EGIE
B3 LISTED NM

RELEASE DE RESULTADOS 4T22 e 2022

Para Divulgação Imediata

Mais informações:

Eduardo Sattamini
Diretor-Presidente e de Relações com Investidores

Marcelo Malta
Diretor Financeiro

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

ri.BREnergia@engie.com

Videoconferência de resultados

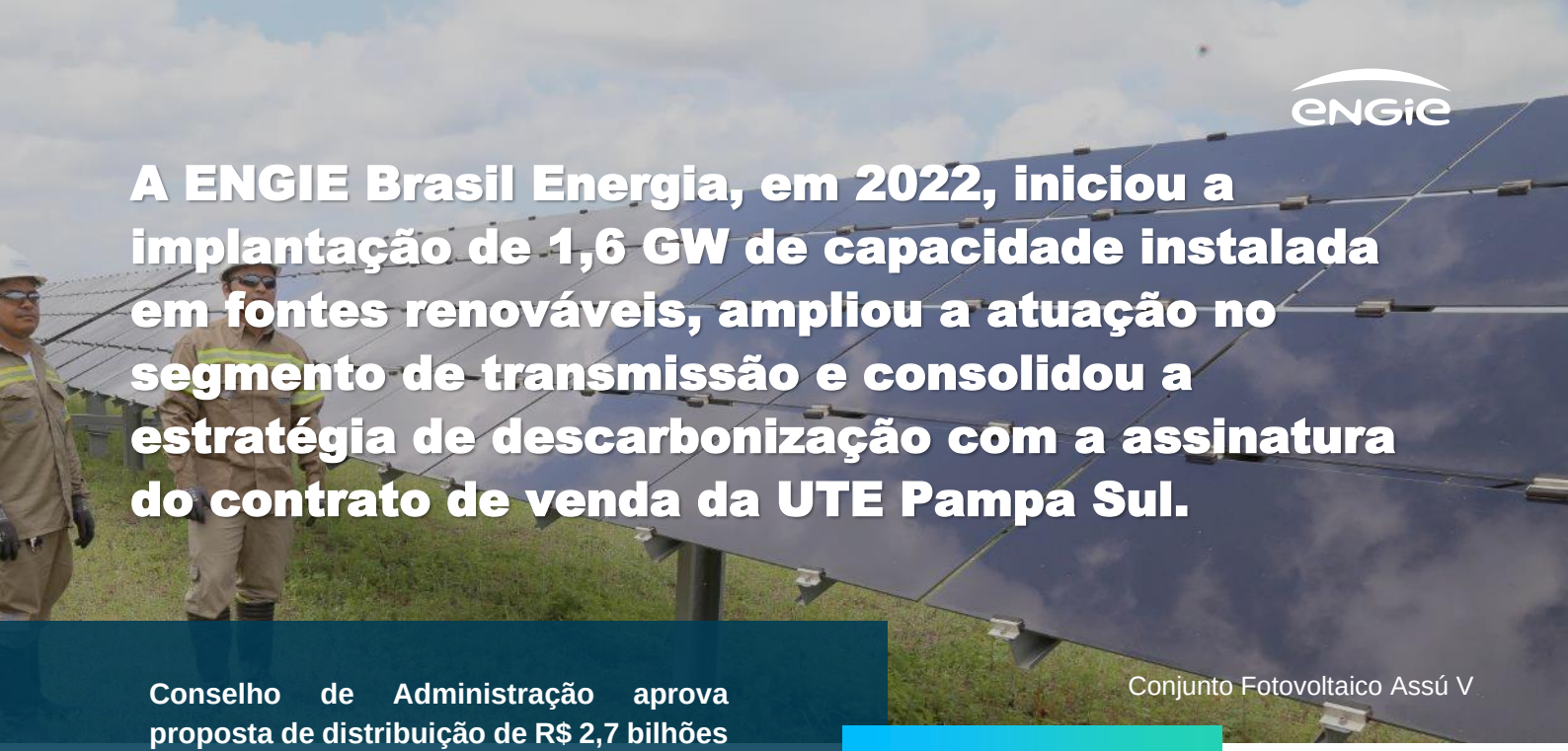
Dia 17/02/2023 às 11:00h (horário de Brasília): em português com tradução simultânea para inglês

Clique aqui para acessar a transmissão.

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

IBOVESPA B3
IGC-NM B3
ITAG B3
ISE B3

Florianópolis (SC), 16 de fevereiro de 2023. A ENGIE Brasil Energia S.A. (“ENGIE”, ou “Companhia”) — B3: EGIE3, ADR: EGIEY — anuncia os resultados financeiros relativos ao Quarto Trimestre e período de doze meses, encerrado em 31 de dezembro de 2022 (4T22, 12M22). 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.



A ENGIE Brasil Energia, em 2022, iniciou a implantação de 1,6 GW de capacidade instalada em fontes renováveis, ampliou a atuação no segmento de transmissão e consolidou a estratégia de descarbonização com a assinatura do contrato de venda da UTE Pampa Sul.

Conjunto Fotovoltaico Assú V

Conselho de Administração aprova proposta de distribuição de R$ 2,7 bilhões em proventos totais, com *payout* atingindo 100% em 2022.

DESTAQUES

- A Companhia reconheceu, **em 2021**, o montante de **R$ 1.591 milhões**, decorrente da **repactuação do risco hidrológico** (Leis 14.182/2021 e 14.052/2020), e o valor de **R$ 1.076 milhões de *impairment*** das Usinas Termelétricas Jorge Lacerda e Pampa Sul e da ENGIE Geração Solar Distribuída.
- O **lucro líquido ajustado** no ano de 2022 foi de **R$ 2.764 milhões**, valor 16,7% (R$ 395 milhões) acima do alcançado no ano de 2021. Excluindo-se o reconhecimento da repactuação do risco hidrológico ocorrido em 2021, **a elevação foi de 109,6%.**
- O **Ebitda ajustado**[1] registrado no ano de 2022 foi de **R$ 6.941 milhões**, queda de 3,8% (R$ 276 milhões) em comparação ao ano de 2021. A **margem Ebitda ajustada** foi de **58,3%** em 2022, acréscimo de 0,8 p.p. em relação a 2021. O crescimento do Ebitda ajustado, líquido dos efeitos da repactuação do risco hidrológico ocorridos em 2021, **apresentou acréscimo de 23,4%.**
- A **receita operacional líquida** da Companhia atingiu **R$ 11.907 milhões** no ano de 2022, 5,1% (R$ 634 milhões) abaixo do montante apurado no ano de 2021.
- O **preço médio dos contratos** de venda de energia, líquido dos tributos sobre a receita e das operações de *trading*, foi de **R$ 222,85/MWh** em 2022, valor 11,5% superior ao registrado em 2021.
- A quantidade de **energia vendida** em 2022, sem considerar as operações de *trading*, foi de 37.932 GWh (**4.330 MW médios**), volume 4,3% superior ao comercializado em 2021.
- Aprovada pelo Conselho de Administração (CA) a distribuição de Juros sobre o Capital Próprio no valor de **R$ 200 milhões (R$ 0,2451/ação)**.
- **Aprovado pelo CA investimento da ordem de R$ 3,3 bilhões** para implantação do **Conjunto Fotovoltaico Assú Sol**, com capacidade instalada de aproximadamente 750 MW, a ser implantado no município de Assú (RN).
- Assinado contrato de financiamento com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social **(BNDES) para implantação do Conjunto Eólico Serra do Assuruá**, localizado em Gentio do Ouro (BA), com capacidade instalada aproximada de 846 MW.
- A plataforma **Energy Place** completou dois anos em novembro, preparando o caminho para a abertura do mercado. Até o final de 2022, gerou 320 operações com mais de 90 GWh negociados.
- A Companhia permanece integrando o **Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE)** – do qual é integrante desde o seu lançamento – e **o Índice de Carbono Eficiente (ICO2)**, ambos da B3.
- Em dezembro, foi **divulgado pelo CDP (antigo Carbon Disclosure Project)** o resultado do primeiro reporte da ENGIE Brasil Energia à instituição sobre sua gestão de carbono. A Companhia obteve o score “B” – terceira melhor pontuação.

RESUMO DOS INDICADORES FINANCEIROS E OPERACIONAIS

Consolidado (Valores em R$ milhões)	4T22	4T21	Var.	12M22	12M21	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	3.102	2.769	**12,0%**	11.907	12.541	**-5,1%**
Resultado do Serviço (EBIT)	1.487	750	**98,3%**	5.801	4.898	**18,4%**
Ebitda [1]	1.714	1.084	**58,1%**	6.790	5.941	**14,3%**
Ebitda ajustado [2]	1.735	2.248	**-22,8%**	6.941	7.217	**-3,8%**
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão [3]	1.674	2.447	**-31,6%**	6.713	6.949	**-3,4%**
Ebitda / ROL - (%) [1]	55,3	39,1	**16,2 p.p.**	57,0	47,4	**9,6 p.p.**
Ebitda / ROL - (%) ajustada [2]	55,9	81,2	**-25,3 p.p.**	58,3	57,5	**0,8 p.p.**
Lucro Líquido	891	78	**1042,3%**	2.665	1.565	**70,3%**
Lucro Líquido ajustado	904	815	**10,9%**	2.764	2.369	**16,7%**
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) Ajustado [4]	32,8	29,9	**2,9 p.p.**	32,8	29,9	**2,9 p.p.**
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) Ajustado [5]	20,7	22,4	**-1,8 p.p.**	20,8	20,2	**0,6 p.p.**
Dívida Líquida [6]	15.685	14.612	**7,3%**	15.685	14.612	**7,3%**
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios) [7]	5.750	3.789	**51,7%**	5.013	3.906	**28,3%**
Energia Vendida (MW médios) [8]	4.398	4.234	**3,9%**	4.330	4.151	**4,3%**
Preço Líquido Médio de Venda (R$/MWh) [9]	223,05	190,84	**16,9%**	222,85	199,79	**11,5%**
Número de Empregados - Total	1.253	1.237	**1,3%**	1.253	1.237	**1,3%**
Empregados EBE	1.191	1.135	**4,9%**	1.191	1.135	**4,9%**
Empregados em Projetos em Construção	62	102	**-39,2%**	62	102	**-39,2%**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

EVENTOS SUBSEQUENTES

- O Conselho de Administração aprovou a proposta de distribuição de dividendos complementares no montante de **R$ 1.455,2 milhões (R$ 1,7834/ação)**, a ser ratificada pela Assembleia Geral Ordinária (AGO), a quem caberá definir as condições de pagamento. O total de proventos relativos a 2022 atingirá R$ 2.705,9 milhões (3,3163/ação), equivalente a **100% do lucro líquido ajustado de 2022**.
- A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) deferiu o pedido de **excludente de responsabilidade**, feito pelo Consórcio Estreito Energia, estendendo o prazo de outorga da Usina Hidrelétrica Estreito em 852 dias.



