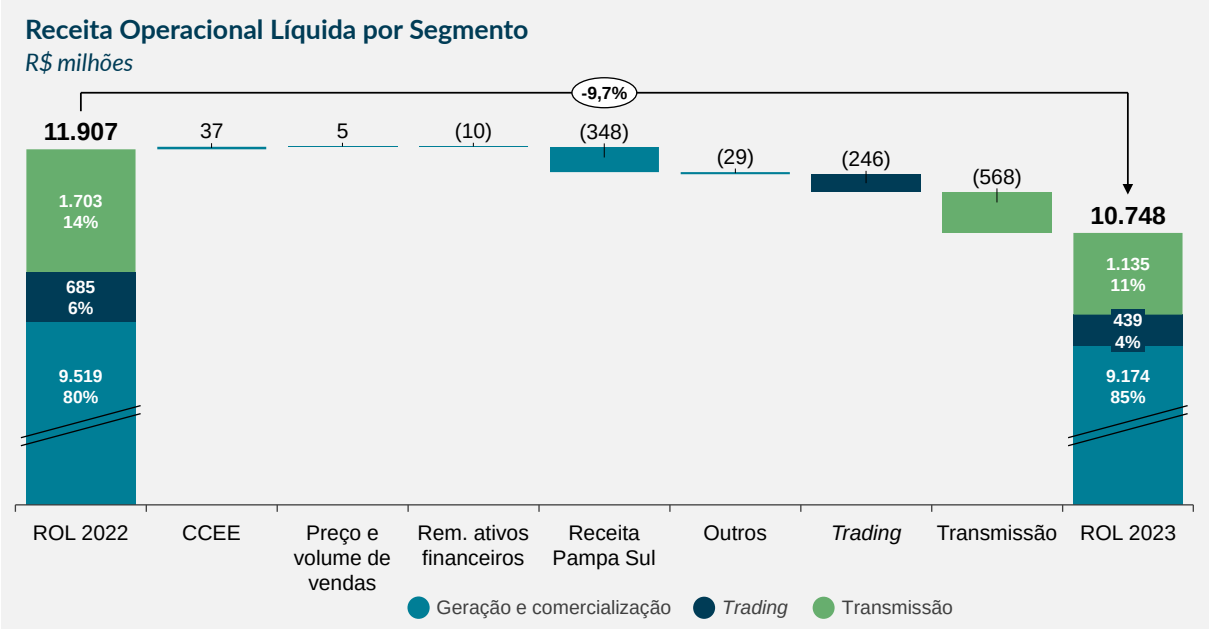
	Energia elétrica				
	Geração	Transmissão	*Trading*	Painéis Solares	Consolidado
12M23					
Distribuidoras de energia elétrica	4.106	-	-	-	4.106
Consumidores livres	3.176	-	-	-	3.176
Remuneração dos ativos de concessão	468	831	-	-	1.299
Receita de construção	-	237	-	-	237
Comercializadoras de energia elétrica	827	-	-	-	827
Operações de *trading* de energia	-	-	438	-	438
Receita de serviços prestados	145	67	-	-	212
Transações no mercado de curto prazo	388	-	1	-	389
Outras receitas	64	-	-	-	64
Receita operacional líquida	**9.174**	**1.135**	**439**	**-**	**10.748**
12M22					
Distribuidoras de energia elétrica	4.181	-	-	-	4.181
Consumidores livres	3.412	-	-	-	3.412
Remuneração dos ativos de concessão	485	755	-	-	1.240
Receita de construção	-	915	-	-	915
Comercializadoras de energia elétrica	859	-	-	-	859
Operações de *trading* de energia	-	-	683	-	683
Receita de serviços prestados	138	33	-	-	171
Transações no mercado de curto prazo	351	-	1	-	352
Ganhos não realizados em operações de *trading*	-	-	1	-	1
Outras receitas	86	-	-	7	93
Receita operacional líquida	**9.512**	**1.703**	**685**	**7**	**11.907**
Variação					
Distribuidoras de energia elétrica	(75)	-	-	-	(75)
Consumidores livres	(236)	-	-	-	(236)
Remuneração dos ativos de concessão	(17)	76	-	-	59
Receita de construção	-	(678)	-	-	(678)
Comercializadoras de energia elétrica	(32)	-	-	-	(32)
Operações de *trading* de energia	-	-	(245)	-	(245)
Receita de serviços prestados	7	34	-	-	41
Transações no mercado de curto prazo	37	-	-	-	37
Ganhos não realizados em operações de *trading*	-	-	(1)	-	(1)
Outras receitas	(22)	-	-	(7)	(29)
Receita operacional líquida	**(338)**	**(568)**	**(246)**	**(7)**	**(1.159)**

A receita operacional líquida passou de R$ 11.907 milhões em 2022 para **R$ 10.748 milhões em 2023**, ou seja, redução de R$ 1.159 milhões (**9,7%**). Essa variação foi reflexo, principalmente, dos seguintes fatores:

Geração e venda de energia do portfólio: redução de R$ 338 milhões (3,6%), motivado, substancialmente, pelos seguintes efeitos negativos: (i) queda de R$ 343 milhões na receita com contratos de venda de energia nos ambientes regulado e livre, resultado da combinação das variações de quantidade de energia vendida e do preço médio líquido de vendas; e (ii) redução de R$ 17 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 contração da inflação entre os anos analisados. Esses efeitos foram parcialmente atenuados pelo acréscimo de R$ 37 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo, principalmente na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), mais detalhes podem ser obtidos em "Detalhamento das Operações de Curto Prazo".

Transmissão: queda de R$ 568 milhões (33,4%) no segmento de transmissão. Mais detalhes estão descritos a seguir no item "Resultado operacional do segmento de transmissão de energia".

***Trading*:** redução de R$ 246 milhões (35,9%) oriundo, principalmente, das reduções da receita das operações realizadas. Mais detalhes estão descritos a seguir no item "Resultado operacional do segmento de *trading* de energia".



Comentários sobre as Variações da Receita Operacional Líquida

Geração e Venda de Energia do Portfólio

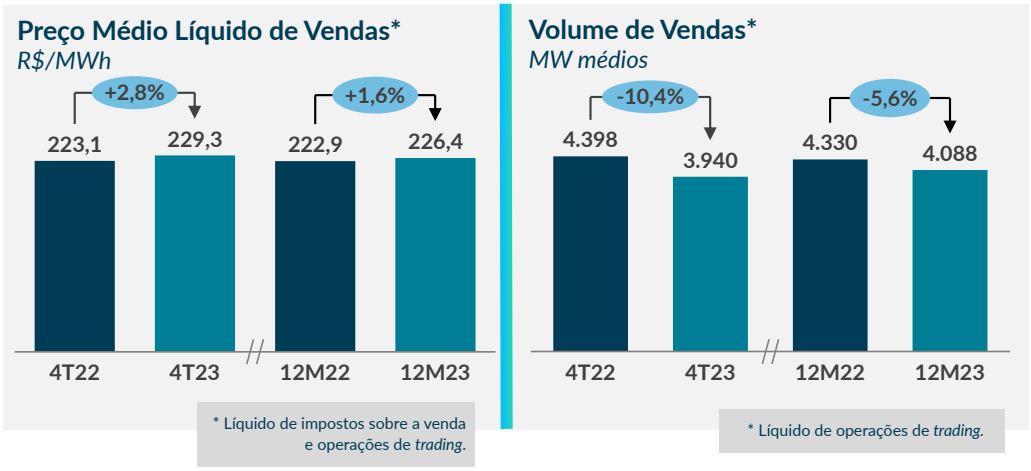
- **Preço Médio Líquido de Venda e Volume de Vendas**

O preço médio de venda de energia, líquido dos encargos sobre a receita e operações de *trading*, foi de **R$ 229,33/MWh no 4T23. Esse valor foi 2,8% superior** ao do 4T22, que foi de R$ 223,05/MWh. **Nos 12 meses de 2023**, esse preço médio foi de **R$ 226,42/MWh**, 1,6% superior ao praticado em 2022, que foi de R$ 222,85/MWh.

O aumento do preço entre os períodos em análise foi motivado, substancialmente, pela atualização monetária dos contratos vigentes, parcialmente atenuado, pela venda da subsidiária Pampa Sul, que vendia energia por preços acima do preço médio do restante do portfólio da Companhia. Desconsiderando-se os efeitos da venda de Pampa Sul, os preços médios de venda teriam subido 3,8% e 2,1%, entre os trimestres e anos analisados, respectivamente.

A quantidade de energia vendida em contratos, líquida de operações de *trading*, passou de 9.710 GWh (4.398 MW médios) no 4T22 para **8.699 GWh (3.940 MW médios) no 4T23**, um decréscimo de 1.011 GWh (458 MW médios), ou 10,4%, entre os períodos comparados. **Em 2023**, o volume de venda de energia foi de **35.816 GWh (4.088 MW médios)**, contra 37.932 GWh (4.330 MW médios) registrados em 2022, decréscimo de 2.116 GWh (242 MW médios) ou 5,6%. A redução na quantidade de energia vendida, foi motivada pela redução do volume de venda às distribuidoras, em decorrência da alienação da subsidiária Pampa Sul e pelo menor volume de compras, e consequentemente, menor volume disponível para venda.

As reduções nos volumes de vendas e os aumentos nos preços médios de venda, ocasionaram, em conjunto, reduções de R$ 170 milhões e R$ 343 milhões, entre os trimestres e anos, respectivamente, na receita operacional líquida da Companhia. Destes valores, R$ 163 milhões e R$ 348 milhões, referem-se à alienação da subsidiária Pampa Sul, ocorrida no 2T23.



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

A receita de venda a distribuidoras alcançou R$ 977 milhões no 4T23, R$ 107 milhões (9,9%) inferior aos R$ 1.084 milhões auferidos no 4T22. A variação foi ocasionada pelos seguintes efeitos: (i) queda de R$ 175 milhões em razão da redução de 655 GWh (297 MW médios) na quantidade vendida; e (ii) elevação de R$ 68 milhões com o acréscimo de 7,5% no preço médio líquido de vendas.

Em 2023, a receita atingiu R$ 4.106 milhões, redução de R$ 75 milhões (1,8%) em relação ao ano de 2022, quando foi de R$ 4.181 milhões. Esse decréscimo é explicado pelos seguintes itens: (i) declínio de R$ 329 milhões dada a redução de 1.238 GWh (142 MW médios) na quantidade vendida; e (ii) alta de R$ 254 milhões pelo incremento de 6,1% no preço médio líquido de vendas.

As reduções nos volumes de vendas entre os trimestres e anos comparados são consequência, principalmente, da alienação da subsidiária Pampa Sul, que contava com capacidade comercial de 323,5 MW médios. A redução anual foi parcialmente suavizada pela aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Floresta e Paracatu.

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 pela redução dos ressarcimentos previstos nos contratos no ambiente regulado entre os trimestres. Entre os anos analisados, o aumento do preço médio foi motivado também pela atualização monetária dos preços de vendas, e, parcialmente atenuado pelo aumento do reconhecimento dos ressarcimentos na comparação entre os anos.

  - Consumidores Livres:

A receita de venda a consumidores livres reduziu R$ 70 milhões (8,1%) entre os trimestres em análise, passando de R$ 859 milhões no 4T22 para **R$ 789 milhões no 4T23**. A variação resulta da redução de 440 GWh (199 MW médios) no volume de energia vendida (R$ 87 milhões), atenuada pelo acréscimo de 2,2% no preço médio líquido de vendas (R$ 17 milhões). A variação na quantidade de energia vendida, deve-se, principalmente, pelo menor volume de compras, e consequentemente, menor volume disponível para venda. Já o aumento no preço médio líquido de vendas, foi motivado, principalmente, pela atualização monetária dos contratos vigentes.

Em 2023, a receita alcançou R$ 3.176 milhões, montante R$ 236 milhões (6,9%) inferior aos R$ 3.412 milhões verificados em 2022. Esse decréscimo decorre da redução de 1.095 GWh (125 MW médios) no volume de energia vendida (R$ 218 milhões) e da redução de 0,5% no preço médio líquido de vendas (R$ 18 milhões). A redução do volume decorre, principalmente, pelo menor volume de compras, e consequentemente, menor volume disponível para venda.

  - Comercializadoras:

No 4T23, a receita de venda a comercializadoras foi de R$ 229 milhões, R$ 7 milhões (3,2%) superior à receita auferida no 4T22, que foi de R$ 222 milhões. A variação é explicada pela combinação do aumento de 84 GWh (38 MW médios) no volume de energia vendida (R$ 13 milhões) com o decréscimo de 2,9% no preço médio líquido de vendas (R$ 6 milhões).

No período de 12 meses de 2023, a receita foi de R$ 827 milhões, R$ 32 milhões (3,7%) inferior à receita auferida em 2022, que foi de R$ 859 milhões. Essa redução é resultado da queda de 7,6% no preço médio líquido de vendas (R$ 66 milhões), parcialmente atenuada pelo aumento de 217 GWh (25 MW médios) no volume de energia vendida (R$ 34 milhões).

As reduções nos preços médios líquidos de vendas observadas no 4T23 e no ano de 2023 se devem, basicamente, aos preços mais elevados durante o ano de 2022 que sofreram influência da perspectiva hidrológica pessimista vista em 2021. Esta redução foi ligeiramente atenuada pela atualização monetária dos contratos vigentes. O aumento da quantidade entre os trimestres e anos analisados decorre, principalmente, de novos contratos firmados.

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

No 4T23, a receita auferida no mercado de curto prazo foi de **R$ 144 milhões**, enquanto no 4T22 foi de R$ 41 milhões, o que representa um **acréscimo de R$ 103 milhões (251,2%)** entre os trimestres comparados. **Nos 12 meses de 2023**, em relação ao ano anterior, houve **acréscimo de R$ 37 milhões (10,5%)** na receita das transações de curto prazo, passando de R$ 351 milhões em 2022 para **R$ 388 milhões em 2023**. 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$ 120 milhões, no 4T22, para **R$ 108 milhões no 4T23, decréscimo de R$ 12 milhões (10,0%)**. **Na comparação anual, a redução foi de R$ 17 milhões (3,5%)**, passando de R$ 485 milhões em 2022 para **R$ 468 milhões em 2023**. A variação foi motivada, substancialmente, pela redução do IPCA entre os períodos em comparação.

- **Receita de Serviços Prestados - Gestão dos Ativos de Geração (GAG)**

Ainda com referência às Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, para a energia vendida no ACR, também como parte da Receita Anual de Geração (RAG), as empresas recebem a parcela referente à Gestão dos Ativos de Geração (GAG), para cobertura dos custos com Operação e Manutenção (O&M), durante o prazo de concessão.

O valor da GAG reconhecida no 4T23 foi de R$ 37 milhões, superior em R$ 1 milhão (2,8%) ao montante reconhecido no 4T22, de R$ 36 milhões. **Em bases anuais, houve acréscimo de R$ 7 milhões (5,1%)**, passando de R$ 138 milhões em 2022 para **R$ 145 milhões em 2023**. As elevações decorreram, substancialmente, da atualização monetária dos valores.

Custos Operacionais

Custos por segmento – 4T23 x 4T22 (em R$ milhões)

	Energia elétrica			
	Geração	Transmissão	*Trading*	Consolidado
4T23				
Compras de energia	334	-	113	447
Depreciação e amortização	218	3	-	221
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	167	-	-	167
Materiais e serviços de terceiros	99	16	-	115
Royalties	65	-	-	65
Pessoal	61	2	-	63
Transações no mercado de curto prazo	40	-	-	40
Custos de construção	-	32	-	32
Seguros	25	1	-	26
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	5	5
Repactuação do risco hidrológico	124	-	-	124
Outros custos operacionais, líquidos	28	2	-	30
Custos operacionais	**1.161**	**56**	**118**	**1.335**
4T22				
Compras de energia	378	-	174	552
Depreciação e amortização	218	-	-	218
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	165	-	-	165
Materiais e serviços de terceiros	136	5	-	141
Royalties	49	-	-	49
Pessoal	94	-	-	94
Transações no mercado de curto prazo	20	-	-	20
Custos de construção	-	344	-	344
Seguros	34	1	-	35
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	(2)	(2)
Combustíveis para geração	35	-	-	35
Outros custos operacionais, líquidos	42	1	-	43
Custos operacionais	**1.171**	**351**	**172**	**1.694**
Variação				
Compras de energia	(44)	-	(61)	(105)
Depreciação e amortização	-	3	-	3
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	2	-	-	2
Materiais e serviços de terceiros	(37)	11	-	(26)
Royalties	16	-	-	16
Pessoal	(33)	2	-	(31)
Transações no mercado de curto prazo	20	-	-	20
Custos de construção	-	(312)	-	(312)
Seguros	(9)	-	-	(9)
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	7	7
Combustíveis para geração	(35)	-	-	(35)
Repactuação do risco hidrológico	124	-	-	124
Outros custos operacionais, líquidos	(14)	1	-	(13)
Custos operacionais	**(10)**	**(295)**	**(54)**	**(359)**

Os custos operacionais reduziram em R$ 359 milhões (21,2%) entre os trimestres comparados, passando de R$ 1.694 milhões no 4T22 para **R$ 1.335 milhões no 4T23**. Esta variação foi reflexo, principalmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) decréscimo de R$ 295 milhões (84,0%) nos custos do segmento de transmissão, principalmente pela redução dos custos de construção; (ii) queda de R$ 54 milhões (31,4%) nos custos de operações de *trading* de energia; e (iii) redução de R$ 10 milhões (0,9%) nos custos do segmento de geração e venda de energia do portfólio da Companhia.

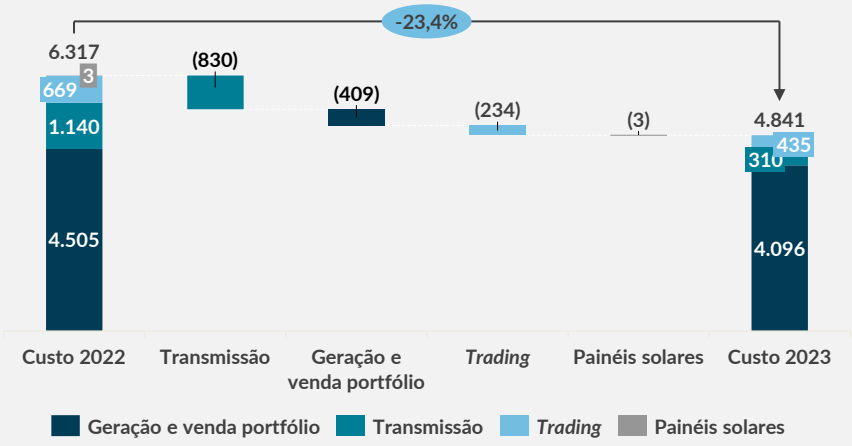
Custos por segmento – 12M23 x 12M22 (em R$ milhões)

	Energia elétrica				
	Geração	Transmissão	*Trading*	Painéis Solares	Consolidado
12M23					
Compras de energia	1.492	-	418	-	1.910
Depreciação e amortização	871	11	-	-	882
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	668	-	-	-	668
Materiais e serviços de terceiros	371	43	-	-	414
Pessoal	237	12	-	-	249
Custos de construção	-	228	-	-	228
Transações no mercado de curto prazo	201	-	-	-	201
Royalties	169	-	-	-	169
Seguros	85	3	-	-	88
Combustíveis para geração	66	-	-	-	66
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	17	-	17
Repactuação do risco hidrológico	(115)	-	-	-	(115)
Outros custos operacionais, líquidos	51	13	-	-	64
Custos operacionais	**4.096**	**310**	**435**	**-**	**4.841**
12M22					
Compras de energia	1.700	-	666	-	2.366
Depreciação e amortização	953	-	-	-	953
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	625	-	-	-	625
Materiais e serviços de terceiros	417	17	-	-	434
Pessoal	236	-	-	-	236
Custos de construção	-	1.120	-	-	1.120
Transações no mercado de curto prazo	167	-	-	-	167
Royalties	154	-	-	-	154
Seguros	90	1	-	-	91
Combustíveis para geração	115	-	-	-	115
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	3	-	3
Outros custos operacionais, líquidos	48	2	-	3	53
Custos operacionais	**4.505**	**1.140**	**669**	**3**	**6.317**
Variação					
Compras de energia	(208)	-	(248)	-	(456)
Depreciação e amortização	(82)	11	-	-	(71)
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	43	-	-	-	43
Materiais e serviços de terceiros	(46)	26	-	-	(20)
Pessoal	1	12	-	-	13
Custos de construção	-	(892)	-	-	(892)
Transações no mercado de curto prazo	34	-	-	-	34
Royalties	15	-	-	-	15
Seguros	(5)	2	-	-	(3)
Combustíveis para geração	(49)	-	-	-	(49)
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	14	-	14
Repactuação do risco hidrológico	(115)	-	-	-	(115)
Outros custos operacionais, líquidos	3	11	-	(3)	11
Custos operacionais	**(409)**	**(830)**	**(234)**	**(3)**	**(1.476)**

Em 2023, os custos operacionais atingiram R$ 4.841 milhões, inferiores em R$ 1.476 milhões (23,4%) aos custos de 2022, de R$ 6.317 milhões. Esta variação foi reflexo da combinação dos seguintes fatores: (i) decréscimo de R$ 830 milhões (72,8%) nos custos do segmento de transmissão, substancialmente pela redução dos custos de construção; (ii) decréscimo de R$ 409 milhões (9,1%) no segmento de geração e venda de energia do portfólio; (iii) redução de R$ 234 milhões (35,0%) nos custos de operações de *trading* de energia; e (iv) variação de R$ 3 milhões nos custos de venda e instalação de painéis solares em decorrência da venda da EGSD.

Evolução dos Custos Operacionais

R$ milhões



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

Comentários sobre as Variações dos Custos Operacionais

Geração e Venda de Energia do Portfólio

- **Compras de energia:** entre o 4T22 e o 4T23 houve redução de R$ 44 milhões (11,6%) nas compras de energia, substancialmente motivada pela combinação das reduções de 113 GWh (51 MW médios) na quantidade de energia comprada (R$ 22 milhões) e 6,0% no preço médio líquido de compras de energia (R$ 22 milhões). Na comparação anual, houve decréscimo de R$ 208 milhões (12,2%) nessas operações, substancialmente motivado pela combinação dos seguintes eventos: (i) R$ 119 milhões — redução de 625 GWh (71 MW médios) na quantidade de energia comprada; e (ii) R$ 89 milhões — redução de 5,6% no preço médio líquido de compras de energia. Os decréscimos dos volumes decorrem da gestão de portfólio da Companhia. As reduções dos preços médios de compras em 2023 refletem as quedas em relação aos maiores preços praticados para o ano de 2022, que estavam pressionados pela hidrologia crítica durante o ano de 2021.

- **Depreciação e amortização:** redução de R$ 82 milhões (8,6%) entre os anos em análise. A redução decorre, principalmente, da alienação da UTE Pampa Sul, atenuada pela aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Floresta e Paracatu, ocorrida no primeiro trimestre de 2022 e pelo início da operação comercial do Conjunto Eólico Santo Agostinho durante o ano de 2023.

- **Encargos de uso da rede elétrica e conexão:** acréscimos de R$ 2 milhões (1,2%) e de R$ 43 milhões (6,9%) entre os trimestres e anos analisados, respectivamente, 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, parcialmente suavizado pela alienação da UTE Pampa Sul.

- **Materiais e serviços de terceiros:** reduções de R$ 37 milhões (27,2%) e de R$ 46 milhões (11,0%) entre os trimestres e anos analisados. Os principais motivadores resultam, substancialmente, da alienação da UTE Pampa Sul, somada à redução nos custos de manutenção, relacionados a gestão de infraestrutura das Usina Hidrelétricas Miranda e Jaguara.

- **Pessoal:** redução de R$ 33 milhões (35,1%) entre os trimestres analisados resultante, substancialmente, da alienação da subsidiária UTE Pampa Sul, parcialmente atenuada pelo reajuste anual da remuneração e benefícios dos colaboradores e das contratações entre os trimestres. Na comparação entre 2023 e 2022, houve aumento de R$ 1 milhão (0,4%), motivado principalmente, pelo reajuste anual da remuneração e benefícios e do aumento do quadro de colaboradores entre os anos, suavizado pela alienação da subsidiária UTE Pampa Sul.

- **Transações no mercado de energia de curto prazo:** os custos com essas transações foram superiores em R$ 20 milhões (100,0%) entre os trimestres em análise e R$ 34 milhões (20,4%) no comparativo anual. Mais explicações sobre tais operações e acerca da variação podem ser obtidas em "Detalhamento das operações de curto prazo".

- **Combustíveis para geração:** decréscimos de R$ 35 milhões e R$ 49 milhões (42,6%) nas comparações trimestral e anual, respectivamente. As variações foram impactadas, principalmente, pela alienação da UTE Pampa Sul ocorrida em maio de 2023 e pela redução da geração de energia elétrica na Usina de Cogeração Lages (UCLA).

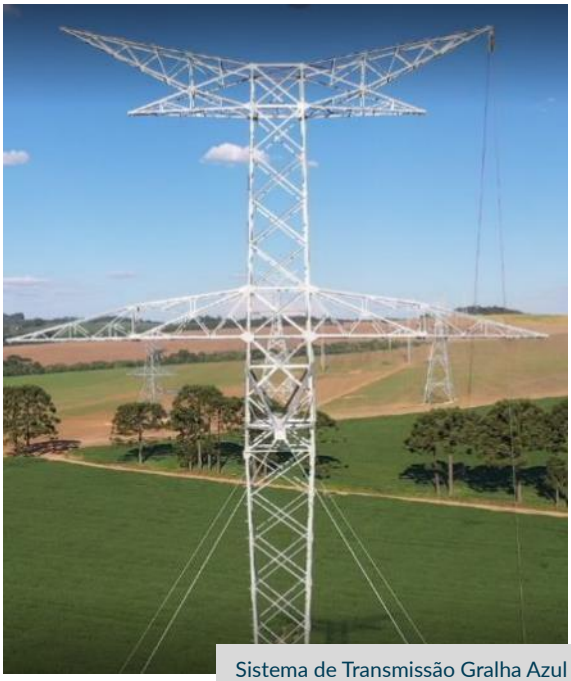
- **Repactuação do risco hidrológico:** a Lei nº 13.360/16 determina que a Aneel adicione um prazo à concessão original na mesma quantidade de dias em que houver atrasos no início da operação da usina, com origem a fatos alheios à responsabilidade do agente, reconhecidos pelo órgão regulador. Com base 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 impactos não hídricos, desloquem os dias de Extensão do GSF (*Generation Scaling Factor*). 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, fazendo com que estes precisem ser recalculados no tempo, aumentando o prazo de concessão da UHE Estreito em 852 dias. 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, o efeito no resultado desta transação foi um ganho líquido de R$ 115 milhões em 2023 (efeito negativo de R$ 124 milhões no 4T23, decorrente de mudança de tratamento contábil).

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

Resultado Operacional do Segmento de Transmissão de Energia

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



Sistema de Transmissão Gralha Azul

O resultado bruto do segmento de transmissão de energia atingiu R$ 213 milhões positivos no 4T23, aumento de R$ 43 milhões (25,3%), em relação ao mesmo trimestre de 2022, cujo valor foi de R$ 170 milhões. As variações decorrem, substancialmente, (i) do efeito positivo de R$ 50 milhões (161,3%) na variação do resultado líquido das receitas e custos de construção (reduções de R$ 262 milhões e R$ 312 milhões, respectivamente), oriundo, principalmente, do encerramento das obras dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado; (ii) aumento de R$ 11 milhões nos custos de materiais e serviços de terceiros, em decorrência da entrada em operação comercial integral dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado, durante o ano de 2023; e (iii) do acréscimo R$ 1 milhão (0,5%) na remuneração dos ativos de concessão, ocasionado, especialmente, pela elevação do saldo destes ativos entre os períodos comparados.

O valor de RAP, líquida de PIS e Cofins, recebida no 4T23 foi de R$ 189 milhões, (R$ 116 milhões no 4T22), sendo R$ 169 milhões (R$ 105 milhões no 4T22) correspondentes à amortização do ativo de contrato, registrada em contrapartida do ativo de contrato, e R$ 20 milhões (R$ 11 milhões no 4T22) relativos à receita de serviços prestados de O&M.

No ano de 2023 o resultado bruto foi de R$ 825 milhões, R$ 262 milhões (46,5%) superior ao resultado de 2022 de R$ 563 milhões. As variações decorrem, substancialmente, (i) do efeito positivo de R$ 214 milhões (104,4%) na variação do resultado líquido das receitas e custos de construção (reduções de R$ 678 milhões e R$ 892 milhões, respectivamente), oriundo, principalmente, do encerramento das obras dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado; (ii) do acréscimo R$ 76 milhões (10,1%) na remuneração dos ativos de concessão, ocasionado, especialmente, pelo aumento dos saldos dos ativos de contrato e suavizado pelo decréscimo dos índices inflacionários; e (iii) pelo aumento de R$ 26 milhões (152,9%) nos custos de materiais e serviços de terceiros, em decorrência da entrada em operação comercial integral dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado, durante o ano de 2023.