Conjunto Eólico Umburanas

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

Agir para **acelerar**. É a partir de dois verbos que o propósito da ENGIE Brasil Energia impulsiona nosso trabalho, todos os dias. E embora o foco desse propósito esteja na transição energética – cada vez mais necessária ao enfrentamento dos desafios climáticos – nosso comprometimento é fazer com que esse movimento contribua também para melhorar a qualidade de vida das pessoas, em uma sociedade justa e realmente sustentável.

Em 2022, **agimos**, **aceleramos** e **avançamos**, colhendo resultados que refletem a consistência da estratégia, resiliência do modelo de negócios, eficácia da gestão de riscos da Companhia e sólida estrutura de governança, com papéis e responsabilidades definidos e processos avaliados e auditados anualmente, por estruturas internas e independentes. No acumulado do ano de 2022, a receita operacional líquida superou R$ 11,9 bilhões, valor 5,1% abaixo do registrado em 2021, resultado da combinação da redução da receita de construção dos sistemas de transmissão, decorrente do **avanço** das obras e de menor receita das operações de *trading*, efeitos que foram atenuados pelo aumento da quantidade de energia vendida e maior preço médio de venda. O Ebitda ajustado registrou redução de 3,8% em 2022, atingindo R$ 6,9 bilhões, consequência dos efeitos mencionados acima, além do reconhecimento, em 2021, de recuperação de custos passados, no valor de R$ 1,6 bilhão, referentes à repactuação do risco hidrológico. Excluindo-se esse efeito, o Ebitda teria crescido 23,4%. Por fim, o lucro líquido da ENGIE Brasil Energia totalizou R$ 2,7 bilhões, aumento R$ 1,1 bilhão ou 70,3% no acumulado dos 12 meses de 2022.

O cenário hidrológico favorável de 2022, diferentemente do registrado nos últimos anos, foi bastante positivo para o setor elétrico, permitindo que a geração hidrelétrica continuasse a apoiar o crescimento das fontes eólica e solar, como base do Sistema Elétrico Nacional. Complementarmente, levou à queda dos preços de liquidação de energia no curto prazo, o que pouco afeta as receitas da Companhia, considerando alto nível de contratação do nosso diversificado portfólio no curto e no médio prazos, majoritariamente no ambiente de contratação regulado, conferindo estabilidade aos resultados.

> **"Mantemos a posição de destaque em geração e fortalecemos nossa presença nos segmentos de transmissão e transporte de gás, da forma que sempre atuamos: com absoluto respeito ao meio ambiente e compromisso com todas as pessoas, dentro e fora da Companhia."**

Tal condição nos permite remunerar os investidores e seguir crescendo de modo responsável, disciplinado e competitivo. Como parte dessa trajetória, a implantação do Conjunto Eólico Santo Agostinho, no Rio Grande do Norte, chegou ao final de 2022 em estágio **avançado** de implantação. Apesar dos desafios impostos por problemas na cadeia global de suprimentos – provocados pelos desequilíbrios decorrentes da crise pandêmica e do conflito na Ucrânia –, **agimos** para minimizar efeitos ao cronograma das obras e garantir a entrada em operação, gradualmente, a partir do 1T23. Ao operar integralmente, esse ativo agregará 434 MW à nossa capacidade instalada.

Ainda no âmbito da geração, o crescimento em renováveis se fortaleceu com a aprovação de dois projetos de grande porte na Região Nordeste, com previsão de implantação em 2023 e 2024, **acelerando** nosso crescimento em geração renovável. Um deles é o Conjunto Eólico Serra do Assuruá, localizado em Gentio do Ouro (BA), com 846 MW de capacidade instalada e investimento da ordem de R$ 6 bilhões. O outro é o Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, em Assú (RN), com 752 MW, situado em área contígua às usinas fotovoltaicas que a Companhia já opera no município.

Esses dois novos empreendimentos representam os maiores projetos eólico e fotovoltaico, respectivamente, já implantados pelo Grupo ENGIE no Brasil. Dimensão que reflete a evolução das nossas competências e a total confiança na capacidade de nossas equipes para executá-los com excelência, aliando qualificação técnica às boas práticas socioambientais.

Assim conduzimos todos os empreendimentos da Companhia, incluindo nossos primeiros ativos de transmissão. Em operação há cerca de um ano, o Sistema de Transmissão Gralha Azul obteve elevados índices de eficiência, o que reitera nossa contribuição ao desenvolvimento socioeconômico do estado do Paraná. No Norte do país, o Sistema de Transmissão Novo Estado **avançou** à fase final de construção, com perspectiva de entrada em operação integral no 1T23, com a energização total dos 1,8 mil quilômetros de linhas e operação de subestações nos estados do Tocantins e Pará.

Essa expansão é também decorrente de nosso compromisso com a descarbonização do parque gerador, que teve como último marco a assinatura, em setembro de 2022, do contrato de venda da Usina Termelétrica Pampa Sul, única remanescente a carvão em nosso parque gerador. Ao ser concluída a transação, em 2023, esse movimento alçará a ENGIE Brasil Energia à posição de maior geradora de energia elétrica renovável do país.

Planejada com rigor, desde 2015, nossa jornada de descarbonização prevê ações estratégicas para compensar a perda da capacidade proveniente de fontes fósseis. Assim, entre 2016 e 2022 mais de R$ 20 bilhões foram destinados à

transição – o que significou quadruplicar o montante de investimento anual nesse período, se comparado a períodos anteriores. Uma **aceleração** inegável, viabilizada pelo apoio incondicional de nosso Controlador, bem como pela sólida condição financeira e operacional conquistada pela Companhia ao longo de sua trajetória.

Mantemos, desse modo, a posição de destaque da ENGIE Brasil Energia em geração e fortalecemos nossa presença nos segmentos de transmissão e transporte de gás, da forma que sempre atuamos: com absoluto respeito ao meio ambiente e compromisso com todas as pessoas, dentro e fora da Companhia. **Agimos** intensamente em 2022 no fortalecimento da nossa cultura de segurança, entre colaboradores próprios e prestadores de serviços em nossas instalações, e celebramos um ano sem acidentes graves ou fatais e significativa redução (-52,5%) nos acidentes de trabalho com afastamento.

Com vistas a garantir um ambiente de trabalho cada vez mais seguro, acolhedor e próspero, também empreendemos iniciativas de promoção à diversidade, equidade e inclusão. Dando sequência ao plano de ampliar a presença feminina em cargos de liderança e funções operacionais, **avançamos** em ações, tais como, vagas afirmativas para engenheiras e a realização de programa de capacitação de mulheres em operação e manutenção. A fim de criar oportunidades acessíveis a outros grupos sub-representados, lançamos, em 2022, a Política de Diversidade e Inclusão, o Guia Prático LGBTQ+ e o Programa de Diversidade e Inclusão, voltado às pessoas com deficiência.

A escala de relevância e urgência de nossas ações sociais têm base no diálogo com os *stakeholders* locais. Em 2022, retomamos o processo de escuta ativa das comunidades, promovendo painéis de sustentabilidade nos municípios-sede de usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia. Entre os temas que emergiram dos diálogos está a grande preocupação das comunidades com o meio ambiente, compartilhada pela Companhia. Além de assegurar a conformidade de todas as nossas atividades com a legislação ambiental, desenvolvemos diversas iniciativas voluntárias para conservação, com foco em biodiversidade, água, resíduos e clima.