Adicionalmente, durante o ano de 2023, houve o reconhecimento no grupo de outras despesas operacionais do montante de R$ 64 milhões com efeito negativo no resultado a título de revisão tarifária periódica em contrapartida do ativo de contrato, baseado no Ofício Circular CVM nº 04/2020 e na resolução homologatória Aneel nº 3.216, de 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 em 2023 foi de R$ 695 milhões, (R$ 355 milhões em 2022), sendo R$ 628 milhões (R$ 322 milhões em 2022) correspondentes à amortização do ativo de contrato, registrada em contrapartida do ativo de contrato, e R$ 67 milhões (R$ 33 milhões em 2022) relativos à receita de serviços prestados de O&M.

Abaixo a composição do Ebitda regulatório de transmissão:

(Valores em R$ milhões)	4T23	4T22	Variação	2023	2022	Variação
RAP, líquida de PIS e Cofins	189	116	73	695	355	340
Custos operacionais	(21)	(7)	(14)	(71)	(20)	(51)
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(4)	(8)	4	(20)	(13)	(7)
Outras receitas operacionais, líquidas	2	20	(18)	5	22	(17)
Ebitda regulatório de transmissão	**166**	**121**	**45**	**609**	**344**	**265**



Usina Hidrelétrica Estreito

Resultado Operacional do Segmento de *Trading* de Energia

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

O lucro bruto entre os trimestres em análise reduziu R$ 6 milhões, passando de R$ 5 milhões de lucro no 4T22 para R$ 1 milhão de prejuízo no 4T23, motivado pelos seguintes eventos: (i) queda de R$ 7 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.

Em bases anuais, o resultado bruto em 2023 foi de R$ 4 milhões, apresentando decréscimo de R$ 12 milhões (75,0%), quando comparado ao montante de R$ 16 milhões de 2022, decorrente, substancialmente, do efeito negativo da marcação a mercado de R$ 15 milhões. Esse efeito foi parcialmente reduzido pelo impacto positivo de R$ 3 milhões das transações de compra e venda de energia realizadas.

Detalhamento das Operações de Curto Prazo

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

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

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

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

	Geração	*Trading*	Consolidado
4T23			
Receita operacional líquida	144	-	144
Custos operacionais	(40)	-	(40)
Resultado líquido	**104**	**-**	**104**
4T22			
Receita operacional líquida	41	-	41
Custos operacionais	(20)	-	(20)
Resultado líquido	**21**	**-**	**21**
Variação			
Receita operacional líquida	103	-	103
Custos operacionais	(20)	-	(20)
Resultado líquido	**83**	**-**	**83**

No 4T23 e no 4T22, **os resultados líquidos** (diferença entre receitas e custos — deduzidos dos tributos) decorrentes de transações de curto prazo — em especial as realizadas no âmbito da CCEE — **foram positivos em R$ 104 milhões** e R$ 21 milhões, respectivamente. O montante representa **aumento de R$ 83 milhões entre os períodos comparados**, sendo acréscimo proveniente no resultado das transações no segmento de geração e venda de energia do portfólio. Já no resultado do segmento de *trading* de energia não ocorreram transações no âmbito da CCEE nos trimestres em questão.

Essas variações foram consequência, fundamentalmente, da combinação dos efeitos positivos: (i) aumento da energia livre devido à estratégia de alocação de energia sazonalizada no decorrer dos períodos, combinada com a variação positiva do PLD; (ii) efeito positivo no MRE, em virtude do aumento da geração hidrelétrica das usinas, e pelo maior volume de energia produzido pelas usinas participantes do MRE; e (iii) operações de fechamento de mês, recontabilizações e modulações entre os trimestres analisados.

Esses efeitos foram atenuados pelo (iv) impacto negativo em decorrência da redução da garantia física das usinas entre os trimestres analisados.

	Geração	*Trading*	Consolidado
12M23			
Receita operacional líquida	388	1	389
Custos operacionais	(201)	-	(201)
Resultado líquido	**187**	**1**	**188**
12M22			
Receita operacional líquida	351	1	352
Custos operacionais	(167)	-	(167)
Resultado líquido	**184**	**1**	**185**
Variação			
Receita operacional líquida	37	-	37
Custos operacionais	(34)	-	(34)
Resultado líquido	**3**	**-**	**3**

No acumulado de 2023, o resultado líquido, fruto de transações de curto prazo, **foi positivo em R$ 188 milhões**, acréscimo de R$ 3 milhões em relação ao resultado positivo de R$ 185 milhões do ano de 2022, sendo acréscimo no resultado das transações no segmento de geração e venda de energia do portfólio. Já no resultado do segmento de *trading* de energia não ocorreram variações nas transações no âmbito da CCEE nos anos em questão.

Essas variações foram consequência, fundamentalmente, da combinação dos seguintes fatores positivos: (i) 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; e (ii) aumento do Fator de Ajuste do MRE (GSF), em razão do maior volume de energia produzido pelas usinas participantes do MRE, resultando em variação positiva entre os períodos em análise.

Esses fatores foram atenuados pelos seguintes efeitos negativos: (iii) redução da energia livre devido à estratégia de alocação de energia sazonalizada no decorrer dos períodos, suavizada pela variação positiva do PLD; (iv) efeito negativo no MRE, em virtude da redução da garantia física das usinas da Companhia, suavizado pelo aumento na geração hidrelétrica das usinas; e (v) operações de fechamento de mês, recontabilizações e modulações entre os anos analisados.

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

PLD médio em R$/MWh	4T23	4T22	Var. 4T (%)	12M23	12M22	Var. 12M (%)
Sul	77,78	55,70	39,6%	72,17	58,99	22,3%
Sudeste/Centro-Oeste	77,78	55,70	39,6%	72,17	58,99	22,3%
Nordeste	77,78	55,70	39,6%	72,17	58,51	23,3%

Despesas com vendas, gerais e administrativas

A Companhia apresentou acréscimos nas despesas com vendas, gerais e administrativas, nos montantes de R$ 15 milhões entre o 4T23 e o 4T22 e R$ 66 milhões entre 2023 e 2022. As principais variações nos trimestres e anos analisados, decorrem do segmento de geração, nos montantes de R$ 20 milhões e R$ 62 milhões, respectivamente, as quais foram impactadas, substancialmente, pelos seguintes eventos: (i) aumento nas despesas com propaganda e publicidade, em decorrência da estratégia comercial para capturar oportunidades com a abertura do mercado livre de energia; e (ii) aumento nas despesas com serviços de terceiros de informática, consultoria e advocacia.

Outras (Despesas) Receitas Operacionais, Líquidas

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

No 4T22, o segmento de transmissão reconheceu o montante de R$ 20 milhões oriundo do ajuste positivo de preço da aquisição da Novo Estado Transmissora de Energia. Este ajuste ocorreu após o período de 12 meses de mensuração da combinação de negócios, motivo pelo qual foi registrado no resultado da Companhia. No ano de 2022, além do efeito mencionado do segmento de transmissão, o segmento de geração reconheceu R$ 22 milhões negativos os quais referem-se, substancialmente, à baixa de ativos da UTE Pampa Sul, decorrente de manutenções realizadas no ano de 2022.

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

	Geração					Geração					
	Pampa Sul	Paracatu	Lages	Diamante	Consolidado	Pampa Sul	Paracatu	Lages	Diamante	Painéis Solares	Consolidado
	4T23					12M23					
Reversão de *Impairment*, líquido	-	59	-	-	59	1.243	(45)	-	-	-	1.198
Alienação de subsidiária	(7)	-	-	9	2	(1.296)	-	-	9	-	(1.287)
	4T22					12M22					
Impairment, líquido	-	-	(21)	-	(21)	(164)	-	(21)	-	118	(67)
Alienação de subsidiária	-	-	-	-	-	10	-	-	-	(94)	(84)
	Variação					Variação					
Reversão de *Impairment*, líquido	-	59	21	-	80	1.407	(45)	21	-	(118)	1.265
Alienação de subsidiária	(7)	-	-	9	2	(1.306)	-	-	9	94	(1.203)

Impairment

No 4T23 a Companhia reconheceu R$ 59 milhões de reversão referente ao *impairment* anteriormente registrado em decorrência do sinistro ocorrido no Conjunto Fotovoltaico Paracatu. Esta reversão ocorreu em virtude da baixa dos ativos, os quais foram reembolsados pela seguradora. Ressalta-se que a baixa de ativos, somada ao reembolso da seguradora, não trouxe impactos ao resultado da Companhia. No 4T22 foi reconhecido o montante de R$ 21 milhões de provisão de *impairment* relativos ao aumento nos custos de fornecimento de matéria prima da subsidiária Lages.

Durante o ano de 2023 a Companhia registrou o montante de R$ 1.243 milhões de reversão de *impairment*, em decorrência da alienação da subsidiária UTE Pampa Sul **e o montante de R$ 45 milhões de provisão para redução ao valor recuperável** (líquido da reversão registrada no 4T23), referente ao sinistro do Conjunto Fotovoltaico Paracatu. No ano de 2022, adicionalmente à provisão de Lages, registrada no 4T22, a Companhia complementou o *impairment* da UTE Pampa Sul no montante de R$ 164 milhões e reverteu R$ 118 milhões referente à EGSD, em virtude da venda, ocorrida em 21 de fevereiro de 2022.

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 UTE Pampa Sul. Nesta data, a sociedade deixou de ser controlada pela Companhia, passando também a não ser consolidada. **O resultado com a alienação do ativo, líquido dos custos de venda (R$ 1.296 milhões negativos) e reversão do *impairment* (R$ 1.243 milhões), foi negativo em R$ 53 milhões, no ano de 2023**.

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

Em 21 de fevereiro e 1º de setembro de 2022, foram concluídas as operações de venda das participações societárias que a Companhia possuía nas subsidiárias EGSD e Norte Catarinense. Nestas datas, as sociedades deixaram de ser controladas pela Companhia, passando também a não serem consolidadas. O resultado com a alienação da EGSD, líquido dos custos de venda (R$ 94 milhões), e reversão do *impairment* (R$ 118 milhões), foi positivo em R$ 24 milhões. O resultado com a alienação da Norte Catarinense, líquido dos custos de venda, foi positivo em R$ 10 milhões.

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:

	4T23		4T22	
DRE – em R$ milhões	**100%**	**Participação da Companhia**	**100%**	**Participação da Companhia**
Receita operacional líquida	2.020	657	2.162	703
Custos dos serviços prestados	(603)	(196)	(641)	(208)
Lucro bruto	**1.417**	**461**	**1.521**	**495**
Despesas gerais e administrativas	(52)	(17)	(17)	(6)
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**1.365**	**444**	**1.504**	**489**
Resultado financeiro	(365)	(119)	(602)	(196)
Lucro antes dos impostos	**1.000**	**325**	**902**	**293**
Imposto de renda e contribuição social	(333)	(108)	(310)	(101)
Lucro líquido da TAG	**667**	**217**	**592**	**192**

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

	4T23		4T22	
Ebitda – em R$ milhões	**100%**	**Participação da Companhia**	**100%**	**Participação da Companhia**
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**1.365**	**444**	**1.504**	**489**
Depreciação e amortização	166	54	180	59
Amortização da mais valia	148	48	229	74
Ebitda[1]	**1.679**	**546**	**1.913**	**622**
Margem Ebitda	**83,1%**		**88,5%**	

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

Entre o 4T22 e o 4T23, o resultado de equivalência patrimonial aumentou R$ 25 milhões (13,0%), passando de R$ 192 milhões para R$ 217 milhões, respectivamente.

A variação foi consequência, substancialmente, da combinação dos seguintes efeitos positivos: (i) pela redução da despesa financeira líquida, de R$ 77 milhões, oriundo, substancialmente, pelos seguintes fatos: (i.i) resultado positivo do *swap* contratado; (i.ii) redução dos juros sobre debêntures, em virtude da redução do CDI e do saldo do principal; (i.iii) aumento dos rendimentos de aplicações financeiras; parcialmente suavizado (i.iv) pelo aumento dos encargos sobre empréstimos, decorrente do aumento do indexador da dívida; e (ii) redução de R$ 26 milhões da amortização da mais valia, decorrente da revisão da vida útil.

Estes efeitos positivos foram parcialmente atenuados pelos seguintes efeitos negativos: (iii) decréscimo de R$ 76 milhões no Ebitda devido, principalmente, (iii.i) provisão de devolução de penalidades no montante de R$ 85 milhões, previamente acordadas com a Agência Nacional do Petróleo (ANP), as quais serão devolvidas ao mercado ao longo de 2024 e 2025; (iii.ii) atenuado pela atualização das tarifas de transporte; e (iii.iii) acrescido da reversão de provisão em decorrência do recebimento de títulos com Perdas Estimadas em Créditos de Liquidação Duvidosa (PECLD) durante o 4T22 (R$ 9 milhões), não recorrente no 4T23; e (iv) elevação de R$ 7 milhões, nas despesas de Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CSLL), em virtude, basicamente do aumento do lucro antes dos impostos. Destacamos que o item (iii.i), com impacto negativo no 4T23, não possui efeito recorrente no resultado da TAG.

Adicionalmente, a receita operacional líquida e os custos dos serviços prestados, foram impactados, ambos no montante de R$ 9 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).

O resultado de equivalência patrimonial da TAG dos anos de 2023 e 2022 é composto pelos seguintes itens:

	12M23		12M22	
DRE – em R$ milhões	**100%**	**Participação da Companhia**	**100%**	**Participação da Companhia**
Receita operacional líquida	9.029	2.934	8.426	2.738
Custos dos serviços prestados	(2.486)	(808)	(2.722)	(885)
Lucro bruto	**6.543**	**2.126**	**5.704**	**1.853**
Despesas gerais e administrativas	(233)	(76)	(192)	(62)
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**6.310**	**2.050**	**5.512**	**1.791**
Resultado financeiro	(1.662)	(540)	(2.102)	(683)
Lucro antes dos impostos	**4.648**	**1.510**	**3.410**	**1.108**
Imposto de renda e contribuição social	(1.592)	(517)	(1.172)	(381)
Lucro líquido da TAG	**3.056**	**993**	**2.238**	**727**

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

	12M23		12M22	
Ebitda – em R$ milhões	**100%**	**Participação da Companhia**	**100%**	**Participação da Companhia**
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**6.310**	**2.050**	**5.512**	**1.791**
Depreciação e amortização	674	219	672	218
Amortização da mais valia	592	192	914	297
Ebitda	**7.576**	**2.461**	**7.098**	**2.306**
Margem Ebitda	**83,9%**		**84,2%**	

Entre os anos comparados, o resultado de equivalência patrimonial aumentou R$ 266 milhões (36,6%), passando de R$ 727 milhões **para R$ 993 milhões**, respectivamente.

A variação foi consequência, substancialmente, da combinação dos seguintes efeitos positivos: (i) R$ 155 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 Transpetro, em junho de 2022, sendo assumido pela Esom, uma empresa do Grupo ENGIE no Brasil; e suavizado pelo (i.iii) provisão de penalidades no montante de R$ 85 milhões, previamente acordadas com a ANP, as quais serão devolvidas ao mercado ao longo de 2024 e 2025; (ii) redução da despesa financeira líquida, de R$ 143 milhões, oriundo, substancialmente, (ii.i) resultado positivo do *swap* contratado; (ii.ii) redução dos juros sobre debêntures, em virtude da redução do CDI e do saldo do principal; (ii.iii) do reconhecimento de ganhos na renegociação das dívidas; (ii.iv) aumento dos rendimentos de aplicações financeiras; e parcialmente suavizada (ii.v) pelo aumento dos encargos sobre empréstimos, decorrente do aumento do indexador da dívida; e (iii) redução de R$ 105 milhões da amortização da mais valia, decorrente da revisão da vida útil. Destacamos que o item (i.iii), com impacto negativo em 2023, não possui efeito recorrente no resultado da TAG.

Estes aumentos foram parcialmente atenuados pela elevação de R$ 136 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$ 89 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 ANP.

Balanço Patrimonial

Os principais grupos do ativo e passivo da TAG em 31 de dezembro de 2023 e 2022 eram estes:

Balanço Patrimonial	31/12/2023	31/12/2022
ATIVO		
Ativo circulante	**3.439**	**2.828**
Caixa e equivalentes de caixa	1.423	688
Contas a receber de clientes	1.541	1.513
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	50	284
Outros ativos circulantes	425	343
Ativo não circulante	**29.573**	**30.585**
Depósitos vinculados	633	217
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	-	284
Outros ativos não circulantes	119	624
Imobilizado	26.074	26.706
Intangível	2.747	2.754
Total	**33.012**	**33.413**
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Passivo circulante	**4.693**	**4.341**
Instrumentos de dívida	3.107	3.974
Outros passivos circulantes	1.586	367
Passivo não circulante	**20.505**	**20.356**
Instrumentos de dívida	13.969	15.584
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	376	-
Imposto de renda e contribuição social diferidos	5.626	3.908
Outros passivos não circulantes	534	864
Patrimônio líquido	**7.814**	**8.716**
Total	**33.012**	**33.413**



Transportadora Associada de Gás - TAG

Ebitda e Margem Ebitda

Ebitda por segmento – 4T23 x 4T22 (em R$ milhões)

	Energia elétrica				
	Geração	Transmissão	*Trading*	Transporte de Gás	Consolidado
4T23					
Lucro antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	1.144	211	(2)	217	1.570
Depreciação e amortização	230	3	-	-	233
Ebitda[1]	**1.374**	**214**	**(2)**	**217**	**1.803**
Reversão de *impairment*	(59)	-	-	-	(59)
Alienação de subsidiária	(2)	-	-	-	(2)
Indenização de seguros[2]	(104)	-	-	-	(104)
Ebitda ajustado	**1.209**	**214**	**(2)**	**217**	**1.638**
Margem Ebitda ajustada	**52,0%**	**79,6%**	**(1,7%)**	**-**	**60,4%**
4T22					
Lucro antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	1.110	182	3	192	1.487
Depreciação e amortização	227	-	-	-	227
Ebitda	**1.337**	**182**	**3**	**192**	**1.714**
Impairment	21	-	-	-	21
Ebitda ajustado	**1.358**	**182**	**3**	**192**	**1.735**
Margem Ebitda ajustada	**56,5%**	**34,9%**	**1,7%**	**-**	**55,9%**
Variação					
Lucro antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	34	29	(5)	25	83
Depreciação e amortização	3	3	-	-	6
Ebitda	**37**	**32**	**(5)**	**25**	**89**
Reversão de *impairment*, líquido	(80)	-	-	-	(80)
Alienação de subsidiária	(2)	-	-	-	(2)
Indenização de seguros	(104)	-	-	-	(104)
Ebitda ajustado	**(149)**	**32**	**(5)**	**25**	**(97)**
Margem Ebitda ajustada	**(4,5 p.p.)**	**44,7 p.p.**	**(3,4 p.p.)**	**-**	**4,5 p.p.**

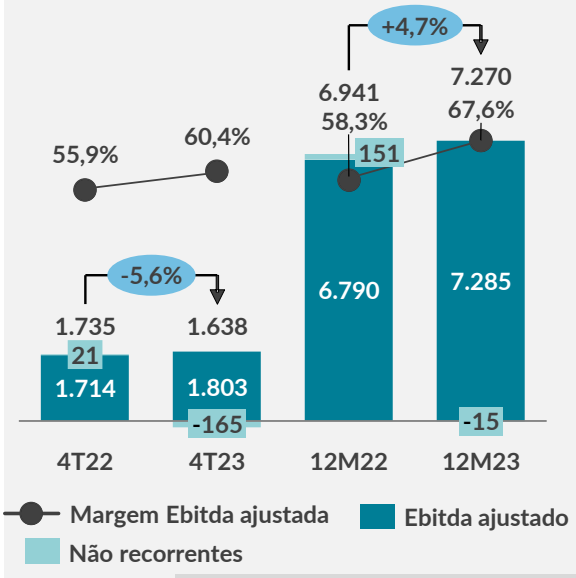
[1] Conforme as orientações estabelecidas na Resolução CVM nº 156 (RCVM 156) e Ofício-Circular CVM/SNC/SEP nº 01/2023, de 23 de junho de 2022 e 13 de fevereiro de 2022, respectivamente.

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

Entre o 4T23 e o 4T22, o Ebitda ajustado reduziu R$ 97 milhões (5,6%), passando de R$ 1.735 milhões no 4T22 para **R$ 1.638 milhões no 4T23**. A variação foi consequência da combinação dos seguintes **efeitos negativos**: (i) R$ 149 milhões (11,0%) no segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia; e (ii) R$ 5 milhões (166,7%) oriundos do segmento de *trading* de energia. Os referidos impactos negativos foram parcialmente atenuados pelos seguintes **efeitos positivos**: (i) R$ 32 milhões (17,6%) oriundos do segmento de transmissão de energia; e (ii) R$ 25 milhões (13,0%) decorrentes de maior resultado de participação societária em controlada em conjunto – TAG.

As principais variações no Ebitda ajustado estão no segmento de geração e venda de energia elétrica, indicada no item (i) acima, cujos **efeitos negativos**, foram: (i) R$ 170 milhões da combinação das variações de quantidade de energia vendida e do preço médio líquido de venda; (ii) R$ 124 milhões referente à repactuação do risco hidrológico; (iii) R$ 20 milhões de despesas com vendas, gerais e administrativas; (iv) R$ 12 milhões de variação na remuneração dos ativos financeiros de concessões; (v) R$ 2 milhões de encargos de uso da rede elétrica e conexão; e (vi) R$ 20 milhões relativos às demais receitas, custos operacionais e despesas administrativas. Esses efeitos foram atenuados pelas seguintes variações com **efeitos positivos**: (vii) R$ 83 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo; (viii) queda de R$ 44 milhões nas compras de energia; (ix) redução de R$ 37 milhões nos custos de materiais e serviços de terceiros; e (x) redução de R$ 35 milhões decorrente de menor consumo de combustível próprio.

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, no 4T23, o Ebitda foi impactado positivamente pelo segmento de transmissão, cujos efeitos foram, substancialmente, a combinação dos seguintes: (i) R$ 50 milhões de acréscimo do resultado de construção; (ii) aumento de R$ 11 milhões nos custos de materiais e serviços de terceiros; (iii) queda de R$ 5 milhões na margem de O&M (RAP de O&M, líquida dos custos), em decorrência do aumento dos custos; e (iv) R$ 1 milhão de aumento na receita de remuneração dos ativos de contrato.

Considerando os efeitos não recorrentes de *impairment* líquido, alienação de subidiária e indenização de seguros, ocorridos nos trimestres em questão, o Ebitda aumentou R$ 89 milhões (5,2%), passando de R$ 1.714 milhões no 4T22 para R$ 1.803 milhões no 4T23.

Ebitda por segmento – 12M23 x 12M22 (em R$ milhões)

	Energia elétrica					
	Geração	Transmissão	*Trading*	Painéis Solares	Transporte de Gás	Consolidado
12M23						
Lucro antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	4.621	746	-	-	993	6.360
Depreciação e amortização	914	11	-	-	-	925
Ebitda	**5.535**	**757**	**-**	**-**	**993**	**7.285**
Reversão de *Impairment*, líquido	(1.198)	-	-	-	-	(1.198)
Alienação de subsidiária	1.287	-	-	-	-	1.287
Indenização de seguros	(104)	-	-	-	-	(104)
Ebitda ajustado	**5.520**	**757**	**-**	**-**	**993**	**7.270**
Margem Ebitda ajustada	**60,2%**	**66,7%**	**-**	**-**	**-**	**67,6%**
12M22						
Lucro antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	4.465	572	11	26	727	5.801
Depreciação e amortização	989	-	-	-	-	989
Ebitda	**5.454**	**572**	**11**	**26**	**727**	**6.790**
Impairment, líquido	185	-	-	(118)	-	67
Alienação de subsidiária	(10)	-	-	94	-	84
Ebitda ajustado	**5.629**	**572**	**11**	**2**	**727**	**6.941**
Margem Ebitda ajustada	**59,2%**	**33,6%**	**1,6%**	**28,6%**	**-**	**58,3%**
Variação						
Lucro antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	156	174	(11)	(26)	266	559
Depreciação e amortização	(75)	11	-	-	-	(64)
Ebitda	**81**	**185**	**(11)**	**(26)**	**266**	**495**
Reversão de *Impairment*, líquido	(1.383)	-	-	118	-	(1.265)
Alienação de subsidiária	1.297	-	-	(94)	-	1.203
Indenização de seguros	(104)	-	-	-	-	(104)
Ebitda ajustado	**(109)**	**185**	**(11)**	**(2)**	**266**	**329**
Margem Ebitda ajustada	**1,0 p.p.**	**33,1 p.p.**	**(1,6 p.p.)**	**(28,6 p.p.)**	**-**	**9,3 p.p.**

Entre 2023 e 2022, o Ebitda ajustado aumentou R$ 329 milhões (4,7%), passando de R$ 6.941 milhões em 2022 para **R$ 7.270 milhões em 2023**. A variação foi consequência da combinação dos seguintes **efeitos positivos**: (i) R$ 266 milhões (36,6%) decorrentes de maior resultado de participação societária em controlada em conjunto – TAG; e (ii) R$ 185 milhões (32,3%) oriundos do segmento de transmissão de energia. Os referidos impactos positivos foram parcialmente atenuados pelos seguintes **efeitos negativos**: (iii) R$ 109 milhões (1,9%) no segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia; (iv) R$ 11 milhões oriundos do segmento de *trading* de energia; e (v) R$ 2 milhões no segmento de painéis solares, o qual foi alienado no primeiro trimestre de 2023.

O segmento de transmissão impactou positivamente o Ebitda, cujos efeitos foram, substancialmente, os seguintes: (i) R$ 214 milhões de acréscimo do resultado de construção, haja vista a evolução das obras; (ii) R$ 76 milhões de aumento na receita de remuneração dos ativos de contrato; (iii) reconhecimento de R$ 64 milhões com efeito negativo decorrente da revisão tarifária periódica; (iv) aumento de R$ 26 milhões (152,9%) nos custos de materiais e serviços de terceiros; e (v) R$ 17 milhões de redução na margem de O&M (RAP de O&M, líquida dos custos), em decorrência do aumento dos custos.

O segmento de geração e venda de energia elétrica, indicado no item (iii) acima, impactou negativamente o Ebitda, cujos efeitos negativos, foram: (i) R$ 343 milhões da combinação das variações de quantidade de energia vendida e do preço médio líquido de venda; (ii) R$ 62 milhões de despesas com vendas, gerais e administrativas; (iii) R$ 43 milhões de encargos de uso da rede elétrica e conexão; e (iv) R$ 16 milhões relativo às demais receitas, custos e despesas operacionais e administrativas. Esses efeitos foram atenuados pelo acréscimo dos seguintes fatores: (v) decréscimo de R$ 208 milhões nas compras de energia; e (vi) R$ 115 milhões referente à repactuação do risco hidrológico (GFOM) registrado no ano de 2023.

Considerando os efeitos não recorrentes de *impairment* líquido, alienação de subsidiária e indenização de seguros, o Ebitda aumentou R$ 495 milhões (7,3%) entre os anos, passando de R$ 6.790 milhões em 2022 para R$ 7.285 milhões em 2023.

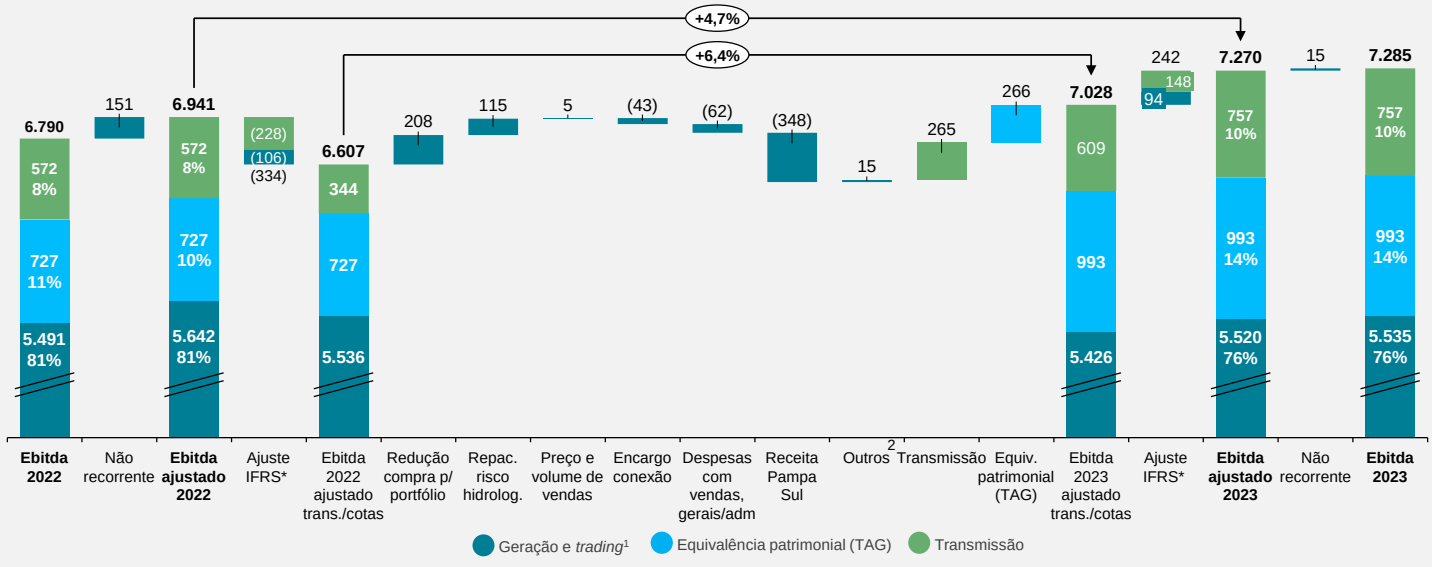
Margem Ebitda Ajustada Consolidada

A margem Ebitda ajustada consolidada apresentou aumento de 4,5 p.p., passando de 55,9% no 4T22 para 60,4% no 4T23. No comparativo anual passou de 58,3% em 2022 para 67,6% em 2023, aumento de 9,3 p.p.