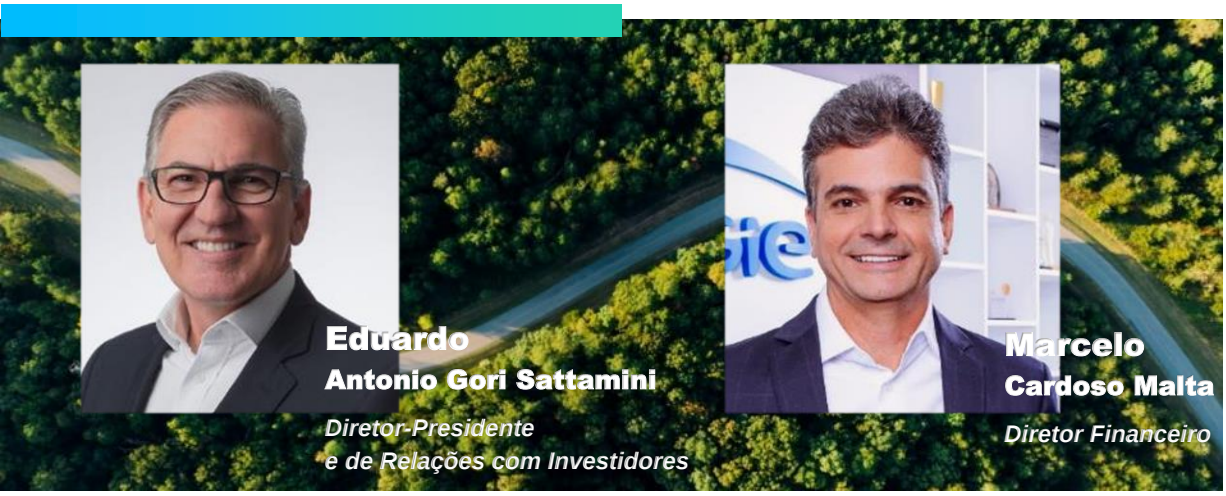
A corrente por um presente e um futuro melhor, para as pessoas e o planeta, tem conquistado aliados importantes: nossos clientes. Por meio do Programa Parcerias do Bem, que propõe somar investimentos e ações de responsabilidade social de diferentes organizações, agregamos empresas de diversos portes, setores e regiões do país, as quais compartilham do desejo de ampliar o impacto positivo dos negócios. Ao final de 2022, mais de 20 organizações integravam o Programa, compondo uma rede transformadora, decidida a deixar um legado significativo às comunidades.

Preparada para as oportunidades que irão surgir em um cenário que vislumbra a expansão do Ambiente de Contratação Livre (ACL) – permitida pela Portaria 50/2022, publicada pelo Ministério de Minas e Energia (MME) em setembro – a Companhia tem intensificado as iniciativas de digitalização do atendimento, com destaque para o *Energy Place*, plataforma inovadora de aquisição e gestão de energia. Em paralelo, reestruturamos nossas equipes comerciais e formatamos uma série de soluções que visam atender, com agilidade e confiabilidade, aos diferentes perfis de clientes aptos a ingressar no Mercado Livre de Energia.

Não temos dúvida de que, assim como essa, outras mudanças regulatórias esperadas para a modernização do setor elétrico brasileiro trarão benefícios à economia e à sociedade. A fim de colaborar com esses **avanços**, a ENGIE Brasil Energia se mantém dialogando e cooperando com agentes públicos e privados para direcionamento estratégico do mercado, em debates que passam por temas como o fim dos subsídios que prejudicam a competitividade no setor e o reconhecimento da função essencial exercida pelas hidrelétricas no contexto de inserção de energias intermitentes no Sistema Interligado Nacional (SIN) – atualmente sem a adequada remuneração dos atributos dessa fonte. Neste contexto estamos otimistas quanto às discussões que tomarão espaço no ambiente regulatório do Setor Elétrico Brasileiro em 2023.

Confiante na capacidade de crescimento do país, a Companhia segue atenta às oportunidades de contribuir para que todo o potencial do Brasil se concretize, gerando desenvolvimento econômico, conservação ambiental e justiça social. Agradecemos aos que compartilham desse otimismo, acreditam em nossos compromissos e apoiam nossas realizações. Juntos, **agimos** e **aceleramos** a transição que nos levará ao futuro desejado.

Boa leitura!



Detalhamento dos Ativos da Companhia

Ativos de Geração de Energia

No final do 4T22, a ENGIE Brasil Energia contava com 8.453,3 MW de capacidade instalada, operando um parque gerador de 10.174,0 MW, composto de 76 usinas, sendo 11 hidrelétricas, uma termelétrica e 64 complementares — centrais a biomassa, PCHs, eólicas e solares —, das quais 72 pertencem integralmente à Companhia e quatro (as hidrelétricas Itá, Machadinho e Estreito, e a usina de cogeração a biomassa Ibitiúva Bioenergética) são comercialmente exploradas por meio de parcerias com outras empresas.

Em 15 de setembro de 2022, a Companhia assinou contrato de Compra e Venda de Ações da Usina Termelétrica Pampa Sul, em linha com o processo de descarbonização do Grupo ENGIE, contudo, o ativo permanece no parque gerador da Companhia até o fechamento da operação e autorização da Aneel para sua transferência.

Parque Gerador em 31 de dezembro de 2022

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)		Data de vencimento da Concessão/ Autorização *	Energia assegurada (MW médios) Participação da Companhia
			Total	Participação da Companhia		
Itá	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.450,0	1.126,9	dez/32	564,7
Salto Santiago	Hidrelétrica	Rio Iguaçú (PR)	1.420,0	1.420,0	nov/30	733,3
Machadinho	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.140,0	403,9	out/35	165,3
Estreito	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO/MA)	1.087,0	435,6	jan/43	256,9
Salto Osório	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.090,4	1.090,4	abr/31	502,6
Cana Brava	Hidrelétrica	Rio Tocantins (GO)	450,0	450,0	jan/36	260,8
Jaguara	Hidrelétrica	Rio Grande (MG)	424,0	424,0	jun/48	341,0
Miranda	Hidrelétrica	Rio Araguari (MG)	408,0	408,0	jun/48	198,2
São Salvador	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO)	243,2	243,2	jun/40	148,2
Passo Fundo	Hidrelétrica	Rio Passo Fundo (RS)	226,0	226,0	abr/31	113,1
Ponte de Pedra	Hidrelétrica	Rio Correntes (MT)	176,1	176,1	mar/37	133,6
Total - Hidrelétricas			**8.114,7**	**6.404,1**		**3.417,7**
Pampa Sul	Termelétrica	Candiota (RS)	345,0	345,0	mar/50	323,5
Total - Termelétrica			**345,0**	**345,0**		**323,5**
Conjunto Campo Largo II[3]	Eólica	Umburanas (BA)	361,2	361,2	dez/54	192,5
Conjunto Umburanas - Fase I[1]	Eólica	Umburanas (BA)	360,0	360,0	ago/49	213,3
Conjunto Campo Largo I[2]	Eólica	Umburanas (BA)	326,7	326,7	jul/50	166,5
Conjunto Trairi[4]	Eólica	Trairi (CE)	212,6	212,6	set/41	97,2
Paracatu[5]	Solar	Paracatu (MG)	132,0	132,0	jun/51	34,0
Floresta[6]	Solar	Areia Branca (RN)	86,0	86,0	jun/51	25,1
Ferrari	Biomassa	Pirassununga (SP)	80,5	80,5	jun/42	35,6
Ibitiúva Bioenergética	Biomassa	Pitangueiras (SP)	33,0	22,9	abr/30	13,6
Assú V	Solar	Assú (RN)	34,0	34,0	jun/51	9,2
Lages	Biomassa	Lages (SC)	28,0	28,0	out/32	1,8
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[7]	0,3
Tubarão	Eólica	Tubarão (SC)	2,1	2,1	não aplicável[7]	0,3
Tubarão 2	Eólica	Tubarão (SC)	4,2	4,2	não aplicável[7]	0,0
Total - Complementares			**1.714,3**	**1.704,2**		**815,3**
Total			**10.174,0**	**8.453,3**		**4.556,5**

** 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 18 centrais eólicas.

2 Conjunto composto por 11 centrais eólicas.

3 Conjunto composto por 11 centrais eólicas.

4 Conjunto composto por 8 centrais eólicas.

5 Conjunto composto por 4 centrais fotovoltaicas.

6 Conjunto composto por 3 centrais fotovoltaicas.

7 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 2022

Linhas de Transmissão	Localização	Extensão	Subestações	Propriedade	% finalização da obra em 31/12/2022	% RAP sendo recebida em 31/12/2022	Vencimento concessão
Gralha Azul	Estado do Paraná	909 km	5	100%	99%	94%	mar/48
Novo Estado	Estados do Pará e Tocantins	1.800 km	1	100%	99%	49%	mar/48
Total		**2.709 km**					

Ativos de Transporte de Gás

Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG (TAG).

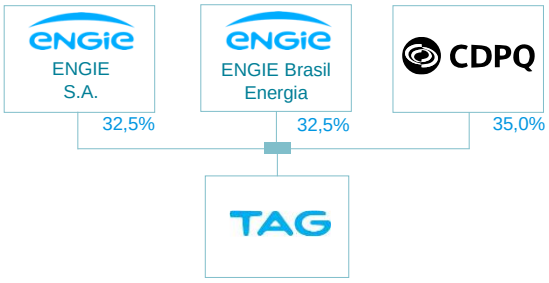
Maior transportadora de gás natural do Brasil, a TAG possui uma infraestrutura de 4.500 km de gasodutos de alta pressão, que se estende por todo o litoral do Sudeste e Nordeste e mais um trecho entre Urucu e Manaus, no Amazonas, atravessando 10 estados brasileiros e cerca de 200 municípios.

A rede de gasodutos possui diversos pontos de interconexão, com 14 pontos de recebimento de gás ativos (incluindo três terminais de Gás Natural Liquefeito (GNL)) e 90 pontos de saída de gás, além de 11 estações de compressão, atendendo entre outros, a 10 distribuidoras de gás, três refinarias, oito termelétricas e duas unidades de fertilizantes. A operação dos ativos é realizada por meio da Central de Supervisão e Controle (CSC), localizada no escritório da empresa, na cidade do Rio de Janeiro.