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)	4T23	4T22	Var. (%)	12M23	12M22	Var. (%)
Lucro líquido recorrente	948	891	6,4	3.429	2.665	28,7
(+) Imposto de renda e contribuição social	198	168	17,9	968	621	55,9
(+) Resultado financeiro	424	428	(0,9)	1.963	2.515	(21,9)
(+) Depreciação e amortização	233	227	2,6	925	989	(6,5)
Ebitda	**1.803**	**1.714**	**5,2**	**7.285**	**6.790**	**7,3**
Efeitos não recorrentes						
(+) (Reversão) provisão de *Impairment*, líquido	(59)	21	(381,0)	(1.198)	67	(1.888,1)
(+) Alienação de subsidiária	(2)	-	100,0	1.287	84	1.432,1
(-) Indenização de seguros	(104)	-	100,0	(104)	-	100,0
Ebitda ajustado	**1.638**	**1.735**	**(5,6)**	**7.270**	**6.941**	**4,7**
Ebitda societário transmissão (IFRS)	(214)	(182)	17,6	(757)	(572)	32,3
Ebitda regulatório transmissão (RAP)	166	121	37,2	609	344	77,0
Ebitda societário cotistas (IFRS)	(67)	(160)	(58,1)	(726)	(717)	1,3
Ebitda regulatório cotistas	158	150	5,3	632	611	3,4
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão e cotas	**1.681**	**1.664**	**(1,0)**	**7.028**	**6.607**	**6,4**

Evolução do Ebitda
R$ milhões



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

Resultado Financeiro

(Valores em R$ milhões)	4T23	4T22	Var. (R$)	12M23	12M22	Var. (R$)
Renda de aplicações financeiras	90	108	(18)	392	518	(126)
Outras receitas financeiras	6	23	(17)	57	67	(10)
Total receitas financeiras	**96**	**131**	**(35)**	**449**	**585**	**(136)**
Dívida:						
Juros	(216)	(302)	86	(1.029)	(1.433)	404
Atualização monetária	(109)	(97)	(12)	(645)	(768)	123
Outras despesas financeiras, líquidas	(22)	(12)	(10)	(139)	(172)	33
Total despesas financeiras	**(347)**	**(411)**	**64**	**(1.813)**	**(2.373)**	**560**
Concessões a pagar (Uso de Bem Público):						
Atualização monetária	(49)	(29)	(20)	(109)	(264)	155
Atualização a valor presente	(124)	(119)	(5)	(490)	(463)	(27)
Total despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	**(173)**	**(148)**	**(25)**	**(599)**	**(727)**	**128**
Resultado financeiro	**(424)**	**(428)**	**4**	**(1.963)**	**(2.515)**	**552**

Receitas financeiras: no 4T23, as receitas financeiras atingiram R$ 96 milhões, R$ 35 milhões ou 26,7% abaixo dos R$ 131 milhões auferidos no 4T22, substancialmente, pela redução de R$ 18 milhões na receita com aplicações financeiras. A queda foi motivada, principalmente, pela diminuição da média dos saldos de aplicações financeiras nos períodos em questão e pelo decréscimo do CDI.

No comparativo entre os anos, as receitas financeiras reduziram R$ 136 milhões (23,2%), passando de R$ 585 milhões em 2022 para R$ 449 milhões em 2023, em virtude, principalmente, da menor receita com aplicações financeiras no montante de R$ 126 milhões. A redução foi motivada, substancialmente, pela diminuição da média dos saldos de aplicações financeiras entre os anos e suavizada pelo leve aumento do CDI entre os anos analisados.

Despesas financeiras: as despesas financeiras no 4T23 foram de R$ 347 milhões, isto é, R$ 64 milhões ou 15,6% abaixo das registradas no 4T22, que foram de R$ 411 milhões. As principais variações observadas foram decorrentes da redução de R$ 74 milhões sobre a dívida, entre os trimestres analisados, devido à queda de R$ 86 milhões em juros sobre a dívida, em virtude da liquidação de instrumentos de dívida em montantes significativos ao longo do ano de 2023, atenuada pelo aumento de R$ 12 milhões relativos à atualização monetária, em decorrência do aumento do saldo de instrumentos de dívidas, atenuado pela redução dos índices inflacionários.

Em base anual, as despesas reduziram de R$ 2.373 milhões em 2022 para R$ 1.813 milhões em 2023, ou seja, R$ 560 milhões (23,6%), resultado da combinação, principalmente, dos seguintes efeitos: (i) redução de R$ 527 milhões sobre dívida, entre os anos analisados, dos quais: (i.i) queda de R$ 404 milhões de juros, em razão, principalmente, da liquidação de instrumentos de dívida em montantes significativos ao longo do ano de 2023; e (i.ii) redução de R$ 123 milhões de atualização monetária, pela variação da inflação, atenuada pelo aumento do saldo de instrumentos de dívidas.

Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público): as despesas de concessões a pagar aumentaram em R$ 25 milhões (16,9%), atingindo R$ 173 milhões no 4T23 em contrapartida aos R$ 148 milhões no 4T22, em virtude dos seguintes fatores: (i) acréscimo de R$ 20 milhões de atualização monetária, em decorrência, principalmente, do aumento do IGPM entre os trimestres e do aumento dos saldos a pagar, suavizado pela redução do IPCA entre os períodos; e (ii) R$ 5 milhões de acréscimo pela atualização a valor presente das concessões a pagar.

Na comparação entre os anos, houve redução de R$ 128 milhões, ou seja 17,6%, passando de R$ 727 milhões em 2022 para R$ 599 milhões em 2023, resultado dos seguintes efeitos: (i) queda de R$ 155 milhões de atualização monetária, motivada, principalmente, pela desaceleração do IPCA e do IGPM entre os anos, destaca-se que o IGPM no ano de 2023 apresentou deflação; e (ii) R$ 27 milhões de aumento 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 4T23 foi R$ 198 milhões**, variação de R$ 30 milhões (17,9%) quando comparado ao mesmo trimestre de 2022, o qual foi R$ 168 milhões. **No acumulado do ano**, essas despesas aumentaram R$ 347 milhões (55,9%), passando de R$ 621 milhões em 2022 para **R$ 968 milhões em 2023**. 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, reduziram R$ 13 milhões (7,4%) e R$ 288 milhões (42,8%), respectivamente, entre os trimestres e anos analisados.

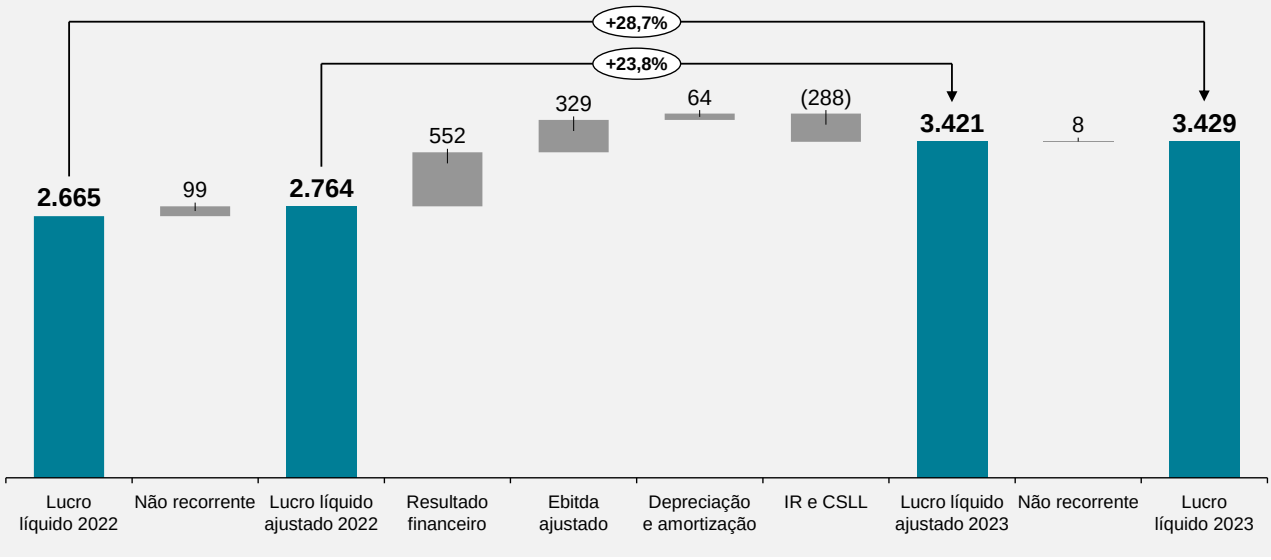
Lucro Líquido

O lucro líquido do 4T23 foi de R$ 948 milhões, R$ 57 milhões ou 6,4% maior do que os R$ 891 milhões apresentados no mesmo trimestre do ano anterior. Esse acréscimo é consequência da combinação dos seguintes efeitos: (i) variação de efeitos não recorrentes com impacto líquido positivo de R$ 143 milhões; (ii) redução de R$ 97 milhões no Ebitda ajustado; (iii) redução de R$ 13 milhões do imposto de renda e da contribuição social, considerando as transações recorrentes; (iv) aumento de R$ 6 milhões da depreciação e amortização; e (v) efeito positivo de R$ 4 milhões do resultado financeiro líquido. Excluindo-se os efeitos não recorrentes de reversão e provisão de *impairment* líquido, alienação de subsidiária e indenização de seguros, o lucro líquido reduziu em R$ 85 milhões (9,4%) entre os trimestres em comparação.

Em bases anuais, **o lucro líquido** passou de R$ 2.665 milhões em 2022 para **R$ 3.429 milhões em 2023, ou seja, acréscimo de R$ 764 milhões ou 28,7%**. Esse aumento é consequência da combinação dos seguintes efeitos: (i) efeito positivo de R$ 552 milhões do resultado financeiro líquido; (ii) aumento de R$ 329 milhões no Ebitda ajustado; (iii) aumento de R$ 288 milhões do imposto de renda e da contribuição social, considerando as transações recorrentes; (iv) variação de efeitos não recorrentes com impacto líquido positivo de R$ 107 milhões; e (v) redução de R$ 64 milhões da depreciação e amortização. Excluindo-se os efeitos não recorrentes de reversão e provisão de *impairment* líquido, alienação de subsidiária e indenização de seguros, o lucro líquido aumentou em R$ 657 milhões (23,8%) entre os anos em comparação.

Evolução do Lucro Líquido

R$ milhões



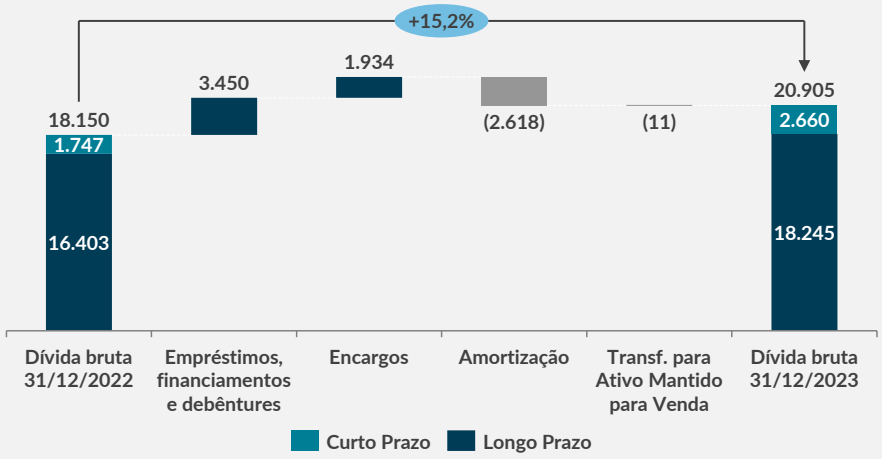
Endividamento

Em 31 de dezembro 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$ 20.905 milhões — aumento de 15,2%** (R$ 2.755 milhões) comparativamente à posição de 31 de dezembro de 2022. O **prazo médio de vencimento da dívida** no fim de 2023 era de **7,4 anos.**

A variação no endividamento da Companhia está relacionada, principalmente, à combinação dos seguintes fatores, ocorridos no ano de 2023: (i) R$ 2.447 milhões da 11ª emissão de debêntures da Companhia; (ii) R$ 1.003 milhões de saques junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) para a construção dos Conjuntos Eólicos Santo Agostinho e Assuruá; (iii) geração de R$ 1.934 milhões em encargos incorridos a serem pagos e variação monetária; (iv) R$ 2.618 milhões em amortizações de empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais; e (v) R$ 11 milhões de transferência de financiamentos e debêntures de subsidiárias reclassificadas para Ativo Mantido para Venda.

Dívida Bruta

R$ milhões



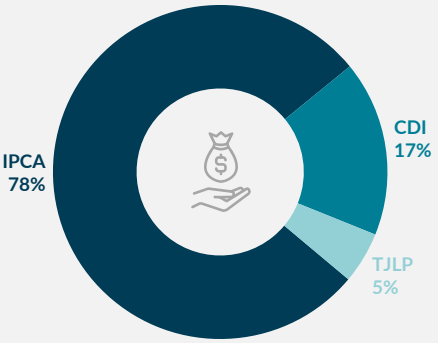
O custo médio ponderado nominal da dívida ao fim do ano de 2023 **foi 10,1%** — equivalente a IPCA + 5,3% — **1,3 p.p. abaixo do registrado no fim de 2022** (11,4% — equivalente a IPCA + 5,3%). A redução em relação ao ano anterior deve-se, principalmente, à desaceleração do IPCA no período.

Em 31 de dezembro 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$ 15.335 milhões, redução de 2,2%** em relação ao registrado ao fim de 2022.

Dívida Líquida

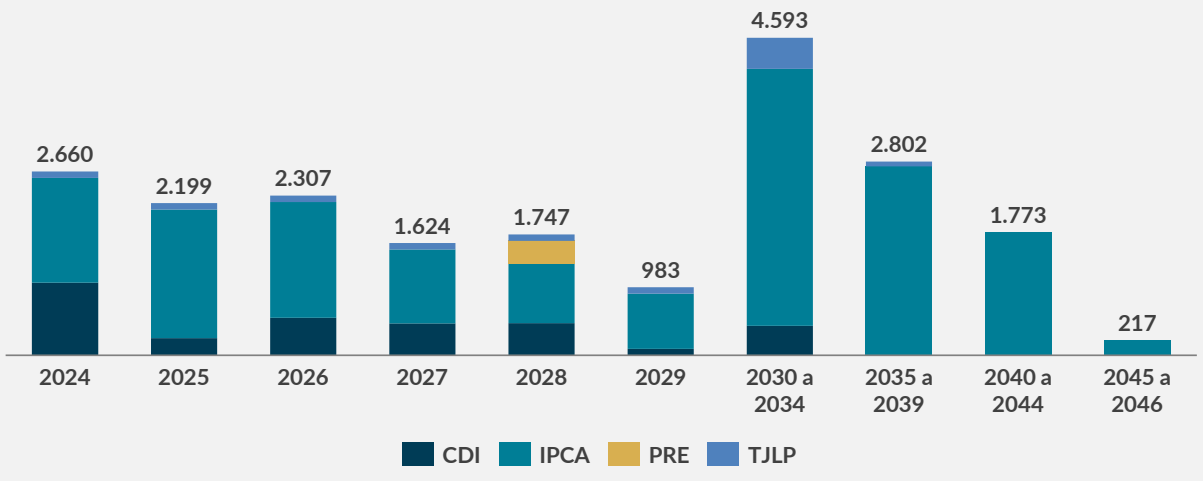
	31/12/2023	31/12/2022	Var. %
Dívida bruta	20.677	17.941	15,3
Resultado de operações de *hedge*	228	209	8,7
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(314)	(229)	37,3
Caixa e equivalentes de caixa	(5.256)	(2.236)	135,1
Dívida líquida total	**15.335**	**15.685**	**(2,2)**
Dívida líquida/Ebitda últimos 12 meses	**2,1X**	**2,3X**	

Composição da Dívida



Cronograma de Vencimento da Dívida

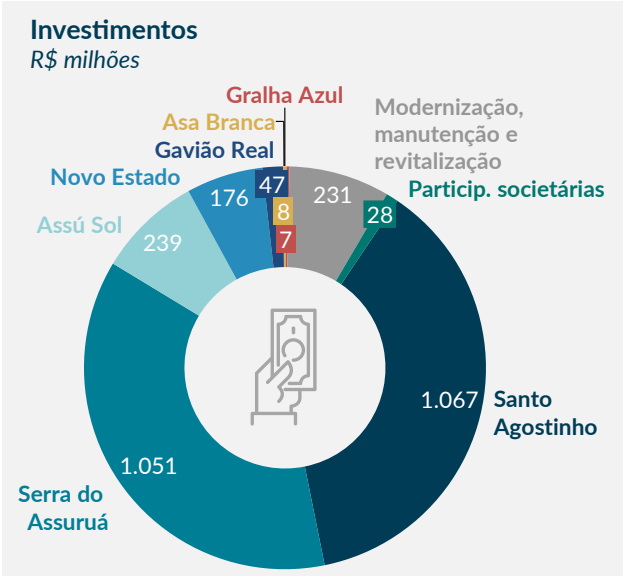
R$ milhões

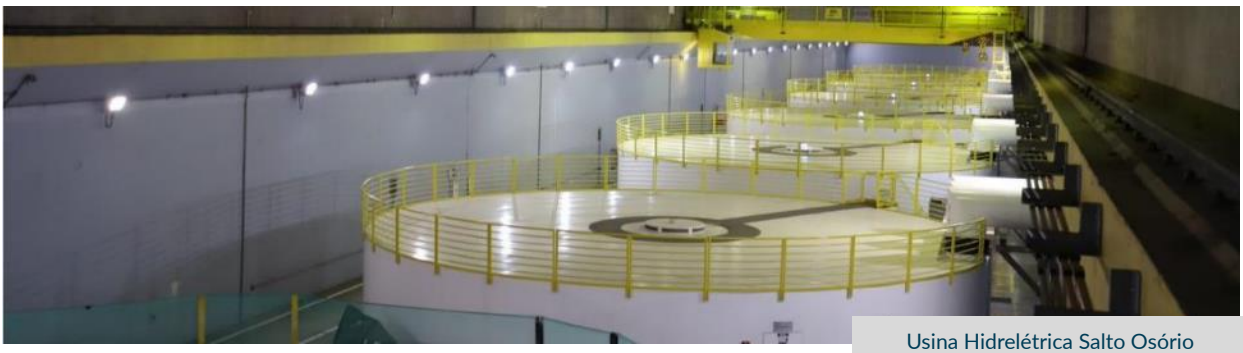


Investimentos

Os investimentos totais da ENGIE Brasil Energia no 4T23 foram de R$ 981 milhões, dos quais: (i) R$ 28 milhões foram aplicados na aquisição de participações societárias, sendo: (i.i) R$ 20 milhões no incremento da participação do Consórcio Machadinho; e (i.ii) R$ 8 milhões no Conjuntos Fotovoltaico Assú Sol; (ii) R$ 868 milhões destinados à construção dos novos projetos, sendo: (ii.i) R$ 657 milhões no Conjunto Eólico Serra do Assuruá; (ii.ii) R$ 84 milhões no Conjunto Fotovoltaico Assú Sol; (ii.iii) R$ 45 milhões no Conjunto Eólico Santo Agostinho – Fase I; (ii.iv) R$ 42 milhões concentrados na Novo Estado Transmissora de Energia; (ii.v) R$ 35 milhões na Gavião Real Transmissora de Energia; e (ii.vi) R$ 5 milhões na Asa Branca Transmissora de Energia; (iii) R$ 70 milhões designados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador; e (iv) R$ 15 milhões para projetos de modernização das Usinas Hidrelétricas Salto Osório, Jaguara e Miranda.

No ano de 2023, a Companhia investiu R$ 2.854 milhões, dos quais: (i) R$ 28 milhões foram aplicados na aquisição de participações societárias, sendo: (i.i) R$ 20 milhões no incremento da participação do Consórcio Machadinho; e (i.ii) R$ 8 milhões no Conjunto Fotovoltaico Assú Sol; (ii) R$ 2.595 milhões na construção de novos projetos, sendo: (ii.i) R$ 1.067 milhões concentrados no Conjunto Eólico Santo Agostinho – Fase I; (ii.ii) R$ 1.051 milhões no Conjunto Eólico Serra do Assuruá; (ii.iii) R$ 239 milhões no Conjunto Fotovoltaico Assú Sol; (ii.iv) R$ 176 milhões na Novo Estado Transmissora de Energia; (ii.v) R$ 47 milhões na Gavião Real Transmissora de Energia; (ii.vi) R$ 8 milhões na Asa Branca Transmissora de Energia; e (ii.vii) R$ 7 milhões no Sistema de Transmissão Gralha Azul; (iii) R$ 143 milhões foram destinados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador; e (iv) R$ 88 milhões designados para a modernização das Usinas Hidrelétricas Salto Osório, Miranda e Jaguara.





Usina Hidrelétrica Salto Osório

Dividendos e Juros sobre o Capital Próprio

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. O montante foi pago em 27 de dezembro de 2023.

Posteriormente, na reunião do dia 8 de dezembro de 2023, foi aprovada a distribuição de **juros sobre o capital próprio** referentes ao exercício de 2023, no valor de **R$ 145,0 milhões (R$ 0,17771181551 por ação)**. A data ex-juros sobre o capital próprio foi 22 de dezembro de 2023 e a data de pagamento será definida posteriormente pela Diretoria Executiva.

Adicionalmente, na Reunião do Conselho de Administração de 27 de fevereiro de 2024, foi aprovada a proposta de distribuição de **dividendos obrigatórios e complementares** ao exercício de 2023, no montante de **R$ 994,5 milhões (R$ 1,21880323443 por ação)**. A proposta mencionada será ratificada na Assembleia Geral Ordinária, a quem caberá definir as condições de crédito e pagamento.

O valor total proposto de proventos no ano de 2023 atingiu R$ 1.906,7 milhões (R$ 2,33679384759 por ação), equivalente a 55% do lucro líquido ajustado, com *dividend yield* de 5,6%.

Compromisso com o Desenvolvimento Sustentável

Gestão Sustentável

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

Todas as usinas sob responsabilidade da Companhia seguem a Política ENGIE Brasil Energia de Gestão Sustentável, que abrange as dimensões Governança, Qualidade, Meio Ambiente, Mudanças Climáticas, Saúde e Segurança no Trabalho, Responsabilidade Social e Engajamento de Partes Interessadas. Em 31 de dezembro de 2023, das 81 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 80,9% da capacidade total operada pela Companhia.

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

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

Jornada pelo Clima

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

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

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

Comitê de Sustentabilidade

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

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

Destaques do Trimestre

- Em sua terceira edição, o **Programa de Educação** premiou 35 projetos educacionais desenvolvidas por escolas e associações, de 12 estados do país, nas áreas da saúde mental e empregabilidade de jovens. Cada vencedor recebeu R$ 10 mil a ser investido na própria iniciativa.
- Em outubro, profissionais da Companhia participaram da missão francesa do Grupo ENGIE no Brasil sobre **hidrogênio verde**. A vinda da comitiva francesa ao Brasil foi uma iniciativa do Movimento das Empresas da França (MEDEF), dentro da Força Tarefa Hidrogênio. A diversidade de fontes renováveis e a rede de transmissão brasileira faz do país um potencial deste novo combustível.
- O **Programa Mulheres do Nosso Bairro,** que está em na 4ª edição, premiou 93 empreendedoras de diferentes regiões do Brasil que realizam projetos com foco no empoderamento de mulheres pretas e equidade de gênero. Essa foi a maior edição do programa desde seu lançamento, em 2020. Cada uma receberá a quantia de R$ 10 mil para impulsionarem o seu negócio.
- Os municípios de Lajes e Pedro Avelino, no Rio Grande no Norte, onde está em implantação o Conjunto Eólico Santo Agostinho, já foram beneficiadas com quase **R$ 3 milhões em projetos sociais** na área de educação. A iniciativa faz parte da política da Companhia em investir nas comunidades da sua área de influência direta. Entre as ações já realizadas estão doação de kits escolares, entrega de tablets e computadores, doação de mobiliário escolar, construção de sala de aula, reforma de cozinha e de quadra poliesportiva em escolas municipais e estaduais destes municípios.
- Com o objetivo de engajar fornecedores em ações que reduzam a pegada de carbono em suas empresas, a Companhia lançou a **Trajetória de Descarbonização da Cadeia de Suprimentos.** Construída em parceria com a ENGIE Brasil Participações, a iniciativa visa acelerar a transição para uma economia de baixo carbono na nossa cadeia de fornecimento.
- Frequentemente engajamos nossos colaboradores em campanhas de **doações** para ações sociais voluntárias. Neste trimestre destaca-se a contribuição de cerca de R$ 50 mil para duas instituições que promovem a saúde e bem-estar de crianças, adolescentes e seus familiares envolvidos em tratamentos oncológicos – Centro de Pesquisas Oncológicas (Cepon) e Associação de Voluntários de Saúde do Hospital Infantil Joana de Gusmão (AVOS); e para a campanha SOS Chuvas Rio Grande do Sul, que beneficiou os atingidos pelas chuvas no mês de setembro.
- A ENGIE Brasil Energia está incluindo os jovens no processo de escuta das comunidades das regiões nas quais a Companhia está inserida. Neste trimestre, a Regional do Rio Uruguai promoveu **Diálogos com a Juventude** em Machadinho (RS), Entre Rios do Sul (RS) e Itá (SC). Ao todo, 286 jovens, de 13 a 18 anos, residentes nas áreas urbana e rural, participaram das discussões.



Encontro com estudantes de Itá (SC)

- Com o objetivo de fortalecer a rede de enfrentamento da **violência doméstica** contra a mulher, a ENGIE Brasil Energia apoiou o projeto Mulheres Protegidas, realizado em Goiás. O projeto tem o objetivo de promover ações de conscientização, cursos de capacitação para as autoridades para melhoria no atendimento em situações de violência doméstica, formação de grupos reflexivos coordenado pelo Ministério Público para agressores e, ainda, a realização de oficinas e cursos profissionalizantes para mulheres vítimas de violência para fomento da geração de renda e protagonismo social. Os trabalhos de conscientização iniciados em agosto já atenderam cerca de 1.600 pessoas.
- Via Lei de Incentivo à Cultura, a Companhia patrocinou a **Mostra de Cinema Infantil de Florianópolis**, um dos maiores festivais de cinema para crianças do Brasil. Realizado em outubro, o evento exibiu mais de 100 filmes e chegou a um público total em torno de 20 mil pessoas.
- Neste último trimestre do ano, a Companhia recebeu vários reconhecimentos: foi eleita Liderança ESG do Ano, na edição de 2023 do Prêmio Líderes de Santa Catarina, promovido pelo Grupo LIDE; recebeu o **Selo Pró-Ética 2022-2023**, oferecido pela Controladoria-Geral da União (CGU) em parceria com Instituto Ethos, em reconhecimento às empresas que adotam boas práticas de ética, transparência e integridade na gestão de seus negócios; venceu o **Prêmio ECO Amcham Brasil**, na categoria Sustentabilidade em Processos, com o case do Programa Matriz Biodiversidade; as usinas hidrelétricas Salto Osório e Salto Santiago foram reconhecidas com conceito máximo no **Selo Clima Paraná**, *ranking* que destaca empresas do estado alinhadas às melhores práticas ambientais, sociais e de governança; e o projeto Recuperação de Nascentes da Comunidade de Brejo da Brásida, desenvolvido pela Companhia no município de Sento Sé (BA), conquistou o 2º lugar no **Prêmio Brasil Sustentável 2023**, promovido pela Secretaria de Meio Ambiente do Estado da Bahia.