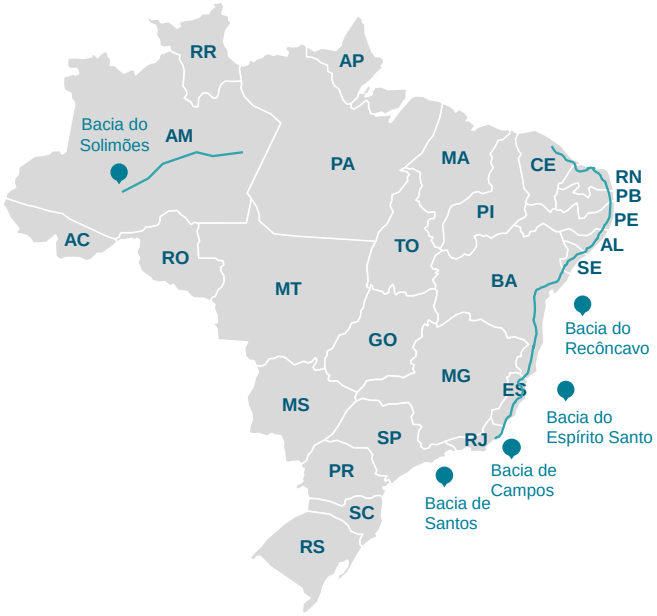
A empresa **encontra-se totalmente contratada**. Com a Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), o prazo médio ponderado dos contratos vigentes é de aproximadamente oito anos, regulados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

Adicionalmente, a empresa vem trabalhando no desenvolvimento de soluções que promovam a ampliação do acesso de novos agentes ao sistema de transporte de gás natural, dentro do contexto de desverticalização do setor e abertura do mercado de gás no Brasil. Com a assinatura do Acordo de Redução de Flexibilidade de uso da malha da TAG pela Petrobras, a empresa passou a ofertar capacidade na malha para novos agentes interessados, a partir de dezembro de 2021. Como resultado, **a TAG já assinou 52 contratos extraordinários** ao longo de 2022, com 15 carregadores (de 11 grupos econômicos distintos) além da Petrobras, que totalizavam um volume de 12,8 milhões de m^3 de capacidade de transporte, em contratos de entrada e saída, com vencimento em 31 de dezembro de 2022. Para 2023, a empresa lançou novas ofertas de capacidade para contratos com prazos variando de um mês a um ano de vencimento e deverá, ao longo do ano, fazer uma chamada pública para contratos firmes de longo-prazo.

Estrutura Societária



Localização dos Gasodutos da TAG



Em 13 de junho de 2022, a TAG e a Centrais Elétricas de Sergipe S.A. (Celse) **assinaram um contrato de conexão de acesso** para interligação de um terminal de armazenamento e regaseificação de GNL à rede de transporte da TAG. O projeto representa um marco na retomada dos investimentos em expansão na malha da TAG, abrangendo a construção de um gasoduto com aproximadamente 25 km de extensão, bem como a implementação das infraestruturas necessárias para viabilizar esta conexão. **A empresa planeja investir em torno de R$ 340 milhões na obra**, fortalecendo sua malha de gasodutos na região Nordeste. O projeto também é de suma importância por conectar um novo terminal GNL à malha da TAG, fortalecendo a competição, liquidez e gestão de flexibilidade dos agentes.

Além deste projeto, a TAG possui diversos **projetos no pipeline para serem executados nos próximos cinco anos**, que ultrapassam **R$ 3 bilhões em investimentos**. Aproximadamente metade deste valor está em projetos relacionados à expansão da capacidade de transporte ou de extensão da malha da TAG, em linha com as perspectivas positivas do grupo para a indústria de gás natural no Brasil.

Em construção estão o Gasfor II, no estado do Ceará, um gasoduto para otimização da rede, com 84 km de extensão e previsão de início de operação em julho de 2023. Adicionalmente, a interconexão entre o Gasoduto Catu-Pilar ao Terminal de Sergipe, conectando o Terminal de Regaseificação com a malha da TAG, com 25 km de extensão, está em andamento e com início de operação estimado para abril de 2024. E no estado da Bahia, um novo ponto de entrega para atender a companhia de distribuição local, localizada no trecho norte do Gasene, está em construção e com início de operação esperada para julho de 2023. Juntos esses projetos têm previsão de investimento de aproximadamente R$ 660 milhões.

No pipeline de **projetos em desenvolvimento** estão a estação de compressão Itajuípe, localizada no trecho Norte do Gasene, com capacidade instalada de 20 milhões de m³/dia, e a conexão do Terminal de Regaseificação do Porto do Açu ao Gasoduto Cabiúnas-Vitória, com 45 km de extensão e 10 milhões de m³/dia de capacidade de transporte. O termo de compromisso para projeto conceitual desse último foi aprovado no final de 2022.

Detalhamento dos contratos legados com a Petrobras

Gasoduto	Tamanho (km)	Vencimento do Contrato [1]	Volumes Contratados (MM m³/dia)	% da Receita Operacional Líquida [2]	Índice de reajuste
Gasene	1.400	nov-33	30,3	40,0%	46% Cesta IGP*; 54% US PPI
Malha Nordeste	2.000	dez-25	21,6	23,8%	IGP-M
Pilar-Ipojuca	200	nov-31	15,0	6,5%	IGP-M
Urucu-Manaus	800	nov-30	6,7	29,4%	50% IGP-M; 50% IPCA
Lagoa Parda-Vitória [3]	100	dez-23	0,7	0,3%	IGP-M
Total	**4.500,0**		**74,3**	**100,0%**	

[1] Após o vencimento dos contratos, será iniciado um ciclo de revisão tarifária, estimado em 5 anos, que determinará a receita máxima permitida (RAP).
[2] Variações na representatividade da receita entre os contratos podem ocorrer.
[3] Início do faturamento em 01/01/2022.
** 1/3 IGP-M, 1/3 IPA-DI; 1/3 IGP-DI.*



Expansão

Jirau Energia.

A Energia Sustentável do Brasil S.A. (“ESBR” ou “Jirau Energia”) é responsável pela manutenção, operação e venda da energia gerada pela Usina Hidrelétrica Jirau, localizada no Rio Madeira, em Porto Velho, estado de Rondônia.

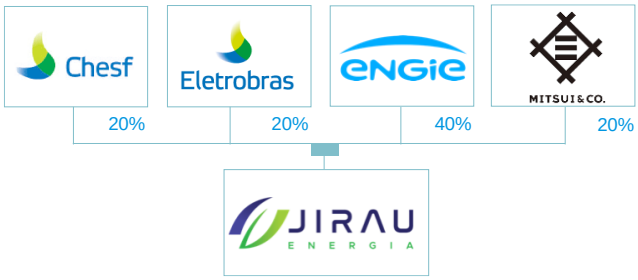
Desde novembro de 2016, a UHE Jirau conta com todas as suas 50 unidades geradoras em operação, totalizando 3.750 MW de capacidade instalada.

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

No 4T22, a Jirau Energia gerou 726,5 MW médios, 37,0% abaixo dos 1.153,9 MW médios gerados no 4T21, atingindo Fator de Disponibilidade do Operador Nacional do Sistema (FID) de 99,1% no período (dados sujeitos à contabilização final da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)). No acumulado do ano, a geração registrada foi de 1.601,4 MW médios, 15,6% abaixo dos 1.898,5 MW médios de 2021, com FID de 99,1%.

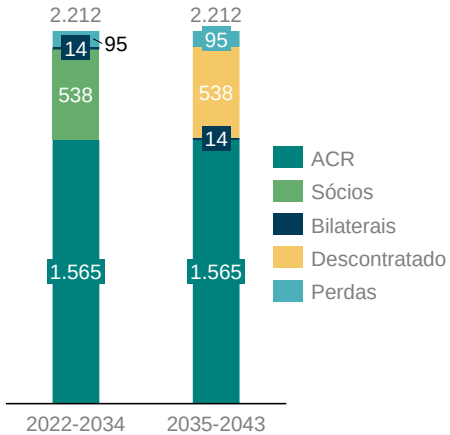
A redução na geração é explicada pelas condições hidrológicas menos favoráveis entre os períodos em comparação, resultando em menor despacho pelo Operador Nacional do Sistema (ONS).

Estrutura Societária



Portfólio de Contratos da Jirau Energia

MW médios – em dez/2022



Projetos de Transmissão em Implantação

Novo Estado Transmissora de Energia.



O objeto da concessão é a construção, operação e manutenção de aproximadamente 1.800 quilômetros de linhas de transmissão, uma nova subestação e expansão de outras três subestações existentes nos estados do Pará e Tocantins, pelo prazo de 30 anos. A licença de instalação do empreendimento foi emitida pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente (Ibama). O prazo limite para início da operação dos sistemas de transmissão é 9 de março de 2023.

No fim do 4T22, **o avanço geral da implantação do projeto Novo Estado alcançou 99,2%.** Todas as atividades de obras civis, montagem e lançamento de condutores foram concluídas e estão em andamento as atividades de instalação de acessórios e comissionamento. A linha de transmissão Serra Pelada – Itacaiúnas está em operação comercial desde dezembro de 2021 e as linhas de transmissão Serra Pelada – Miracema C1 e C2 entraram em operação em abril e maio de 2022, promovendo **geração de Receita Anual Permitida (RAP) de 49% para o projeto.**

A previsão de entrada em operação comercial da Linha Xingu – Serra Pelada é o 1T23, quando atingirá a totalidade da RAP.

No fim do 4T22, o avanço geral da implantação do projeto alcançou 99,2% e a geração de RAP está em 49%.

Lote	Localização	RAP Contratada (RS milhões)[1]	Capex estimado (R$ milhões)[2]
3	Pará (PA) e Tocantins (TO)	414,5	3.200,0
Total		**414,5**	**3.200,0**

1 Valor na data-base de agosto de 2022.
2 Valor na data-base de dezembro de 2021, desconsiderando custo de aquisição.

Gavião Real Transmissora de Energia.



Localização de seccionamento e subestação

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

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* da ordem de 30% sobre o investimento previsto pela Aneel.

No quarto trimestre de 2022, foi registrado avanço no desenvolvimento e entrega do projeto básico do empreendimento à Aneel, assim como a definição das principais características dos equipamentos do projeto. Adicionalmente, foi protocolado o pedido de licença de instalação e realizadas as vistorias técnicas ambientais, visando a obtenção das licenças necessárias à implantação do projeto a partir do primeiro trimestre de 2023.

Lote	Localização	RAP Contratada (RS milhões)[1]	Capex estimado Aneel (R$ milhões)[1]
7	Pará (PA)	6,5	110,0
Total		**6,5**	**110,0**

1 Valor na data-base de junho de 2022.

Projetos Eólicos em Implantação

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)		Energia assegurada (MW médios)
			Total	Participação da Companhia	Participação da Companhia
Conjunto Santo Agostinho - Fase I	Eólica	Lajes e Pedro Avelino (RN)	434,0	434,0	224,2
Conjunto Eólico Serra do Assuruá	Eólica	Gentio do Ouro (BA)	846,0	846,0	406,0
Total			**1.280,0**	**1.280,0**	**630,2**

Conjunto Eólico Santo Agostinho – Fase I.

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 ano de 2022, **o progresso geral da obra atingia 32,5% e o avanço das obras do BoP (*Balance of Plant*, ou seja, todo o escopo do empreendimento excluindo apenas os aerogeradores) atingiu 98,5%.** A subestação coletora/elevadora, a linha de transmissão em 500kV e o *bay* de conexão na Subestação Monte Verde estavam concluídos, tiveram as licenças de operação necessárias emitidas e foram energizadas.

Os aerogeradores, de fornecimento da Siemens Gamesa, continuam em fabricação, já tendo sido recebidos em campo 31% das torres metálicas e 13% das naceles. **A entrada em operação comercial gradual das unidades geradoras está prevista para o final do 1T23.**



Pré-montagem das torres

No 4T22, o avanço das obras do BoP atingiu 98,5% com a conclusão e energização da subestação coletora, da linha de transmissão de 500kV e do *bay* de conexão na SE Monte Verde.

Conjunto Eólico Serra do Assuruá – Bahia.

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

O empreendimento já está com parecer de acesso emitido e contrato de conexão ao *grid* assinado, autorização regulatória emitida pela Aneel, contratos de direito de uso de superfície assinados e dados de vento.

A emissão da licença ambiental de instalação está prevista para o início de 2023, o que possibilitará o início da construção, com previsão de entrada gradual em operação comercial a partir do segundo semestre de 2024.

Todos os contratos necessários à implantação do projeto foram assinados, incluindo os de fornecimento e montagem dos aerogeradores, obras civis, subestação e redes internas e da linha de transmissão. Foi assinado ainda um contrato de financiamento do projeto, junto ao BNDES, no valor de R$ 1,5 bilhão.

Projeto Fotovoltaico em Implantação

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

Conjunto Fotovoltaico Assú Sol.

O projeto está localizado no município de Assú (RN) e terá **capacidade instalada de aproximadamente 752 MW** e capacidade comercial estimada em 234 MW médios. Com energia totalmente direcionada para o Ambiente de Contratação Livre, o projeto foi adquirido em dezembro de 2021, em estágio avançado de desenvolvimento, com Licença Prévia e contratos fundiários firmados. **Com investimento previsto da ordem de R$ 3,3 bilhões**, a entrada em operação integral do projeto deve acontecer até o segundo semestre de 2025. O Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) foi firmado em novembro de 2022. A Companhia segue com o processo de contratação dos principais fornecimentos e serviços, tendo como previsão de início da construção o segundo trimestre de 2023.

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 Umburanas - Fase II	Eólica	Umburanas (BA)	250,0	250,0
Conjunto Campo Largo III	Eólica	Umburanas e Sento Sé (BA)	250,0	250,0
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 4T22, as usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia atingiram índice de disponibilidade interna global de **94,7%, (considerando-se as paradas programadas e forçadas)**, sendo 96,2% nas usinas hidrelétricas, 88,4% nas usinas de fontes complementares — PCHs, biomassas, eólicas e fotovoltaicas, e 91,4% na Usina Termelétrica Pampa Sul. O índice de disponibilidade global do 4T22 ficou 0,2 p.p. acima do verificado no 4T21. Para fins de comparação, foram desconsideradas as usinas do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda do cálculo de disponibilidade de 2021, em razão da sua venda, em outubro de 2021.

A disponibilidade das **usinas hidrelétricas** apresentou redução de 2,4 p.p. no 4T22, comparado com o 4T21, influenciada principalmente pela Unidade Geradora 6 da Usina Hidrelétrica Salto Osório, que está desligada para atendimento ao projeto de modernização, com previsão de retorno no 1T23.

Já em relação às **usinas complementares**, houve elevação de 1,8 p.p. no índice, comparado ao mesmo trimestre de 2021, principalmente em razão da maior disponibilidade verificada na Usina Termelétrica Ibitiúva, à biomassa, devido a suspensão do fornecimento de biomassa antecipadamente à entressafra no 4T21.

Em relação à **Usina Termelétrica Pampa Sul**, no 4T22 a disponibilidade foi 59,2 p.p. superior ao 4T21, quando passou por manutenções.

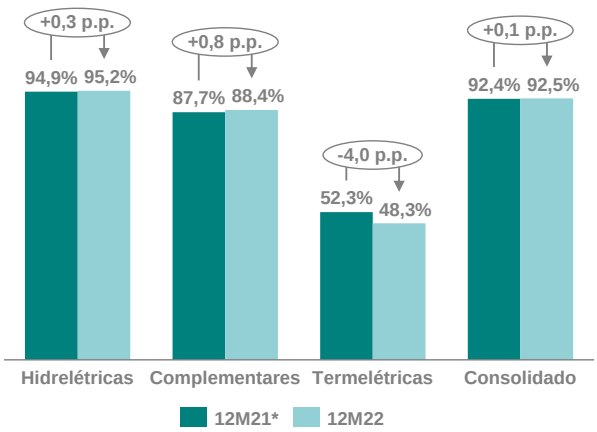
No **acumulado dos 12 meses de 2022, considerando-se todas as paradas programadas e forçadas**, as usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia atingiram índice de disponibilidade de 92,5%, sendo 95,2% nas usinas hidrelétricas, 88,4% nas usinas de fontes complementares e 48,3% na Usina Termelétrica Pampa Sul.

Comparando com o ano de 2021, houve leve elevação de 0,1 p.p. na disponibilidade global, reflexo do aumento de 0,3 p.p. na disponibilidade das usinas hidrelétricas e 0,8 p.p. nas complementares. Na Usina Termelétrica Pampa Sul houve redução de 4,0 p.p., em comparação ao ano de 2021.

O aumento da disponibilidade das **usinas hidrelétricas** (0,3 p.p.) **e complementares** (0,8 p.p.) deve-se principalmente ao elevado índice da Usina Hidrelétrica Jaguara e da Usina de Cogeração Lages, respectivamente, que passaram por manutenções em 2021.

Disponibilidade

Considerando as paradas programadas



** Desconsiderando a disponibilidade do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda no ano de 2021.*

Já **na Usina Termelétrica Pampa Sul**, a redução foi influenciada por indisponibilidade devido às manutenções realizadas em aproveitamento a baixa demanda por despacho de geração térmica, em virtude da alta disponibilidade de recursos hídricos no Sistema. Esta usina deixará de fazer parte do portfólio da Companhia, que segue com sua estratégia de descarbonização. O contrato de venda foi assinado no dia 15 de setembro de 2022.

Disponibilidade das Linhas de Transmissão de Energia

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


Usina Hidrelétrica Jaguara

Produção de Energia

A produção de energia elétrica nas usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia, no 4T22, foi de 12.695 GWh (5.750 MW médios), resultado **51,7% superior** à produção do 4T21, desconsiderando-se a geração do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda neste período, em razão da sua venda em outubro de 2021.

Do total gerado, as usinas hidrelétricas foram responsáveis por 10.841 GWh (4.910 MW médios), as complementares, por 1.453 GWh (658 MW médios) e a UTE Pampa Sul por 401 MWh (182 MW médios). Esses resultados representam, elevações de 58,1%, 14,0% e 69,4% na geração das usinas hidrelétricas, complementares e UTE Pampa Sul, respectivamente, em comparação ao 4T21.

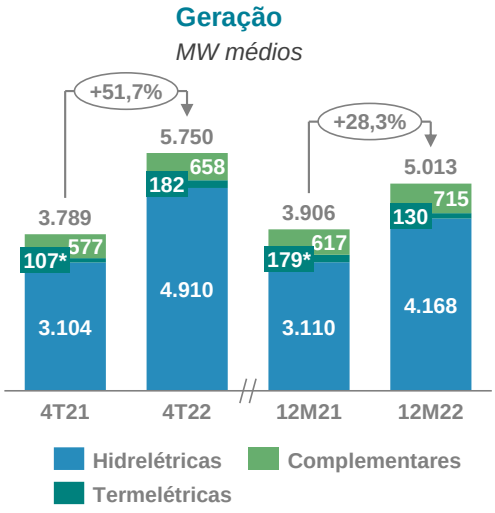
A elevação na geração total **das usinas hidrelétricas** no 4T22, em comparação ao 4T21, se deve às condições hidrológicas bem mais favoráveis, principalmente na bacia hidrográfica do Rio Iguaçu, onde localizam-se as Usinas Hidrelétricas Salto Osório e Salto Santiago, usinas que contabilizaram aumento na produção em 163% e 214%, respectivamente.