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 4T23 e 4T22 e o comparativo entre os anos de 2023 e 2022.

Indicadores de Sustentabilidade

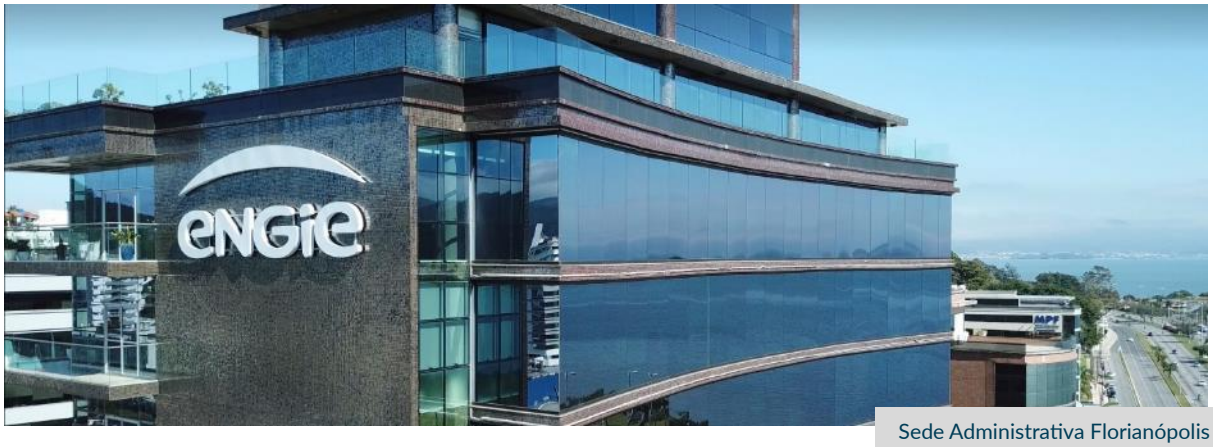
Aspecto	Tema	Unid. de medida	Desempenho 4T23	Desempenho 4T22	Variação	Desempenho 12M23	Desempenho 12M22	Variação
E	Intensidade de emissões [2]	$tonCO_2e/MWh$	0,0123	0,0315	-61,0%	0,0131	0,0339	-61,4%
	Intensidade de emissões por Receita Líquida [2]	tCO2e/milhões R$	65,8	126,2	-47,8%	52,8	93,0	-43,2%
	Emissões totais (Escopo 1, 2 e 3) [2]	Toneladas	178.474,7	391.482,5	-54,4%	567.416,3	1.106.841,7	-48,7%
	Intensidade de consumo de água [2]	m^3/MWh	0,038	0,102	-63,3%	0,046	0,102	-55,5%
	Pessoas engajadas - Programa de Relacionamento com a Comunidade "Conexão" [1]	Pessoas	24.681	66.066	-62,6%	122.350	186.707	-34,5%
S	Taxa de Frequência - Empregados próprios + prestadores de serviços	nº acid/milhão horas	0,00	1,07	-1,07 p.p.	0,74	1,11	-0,37 p.p.
	Taxa de Frequência - Empregados próprios	nº acid/milhão horas	0,00	0,00	-	0,00	0,00	-
	Taxa de Frequência - Prestadores de serviços	nº acid/milhão horas	0,00	1,26	-1,26 p.p.	0,92	1,29	-0,37 p.p.
	% de colaboradores treinados formalmente	%	4,6%	17,5%	-12,9 p.p.	99,9%	99,1%	0,8 p.p.
	Taxa de rotatividade de colaboradores (turnover)	%	2,7%	3,7%	-1,1 p.p.	10,9%	15,8%	-4,9 p.p.
	Taxa de desligamento voluntário (turnover voluntário)	%	1,8%	2,4%	-0,5 p.p.	4,4%	7,9%	-3,5 p.p.
	Investimentos em Responsabilidade Social - Recursos Incentivados	R$	5.208	10.420	-50,0%	10.339	16.486	-37,3%
	Investimentos em Responsabilidade Social - Recursos Próprios	R$	964	1.162	-17,0%	3.944	3.500	12,7%
G	Investimento em Inovação	R$	14.194.967	12.089.228	17,4%	69.724.266	52.319.391	33,3%
	Total de colaboradores [2]	Pessoas	1.099	1.215	-9,5%	1.099	1.215	-9,5%
	% de colaboradores em operações certificadas (ISO 9.001, 14.001, 45.001) [2]	%	87,2%	74,3%	12,9 p.p.	87,2%	74,3%	12,9 p.p.
	% de mulheres na Companhia	%	29,4%	26,7%	2,7 p.p.	29,4%	26,7%	2,7 p.p.
	% de mulheres em posições de liderança	%	27,7%	23,2%	4,4 p.p.	27,7%	23,2%	4,4 p.p.
	% colaboradores com deficiência	%	4,9%	4,4%	0,5 p.p.	4,9%	4,4%	0,5 p.p.

Notas:
1 - O Programa Conexão engloba visita às operações da Companhia em todo o país, diálogos com a comunidade e educação ambiental.
2 - Números diretamente impactados pela venda da Usina Termelétrica Pampa Sul, em junho de 2023.

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.



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

Passamos o ano de 2023 intercalando notícias boas e ruins relacionadas, tanto sobre o mercado nacional, como a nível global. Incertezas relacionadas ao novo governo, votação do arcabouço fiscal e reforma tributária, inconsistências contábeis em varejista e crise em grandes bancos internacionais, guerras, recuperação lenta da economia da China, inflação e taxas de juros em elevação, contrabalanceadas pela melhora nas taxas de desemprego, na estimativa de crescimento e com o cenário de queda nas taxas de juros no Brasil e nos Estados Unidos. As bolsas americanas se beneficiaram do enfraquecimento da inflação e visão de queda de juros futuros e fecharam em alta. O Ibovespa (principal índice da bolsa de valores brasileira) teve uma trajetória de bastante volatilidade no decorrer de 2023, porém, fechou o ano em seu melhor desempenho desde 2019 e históricos 134 mil pontos.

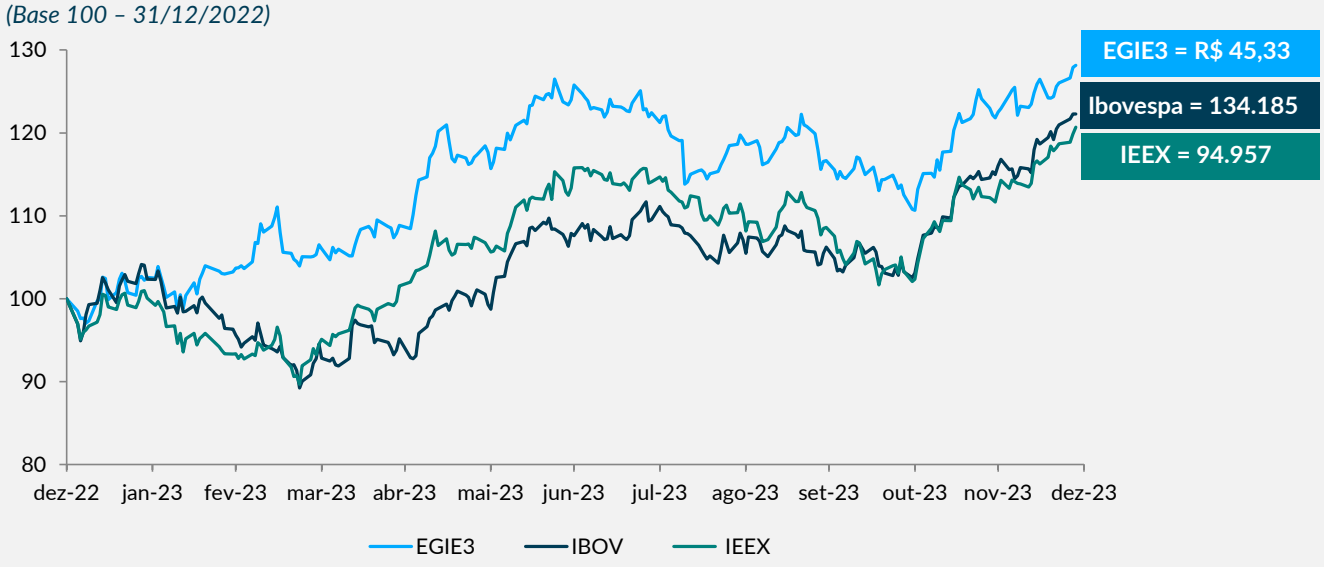
No 4T23, as ações da ENGIE Brasil Energia registraram valorização de 9,9%. No mesmo período, o Índice do Setor de Energia Elétrica (IEEX) e do Ibovespa cresceram 11,1% e 15,1%, respectivamente. **No acumulado de 2023**, o desempenho do EGIE3 superou os índices supracitados, **acumulando valorização positiva de 28,2%,** frente aos 21,0% do IEEX e 22,3% do Ibovespa.

O volume médio diário da EGIE3 foi de R$ 69,7 milhões no 4T23, 4,8% abaixo do registrado no 4T22, quando atingiu R$ 73,2 milhões. No acumulado do ano de 2023, o volume médio diário de negociação alcançou R$ 68,7 milhões, acréscimo de 2,8% em relação ao ano de 2022, quando atingiu R$ 66,8 milhões.

No último pregão de dezembro de 2023, as ações da Companhia encerraram cotadas a R$ 45,33/ação, **o que confere à Companhia valor de mercado de R$ 37,0 bilhões.**

EGIE3 vs. Ibovespa vs. IEEX

(Base 100 – 31/12/2022)





Usina Hidrelétrica Passo Fundo

O volume médio diário da EGIE3 foi de R$ 68,7 milhões no ano de 2023, 2,8% maior em relação a 2022. A cotação encerrou o ano em R$ 45,33/ação, uma valorização acumulada de 28,2%.

ANEXO 1

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO – ATIVO

(Valores em R$ mil)	31/12/2023	31/12/2022
Ativo Circulante	**8.913.451**	**7.378.528**
Caixa e equivalentes de caixa	5.255.767	2.235.887
Contas a receber de clientes	1.132.836	1.143.117
Crédito de imposto de renda e contribuição social	249.839	181.438
Dividendos a receber	325.000	-
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	74.532	209.928
Depósitos vinculados	36.177	34.527
Ativo financeiro de concessão	377.543	363.802
Ativo de contrato	615.096	558.179
Outros ativos circulantes	842.084	318.872
Ativo não circulante mantido para venda	4.577	2.332.778
Ativo Não Circulante	**33.311.022**	**30.808.224**
Realizável a Longo Prazo	**9.942.777**	**9.469.898**
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	12.921	31.981
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	30.110	45.638
Depósitos vinculados	322.021	235.970
Depósitos judiciais	59.005	71.435
Prêmio de riscos a apropriar - Repactuação de risco hidrológico	55.328	70.418
Ativo financeiro de concessão	2.955.998	2.856.475
Ativo de contrato	6.214.341	5.895.776
Outros ativos não circulantes	293.053	262.205
Investimentos	**2.713.065**	**3.006.423**
Imobilizado	**16.317.245**	**14.025.476**
Intangível	**4.091.783**	**4.134.944**
Direito de uso de arrendamentos	**246.152**	**171.483**
Total	**42.224.473**	**38.186.752**

ANEXO 2

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO – PASSIVO

(Valores em R$ mil)	31/12/2023	31/12/2022
Passivo Circulante	**6.113.665**	**5.890.219**
Fornecedores	798.963	511.408
Dividendos e juros sobre o capital próprio	411.578	181.104
Empréstimos e financiamentos	1.411.534	979.862
Debêntures	1.043.498	565.958
Ações preferênciais resgatáveis	94.831	107.148
Arrendamentos a pagar	29.902	23.990
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	762.588	406.871
Imposto de renda e contribuição social a pagar	171.180	143.288
Outras obrigações fiscais e regulatórias	148.736	120.970
Obrigações trabalhistas	136.387	153.809
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	64.008	189.932
Provisões	951	4.144
Obrigações com benefícios de aposentadoria	34.127	54.015
Passivos relacionados a ativos não circulantes mantidos para venda	-	2.005.671
Outros passivos circulantes	1.005.382	442.049
Passivo Não Circulante	**26.294.598**	**23.856.361**
Empréstimos e financiamentos	11.008.698	10.930.652
Debêntures	6.642.526	4.880.587
Ações preferênciais resgatáveis	476.157	476.918
Arrendamentos a pagar	209.918	131.708
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	4.657.314	4.849.081
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	23.004	31.527
Provisões	507.607	425.659
Obrigações com benefícios de aposentadoria	366.076	218.959
Imposto de renda e contribuição social diferidos	2.087.298	1.505.352
Outros passivos não circulantes	316.000	405.918
Patrimônio Líquido	**9.816.210**	**8.440.172**
Capital social	4.902.648	4.902.648
Reserva de capital	(176.543)	(156.743)
Reservas de lucros	3.950.408	2.381.683
Dividendos adicionais propostos	721.661	1.455.160
Ajustes de avaliação patrimonial	(535.403)	(146.226)
Participação de acionista não controlador	953.439	3.650
Total	**42.224.473**	**38.186.752**