A maior produção **das usinas complementares**, se deve principalmente pela aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu e Floresta, em 15 de março de 2022.

Já em relação à **Usina Termelétrica Pampa Sul**, conforme comentado anteriormente, a energia produzida no 4T22 foi superior em 69,4%, quando comparada ao mesmo período de 2021, refletida pela maior disponibilidade.

No acumulado de 12 meses de 2022, a geração global das usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia foi de 43.912 GWh (5.013 MW médios), resultando em uma produção 28,3% superior ao ano de 2021, quando o total gerado foi de 34.217 GWh (3.906 MW médios), desconsiderando-se a geração do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, em razão da sua venda, em outubro de 2021.

Nas usinas hidrelétricas, a produção no ano de 2022 foi de 36.512 GWh (4.168 MW médios), valor 34,0% superior ao ano anterior, devido a maior geração verificada nas usinas das bacias hidrográficas do subsistema Sul, comparando com o mesmo período de 2021, as quais vinham se recuperando de uma crítica escassez hídrica.

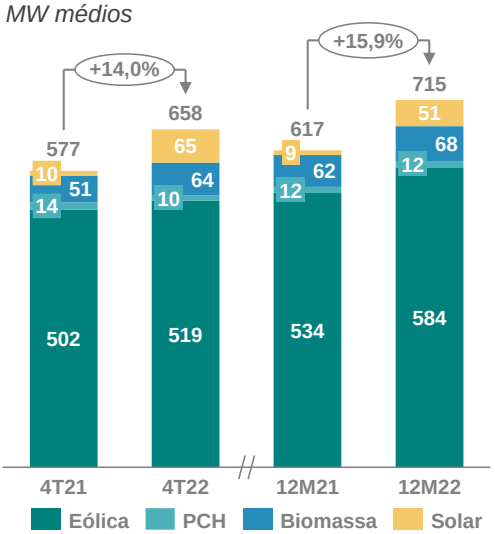


** Desconsiderando a geração do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda.*

Nas usinas complementares, a produção de energia verificada no ano de 2022 foi de 6.266 GWh (715 MW médios), valor 15,9% superior ao ano anterior. Essa maior produção deve-se principalmente à entrada em operação comercial plena do Conjunto Eólico Campo Largo II, que contabilizou 1.562 GWh (178 MW médios), montante 57% superior ao de 2021. A energia solar também contribuiu para a elevação da produção nas usinas de fontes complementares, principalmente com a participação das Usinas Fotovoltaicas Paracatu e Floresta, integradas ao portfólio no fim do 1T22.

Geração por Fonte Complementar

MW médios



Já **na Usina Termelétrica Pampa Sul**, a geração foi de 1.134 GWh (130 MW médios), valor 27,5% inferior à de 2021, influenciada pela baixa demanda por despacho térmico. Vale ressaltar que o ano de 2021 foi marcado pela crise hídrica, com despacho de usinas termelétricas fora da ordem de mérito para garantia energética. Essa situação não foi verificada no ano de 2022 em virtude da melhora significativa da disponibilidade de recursos hídricos.

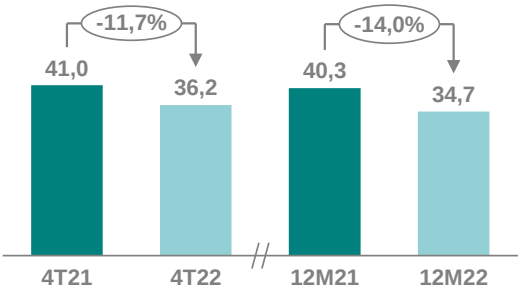
Cumpre destacar que o aumento da geração hidrelétrica da Companhia não resulta necessariamente em melhoria do seu desempenho econômico-financeiro. Da mesma maneira, uma redução desse tipo de geração não implica obrigatoriamente em deterioração do desempenho econômico-financeiro. Isso se deve à aplicação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que compartilha os riscos hidrológicos inerentes à geração hidrelétrica entre seus participantes. Já em relação à geração termelétrica da Companhia, sua redução pode elevar (em razão do nível de contratação da Companhia) a exposição ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), sendo o inverso também verdadeiro, mantidas as outras variáveis.

Transporte de Gás

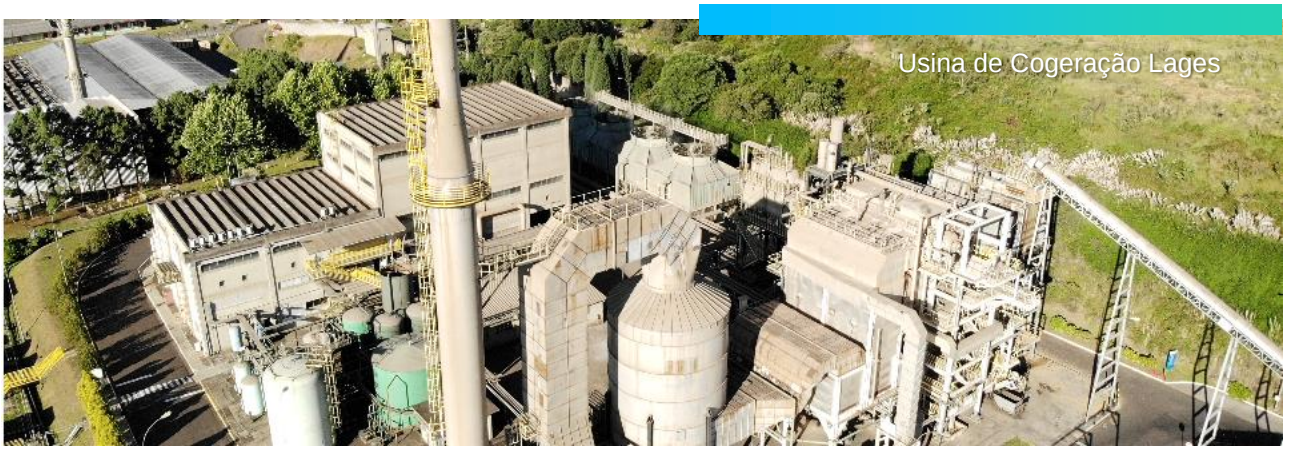
No 4T22, a TAG transportou um volume médio de gás de 36,2 milhões de m³/dia (41,0 milhões de m³/dia no 4T21). No acumulado do ano, o volume transportado foi de 34,7 milhões de m³/dia (40,3 milhões de m³/dia em 2021). O volume dos contratos extraordinários foi de 12,8 milhões de m³/dia, representando aproximadamente 12% do volume total contratado pela TAG, e 18% considerando somente a malha integrada (excluindo GTA Urucu-Manaus, onde a Petrobras se mantém como único carregador). Em 2022 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



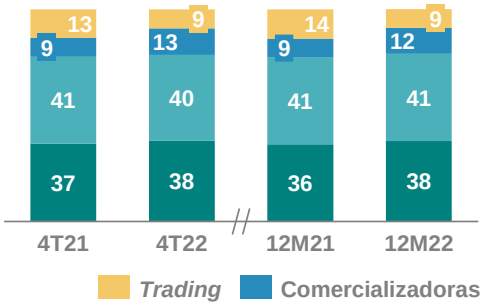
Desde o final do segundo trimestre de 2022, as operações de manutenção da malha da TAG estão sob gestão integral da ENGIE Soluções em Manutenção (Esom), uma empresa do Grupo ENGIE no Brasil. Em paralelo, a TAG assumiu desde o 1T22, o total controle remoto de suas operações de transporte por meio da Central de Supervisão e Controle (CSC), localizada no escritório da empresa, na cidade do Rio de Janeiro. Com isso, o contrato com a Petrobras Transporte S.A. (Transpetro) foi encerrado conforme planejado, em 25 de junho de 2022.


Usina de Cogeração Lages

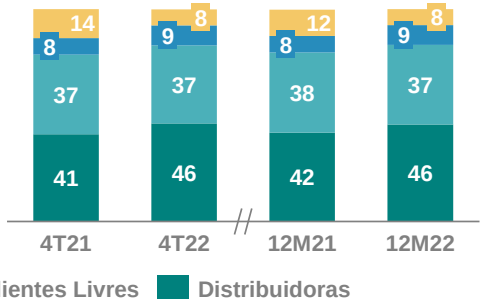
Portfólio de Venda de Energia Elétrica

No 4T22, a participação de consumidores livres no portfólio da Companhia (com exceção de CCEE e outras receitas) alcançou 40,5% do total das vendas físicas e 36,7% do total da Receita Operacional Líquida (ROL) do segmento de geração, reduções de 0,5 p.p. e 0,7 p.p., respectivamente, em relação ao mesmo período do ano anterior. No acumulado dos 12M22, os consumidores livres (com exceção de CCEE e outras receitas) representaram 41,0% das vendas físicas, aumento de 0,2 p.p., e 37,4% da receita operacional líquida, 0,4 p.p. menor quando comparado a 2021.