ANEXO 3

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS CONSOLIDADOS

(Valores em R$ mil)	4T23	4T22	Var. %	12M23	12M22	Var. %
Receita Operacional Líquida	**2.710.991**	**3.101.414**	**-12,6**	**10.747.784**	**11.906.605**	**-9,7**
Custos Operacionais	**(1.334.607)**	**(1.694.780)**	**-21,3**	**(4.840.645)**	**(6.317.412)**	**-23,4**
Compras de energia	(452.717)	(550.042)	-17,7	(1.927.007)	(2.368.882)	-18,7
Transações no mercado de energia de curto prazo	(39.659)	(20.467)	93,8	(200.695)	(166.753)	20,4
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	(167.367)	(164.715)	1,6	(668.063)	(625.137)	6,9
Combustíveis para geração	-	(35.025)	-100,0	(66.032)	(115.457)	-42,8
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*royalties*)	(64.878)	(48.825)	32,9	(168.604)	(154.069)	9,4
Pessoal	(62.260)	(94.132)	-33,9	(248.561)	(235.594)	5,5
Materiais e serviços de terceiros	(115.249)	(140.734)	-18,1	(413.918)	(434.127)	-4,7
Depreciação e amortização	(221.993)	(217.934)	1,9	(881.946)	(953.346)	-7,5
Seguros	(25.671)	(35.095)	-26,9	(88.007)	(90.841)	-3,1
Reversão de provisões operacionais líquidas	(7.482)	(25.040)	-70,1	(4.561)	9.012	-150,6
Custo da implementação de infraestrutura de transmissão	(32.227)	(344.390)	-90,6	(228.289)	(1.120.351)	-79,6
Repactuação do risco hidrológico	(124.789)	-	-100,0	114.508	-	100,0
Outros	(20.315)	(18.381)	10,5	(59.470)	(61.867)	-3,9
Lucro Bruto	**1.376.384**	**1.406.634**	**-2,2**	**5.907.139**	**5.589.193**	**5,7**
Receitas (Despesas) Operacionais	**(23.607)**	**(112.576)**	**-79,0**	**(539.958)**	**(515.745)**	**4,7**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(129.446)	(113.141)	14,4	(432.012)	(366.184)	18,0
Impairment , líquido	58.602	(20.856)	-381,0	1.198.494	(66.078)	-1.913,8
Alienação de subsidiária	1.743	-	100,0	(1.287.320)	(84.518)	1.423,1
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	45.494	21.421	112,4	(19.120)	1.035	-1.947,3
Resultado de Participações Societárias	**217.410**	**192.997**	**12,6**	**993.117**	**727.136**	**36,6**
Equivalência patrimonial	217.410	192.997	12,6	993.117	727.136	36,6
Lucro Antes do Resultado Financeiro e Tributos Sobre o Lucro	**1.570.187**	**1.487.055**	**5,6**	**6.360.298**	**5.800.584**	**9,6**
Resultado Financeiro	**(424.316)**	**(427.753)**	**-0,8**	**(1.962.998)**	**(2.515.290)**	**-22,0**
Receitas financeiras	96.268	131.469	-26,8	448.980	585.191	-23,3
Despesas financeiras	(347.440)	(411.679)	-15,6	(1.813.081)	(2.373.763)	-23,6
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	(173.144)	(147.543)	17,4	(598.897)	(726.718)	-17,6
Lucro Antes dos Tributos sobre o Lucro	**1.145.871**	**1.059.302**	**8,2**	**4.397.300**	**3.285.294**	**33,8**
Imposto de renda	(137.414)	(117.061)	17,4	(682.259)	(425.992)	60,2
Contribuição social	(60.904)	(51.614)	18,0	(285.981)	(194.734)	46,9
Lucro Líquido do Exercício	**947.553**	**890.627**	**6,4**	**3.429.060**	**2.664.568**	**28,7**
Lucro atribuído aos:						
Acionistas da ENGIE Brasil Energia	947.866	890.228	6,5	3.429.555	2.663.079	28,8
Acionista não controlador da Ibitiúva Bionergética e Maracanã	(313)	399	-178,4	(495)	1.489	-133,2
Número de Ações Ordinárias	**815.927.740**	**815.927.740**		**815.927.740**	**815.927.740**	
Lucro Líquido por Ação	**1,1617**	**1,0911**	**6,5**	**4,2033**	**3,2639**	**28,8**

ANEXO 4

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA CONSOLIDADO

(Valores em R$ mil)	12M23	12M22
Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais		
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	4,397,300	3,285,294
Conciliação do lucro com o caixa gerado nas operações:		
Resultado de participações societárias	(993,117)	(727,136)
Depreciação e amortização	924,259	989,800
(Reversão) constituição de provisão para redução ao valor recuperável de ativos, líc	(1,198,494)	66,078
Juros e variação monetária	1,683,893	2,219,473
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	598,897	726,718
Alienação de subsidiária	1,287,320	84,518
Repactuação do risco hidrológico	(114,508)	-
Remuneração de ativo financeiro de concessão	(467,748)	(485,490)
Remuneração de ativo de contrato	(831,388)	(755,119)
Perdas não realizadas em operações de *trading*, líquidos	16,477	2,301
Receita de construção de infraestrutura de transmissão	(236,755)	(914,384)
Perdas por ineficiência na construção	538	217,249
Outros	131,681	15,924
Lucro Ajustado	**5,198,355**	**4,725,226**
(Aumento) redução nos ativos		
Contas a receber de clientes	28,947	(47,241)
Crédito de imposto de renda e contribuição social	4,540	26,340
Depósitos vinculados e judiciais	17,641	60,473
Ativo financeiro de concessão	354,484	327,963
Ativo de contrato	628,560	323,022
Outros ativos	(203,084)	(16,205)
(Redução) aumento nos passivos		
Fornecedores	(41,032)	(127,614)
Obrigações fiscais e regulatórias	19,709	17,714
Obrigações trabalhistas	(17,627)	(9,342)
Obrigações com benefícios de aposentadoria	(49,770)	(41,531)
Outros passivos	126,800	(347,409)
Caixa Gerado pelas Operações	**6,067,523**	**4,891,396**
Pagamento de juros sobre dívidas, líquido de *hedge*	(1,120,734)	(1,065,683)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(360,847)	(488,220)
Caixa Gerado pelas Atividades Operacionais	**4,585,942**	**3,337,493**
Atividades de Investimento	**(2,042,414)**	**(1,784,437)**
Dividendos recebidos de controladas em conjunto	1,040,000	503,750
Aquisição de subsidiárias	-	(659,959)
Caixa e equivalentes de caixa de subsidiária adquirida	-	199,870
Aplicação no imobilizado e no intangível	(2,565,799)	(1,528,874)
Pagamento de obrigações vinculadas à aquisição de ativos	(10,191)	(49,912)
Recebimento pela alienação de subsidiária, líquido dos custos de venda	36,482	99,959
Caixa e equivalentes de caixa de subsidiária alienada	(107,999)	(61,839)
Pagamento de parcelas de concessões (Uso de Bem Público)	(434,947)	(289,557)
Outros	40	2,125
Atividades de Financiamento	**476,352**	**(4,473,575)**
Captação de instrumentos de dívida	3,450,536	788,790
Pagamento de instrumentos de dívida, líquido de hedge	(1,497,918)	(3,489,879)
Pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio	(2,379,596)	(2,286,031)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(48,429)	513,545
Aporte de capital de acionistas minoritários, líquidos dos custos de emissão	951,759	-
Aumento de Caixa e Equivalentes de Caixa	**3,019,880**	**(2,920,519)**
Conciliação do Caixa e Equivalentes de Caixa		
Saldo inicial	2,235,887	5,156,406
Saldo final	5,255,767	2,235,887
Aumento de Caixa e Equivalentes de Caixa	**3,019,880**	**(2,920,519)**
Transações que não Envolveram o Caixa e Equivalentes de Caixa		
Dividendos destinados por controladas e controladas em conjunto	1,365,000	503,750
Dividendos intercalares, intermediários, adicionais creditados, obrigatórios e JCP	2,641,629	2,440,593
Dividendos e juros sobre capital próprio não reclamados	10,208	11,684
ICMS sobre venda de energia elétrica	2,452	106,097
Obrigações vinculadas à aquisição de ativos	-	101,983
Remensuração das obrigações com benefícios de aposentadoria	145,326	(196,039)
Crédito de imposto de renda e contribuição social	59,104	(47,459)
Fornecedores de imobilizado e intangível	293,753	(7,298)
Ativos líquidos de controlada transferida para ANCMV	-	260,691
Ativos líquidos de controladas adquiridas	-	499,414
Constituição de reserva de capital	19,800	156,743
Provisão de custo de alienação de subsidiária	2,805	-
Provisões para desapropriações na construção de transmissão	213	1,093

ANEXO 5

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

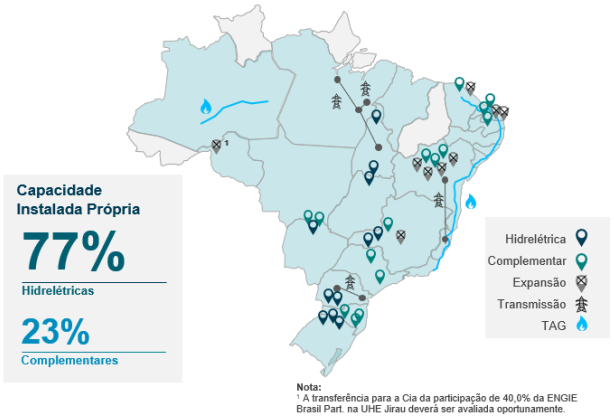
FACT SHEET 2023

Visão Geral

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

Em 31.12.2023, seu valor de mercado era de R$ 37,0 bilhões e sua capacidade instalada própria totalizava **8.324 MW**, composta por **81 usinas**, das quais 11 são hidrelétricas e 70 complementares: três a biomassa, 56 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.

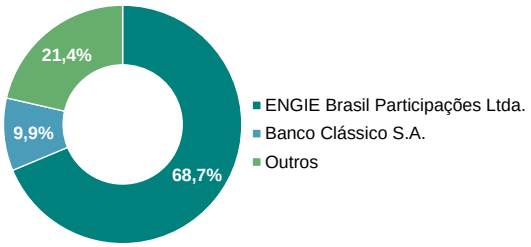
Portfólio equilibrado de negócios em infraestrutura em energia



Capacidade instalada própria de geração de energia de 8.324 MW (4.148 MWm), 2.709 Km de linhas de transmissão em operação e participação de 32,5% na TAG (17,5% a partir do 1T24).

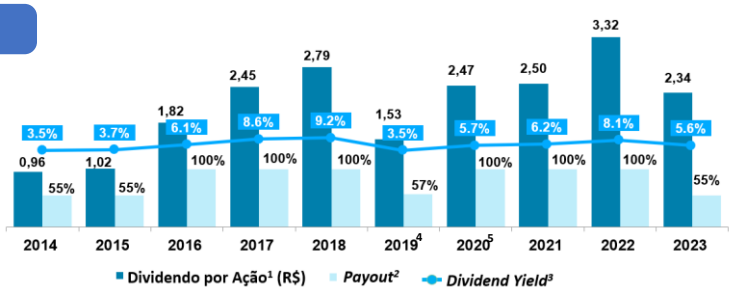
Composição Acionária

A ENGIE Brasil Energia é controlada pelo grupo franco-belga ENGIE, líder global na produção independente de energia, com atividades em 31 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 distribuível.
- Compromisso da Administração: *payout* mínimo de **55%** do lucro líquido distribuível.
- 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 ajustado 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

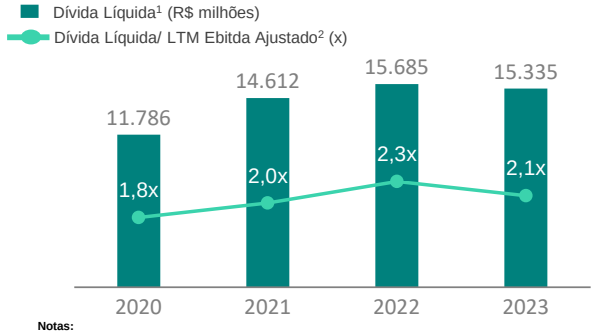
ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

FACT SHEET 2023

Consolidado (Valores em R$ milhões)	4T23	4T22	Var.	12M23	12M22	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	2.711	3.102	-12,6%	10.748	11.907	-9,7%
Resultado do Serviço (EBIT)	1.570	1.487	5,6%	6.360	5.801	9,6%
Ebitda [1]	1.803	1.714	5,2%	7.285	6.790	7,3%
Ebitda ajustado [2]	1.638	1.735	-5,6%	7.270	6.941	4,7%
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão e cotistas [3]	1.681	1.664	1,0%	7.028	6.607	6,4%
Ebitda / ROL - (%) [1]	66,5	55,3	11,2 p.p.	67,8	57,0	10,8 p.p.
Ebitda / ROL - (%) ajustada [2]	60,4	55,9	4,5 p.p.	67,6	58,3	9,3 p.p.
Lucro Líquido	948	891	6,4%	3.429	2.665	28,7%
Lucro Líquido ajustado	819	904	-9,4%	3.421	2.764	23,8%
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) Ajustado [4]	34,9	32,7	2,1 p.p.	34,9	32,7	2,1 p.p.
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) Ajustado [5]	20,3	20,2	0,1 p.p.	20,3	20,3	-0,1 p.p.
Dívida Líquida [6]	15.335	15.685	-2,2%	15.335	15.685	-2,2%
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios) [7]	6.694	5.568	20,2%	4.984	4.883	2,1%
Energia Vendida (MW médios) [8]	3.940	4.398	-10,4%	4.088	4.330	-5,6%
Preço Líquido Médio de Venda (R$/MWh) [9]	229,33	223,05	2,8%	226,42	222,85	1,6%
Número de Empregados - Total	1.136	1.253	-9,3%	1.136	1.253	-9,3%
Empregados EBE	1.117	1.191	-6,2%	1.117	1.191	-6,2%
Empregados em Projetos em Construção	19	62	-69,4%	19	62	-69,4%

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

Endividamento (R$ milhões)



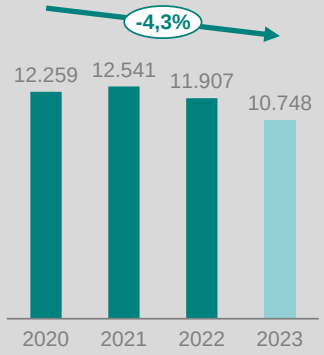
Notas:
[1] Dívida líquida de operações de *hedge*.
[2] Ebitda ajustado nos últimos 12 meses.

Ratings

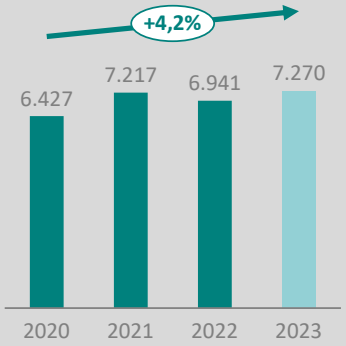
A ENGIE Brasil Energia é avaliada periodicamente pela Fitch Ratings. Em 2024, a agência reafirmou o ***Rating* Nacional de Longo Prazo em 'AAA(bra)'**, e o ***Rating* Internacional de Longo Prazo em moeda estrangeira em 'BB+'**, ambos com perspectiva estável.

ISEB3 ICO2 B3 IDIVERSA B3

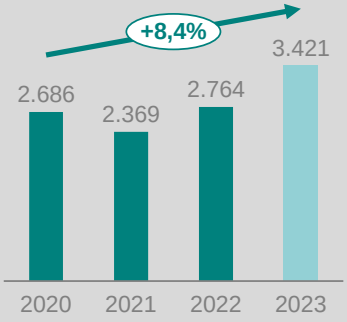
Receita líquida (R$ milhões)



Ebitda ajustado (R$ milhões)



Lucro líquido ajustado (R$ milhões)



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