Participação dos Clientes nas Vendas Físicas (%)



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





Estratégia de Comercialização de Energia Elétrica

A Companhia tem como estratégia de comercialização a venda gradativa da energia disponível para determinado ano, de forma a mitigar o risco de ficar exposta ao preço *spot* (Preço de Liquidação das Diferenças — PLD) daquele ano. As vendas são feitas dentro das "janelas" de oportunidade que se apresentam quando o mercado revela maior propensão de compra. De acordo com os dados de capacidade comercial própria e contratos de compra e venda vigentes em **31 de dezembro de 2022**, apresenta-se a seguir, o balanço de energia da ENGIE Brasil Energia:

Balanço de Energia

(em MW médios)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Preço **Bruto** no Leilão (R$/MWh)	Data de Referência	Preço **Bruto** Corrigido (R$/MWh)	Preço **Líquido** de PIS/COFINS/P&D (R$/MWh)
Recursos Próprios	4.085	4.226	4.674	4.722	4.722	4.722				
+ Compras para Revenda	1.212	823	342	296	284	279				
= Recursos Totais (A)	**5.297**	**5.049**	**5.016**	**5.018**	**5.006**	**5.001**				
Vendas Leilões do Governo[1]	1.902	1.751	1.738	1.728	1.719	1.650				
2005-EN-2010-30	200	200	200	200	200	200	115,1	dez-05	289,5	260,1
2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	493	128,4	jun-06	317,6	285,3
2006-EN-2011-30	148	148	148	148	148	148	135,0	nov-06	331,4	297,7
2007-EN-2012-30	256	256	256	256	256	256	126,6	out-07	298,7	268,3
Proinfa	19	19	19	19	10	-	147,8	jun-04	463,2	446,3
1º Leilão de Reserva	14	14	2	-	-	-	158,1	ago-08	344,3	331,7
Mix de leilões (Energia Nova / Reserva)	14	9	8	-	-	-	-	-	340,2	327,7
2014-EN-2019-25 [5]	146	-	-	-	-	-	183,5	mar-14	278,7	250,4
2014-EN-2019-25	10	10	10	10	10	10	206,2	nov-14	312,4	301,0
2014-EN-2019-20	82	82	82	82	82	82	139,3	nov-14	211,6	192,1
2015-EN-2018-20	46	46	46	46	46	46	188,5	ago-15	265,3	240,8
8º Leilão de Reserva (Assú V/Floresta/Paracatu)	68	68	68	68	68	9	296,7	nov-15	427,3	387,7
2017-EN-2019-20	48	48	48	48	48	48	136,4	nov-14	212,0	192,4
Vendas Reguladas - Cotas										
2018 - Cotas (UHJA) - 2018-30	226	226	226	226	226	226	-	jul-17	181,7	173,3
2018 - Cotas (UHMI) - 2018-30	132	132	132	132	132	132	-	jul-17	209,5	199,8
+ Vendas Bilaterais	2.877	2.491	2.067	1.700	1.023	611				
= Vendas Totais (B)	**4.779**	**4.242**	**3.805**	**3.428**	**2.742**	**2.261**				
- Hedge GSF Estrutural (0,80)	**518**	**524**	**524**	**524**	**524**	**524**				
Saldo (A - B)	**-**	**283**	**687**	**1.066**	**1.740**	**2.216**				
Preço médio de venda (R$/MWh) **(líquido)** [2, 3]:	225,0	221,4	216,9							
Preço médio de compra (R$/MWh) **(líquido)** [4]:	178,8	162,7	151,6							

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.

5 Considera o fechamento da alienação da Usina Termelétrica Pampa Sul em julho de 2023.

Notas:

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

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

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

Desempenho Econômico-Financeiro

Resultado por segmento – 4T22 X 4T21 (em R$ milhões)

	Energia elétrica					
	Geração[1]	Transmissão	*Trading*	Painéis Solares[2]	Transporte de Gás	Consolidado
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**
4T21						
Receita operacional líquida	2.139	332	286	12	-	2.769
Custos operacionais	(54)	(527)	(276)	(25)	-	(882)
Lucro (prejuízo) bruto	**2.085**	**(195)**	**10**	**(13)**	**-**	**1.887**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(88)	(2)	(1)	(1)	-	(92)
Outras despesas operacionais, líquidas	(9)	-	-	-	-	(9)
Impairment, líquido	(886)	-	-	(78)	-	(964)
Alienação de subsidiária	(200)	-	-	-	-	(200)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	128	128
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**902**	**(197)**	**9**	**(92)**	**128**	**750**
Variação						
Receita operacional líquida	265	189	(109)	(12)	-	333
Custos operacionais	(1.117)	176	104	25	-	(812)
Lucro (prejuízo) bruto	**(852)**	**365**	**(5)**	**13**	**-**	**(479)**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(16)	(6)	(1)	1	-	(22)
Outras receitas operacionais, líquidas	11	20	-	-	-	31
Impairment, líquido	865	-	-	78	-	943
Alienação de subsidiária	200	-	-	-	-	200
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	64	64
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**208**	**379**	**(6)**	**92**	**64**	**737**

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

[2] 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.

Resultado por segmento – 12M22 X 12M21 (em R$ milhões)

	Energia elétrica					
	Geração	Transmissão	*Trading*	Painéis Solares	Transporte de Gás	Consolidado
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**
12M21						
Receita operacional líquida	8.561	2.836	1.113	31	-	12.541
Custos operacionais	(2.919)	(2.564)	(1.095)	(51)	-	(6.629)
Lucro (prejuízo) bruto	**5.642**	**272**	**18**	**(20)**	**-**	**5.912**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(314)	(8)	(4)	(4)	-	(330)
Outras despesas operacionais, líquidas	(9)	-	-	-	-	(9)
Impairment, líquido	(998)	-	-	(78)	-	(1.076)
Alienação de subsidiária	(200)	-	-	-	-	(200)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	602	602
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**4.121**	**264**	**14**	**(102)**	**602**	**4.899**
Variação						
Receita operacional líquida	951	(1.133)	(428)	(24)	-	(634)
Custos operacionais	(1.586)	1.424	426	48	-	312
Lucro (prejuízo) bruto	**(635)**	**291**	**(2)**	**24**	**-**	**(322)**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(32)	(5)	(1)	2	-	(36)
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	(12)	22	-	-	-	10
Impairment, líquido	813	-	-	196	-	1.009
Alienação de subsidiária	210	-	-	(94)	-	116
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	125	125
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**344**	**308**	**(3)**	**128**	**125**	**902**

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

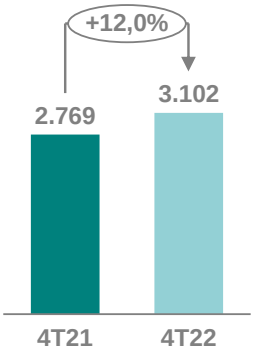
Receita por segmento – 4T22 X 4T21 (em R$ milhões)

	Energia elétrica				
	Geração	Transmissão	*Trading*	Painéis Solares	Consolidado
4T22					
Distribuidoras de energia elétrica	1.084	-	-	-	1.084
Consumidores livres	859	-	-	-	859
Remuneração dos ativos de concessão	120	197	-	-	317
Receita de construção	-	313	-	-	313
Comercializadoras de energia elétrica	222	-	-	-	222
Operações de *trading* de energia	-	-	177	-	177
Receita de serviços prestados	36	11	-	-	47
Transações no mercado de curto prazo	41	-	-	-	41
Indenizações	30	-	-	-	30
Outras receitas	12	-	-	-	12
Receita operacional líquida	**2.404**	**521**	**177**	**-**	**3.102**
4T21					
Distribuidoras de energia elétrica	851	-	-	-	851
Consumidores livres	772	-	-	-	772
Remuneração dos ativos de concessão	158	173	-	-	331
Receita de construção	-	159	-	-	159
Comercializadoras de energia elétrica	161	-	-	-	161
Operações de *trading* de energia	-	-	283	-	283
Receita de serviços prestados	34	-	-	-	34
Transações no mercado de curto prazo	154	-	9	-	163
Indenizações	1	-	-	-	1
Ganhos não realizados em operações de *trading*	-	-	(6)	-	(6)
Outras receitas	8	-	-	12	20
Receita operacional líquida	**2.139**	**332**	**286**	**12**	**2.769**
Variação					
Distribuidoras de energia elétrica	233	-	-	-	233
Consumidores livres	87	-	-	-	87
Remuneração dos ativos de concessão	(38)	24	-	-	(14)
Receita de construção	-	154	-	-	154
Comercializadoras de energia elétrica	61	-	-	-	61
Operações de *trading* de energia	-	-	(106)	-	(106)
Receita de serviços prestados	2	11	-	-	13
Transações no mercado de curto prazo	(113)	-	(9)	-	(122)
Indenizações	29	-	-	-	29
Ganhos não realizados em operações de *trading*	-	-	6	-	6
Outras receitas	4	-	-	(12)	(8)
Receita operacional líquida	**265**	**189**	**(109)**	**(12)**	**333**

No 4T22, a receita operacional líquida aumentou 12,0% (R$ 333 milhões) quando comparada ao 4T21, passando de R$ 2.769 milhões para **R$ 3.102 milhões**. Essa variação foi reflexo, principalmente, dos seguintes fatores:

Receita Operacional Líquida

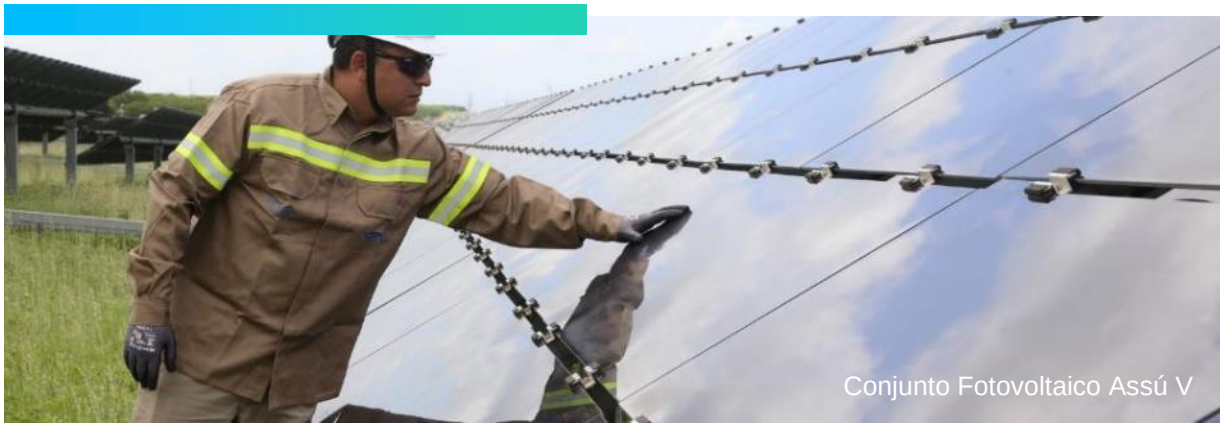
R$ milhões



Geração e venda de energia do portfólio: acréscimo de R$ 265 milhões (12,4%), motivado, substancialmente, pela combinação dos seguintes fatores: (i) R$ 381 milhões de elevação na receita com contratos de venda de energia nos ambientes regulado e livre, resultado dos aumentos de quantidade de energia vendida e do preço médio líquido de venda; (ii) redução de R$ 113 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"; (iii) decréscimo de R$ 38 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 menor inflação entre os períodos analisados; e (iv) aumento de R$ 29 milhões na receita de indenizações.

Transmissão: elevação de R$ 189 milhões (56,9%) no segmento de transmissão. Mais detalhes estão descritos a seguir em item específico.

Trading: redução de R$ 109 milhões (38,1%) oriunda, principalmente, das reduções da receita das operações realizadas. Mais detalhes estão descritos a seguir em item específico.

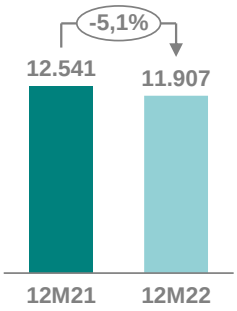

Conjunto Fotovoltaico Assú V

Receita por segmento – 12M22 X 12M21 (em R$ milhões)

	Energia elétrica				
	Geração	Transmissão	*Trading*	Painéis Solares	Consolidado
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
Indenizações	43	-	-	-	43
Ganhos não realizados em operações de *trading*	-	-	1	-	1
Outras receitas	43	-	-	7	50
Receita operacional líquida	**9.512**	**1.703**	**685**	**7**	**11.907**
12M21					
Distribuidoras de energia elétrica	3.481	-	-	-	3.481
Consumidores livres	3.143	-	-	-	3.143
Remuneração dos ativos de concessão	556	681	-	-	1.237
Receita de construção	-	2.155	-	-	2.155
Comercializadoras de energia elétrica	641	-	-	-	641
Operações de *trading* de energia	-	-	1.056	-	1.056
Receita de serviços prestados	129	-	-	-	129
Transações no mercado de curto prazo	565	-	29	-	594
Indenizações	6	-	-	-	6
Ganhos não realizados em operações de *trading*	-	-	28	-	28
Outras receitas	40	-	-	31	71
Receita operacional líquida	**8.561**	**2.836**	**1.113**	**31**	**12.541**
Variação					
Distribuidoras de energia elétrica	700	-	-	-	700
Consumidores livres	269	-	-	-	269
Remuneração dos ativos de concessão	(71)	74	-	-	3
Receita de construção	-	(1.240)	-	-	(1.240)
Comercializadoras de energia elétrica	218	-	-	-	218
Operações de *trading* de energia	-	-	(373)	-	(373)
Receita de serviços prestados	9	33	-	-	42
Transações no mercado de curto prazo	(214)	-	(28)	-	(242)
Indenizações	37	-	-	-	37
Ganhos não realizados em operações de *trading*	-	-	(27)	-	(27)
Outras receitas	3	-	-	(24)	(21)
Receita operacional líquida	**951**	**(1.133)**	**(428)**	**(24)**	**(634)**

A receita operacional líquida passou de R$ 12.541 milhões em 2021 para **R$ 11.907 milhões em 2022**, ou seja, redução de R$ 634 milhões (**5,1%**). Essa variação foi reflexo, principalmente, dos seguintes fatores:

Receita Operacional Líquida
R$ milhões

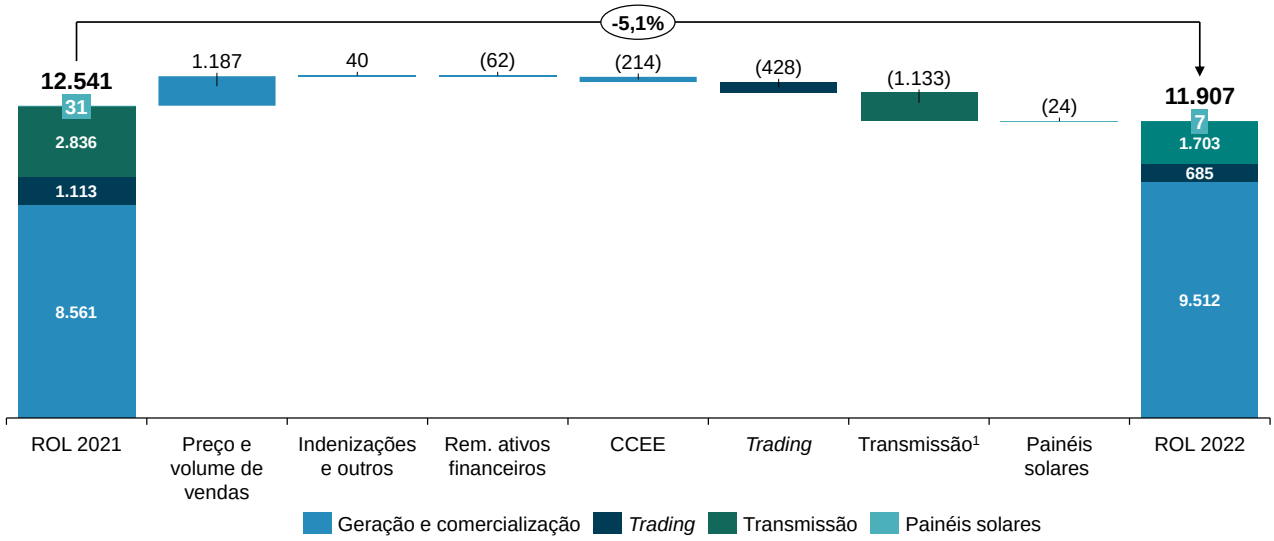


Geração e venda de energia do portfólio: aumento de R$ 951 milhões (11,1%), motivado, substancialmente, pelos seguintes efeitos positivos: (i) R$ 1.187 milhões na receita com contratos de venda de energia nos ambientes regulado e livre, resultado da combinação das variações de quantidade de energia vendida e do preço médio líquido de vendas; e (ii) R$ 37 milhões na receita de indenizações. Esses efeitos foram parcialmente atenuados por decréscimos de: (iii) R$ 214 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"; e (iv) R$ 71 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 menor inflação entre os períodos analisados.

Transmissão: queda de R$ 1.133 milhões (40,0%) no segmento de transmissão. Mais detalhes estão descritos a seguir no item "Resultado operacional do segmento de transmissão de energia".

Trading: redução de R$ 428 milhões (38,5%) 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".

Evolução da Receita Operacional Líquida por Segmento
R$ milhões



¹ Redução de Capex na comparação entre os anos.

Comentários sobre as Variações da Receita Operacional Líquida

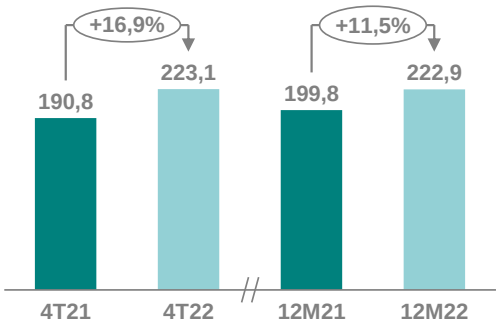
Geração e Venda de Energia do Portfólio

- Preço Médio Líquido de Venda

O preço médio de venda de energia, líquido dos encargos sobre a receita e operações de *trading*, atingiu **R$ 223,05/MWh no 4T22, 16,9% superior** ao obtido no 4T21, cujo valor foi de R$ 190,84/MWh. **Nos 12 meses de 2022**, esse preço médio foi de **R$ 222,85/MWh**, 11,5% superior ao praticado em 2021, que foi de R$ 199,79/MWh.

A elevação do preço foi motivada, substancialmente, pela atualização monetária dos contratos vigentes, pela redução dos ressarcimentos previstos nos contratos no ambiente regulado e pela aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Floresta e Paracatu, ativos com energia contratada a preços superiores à média do restante do portfólio da Companhia. Estes efeitos foram parcialmente atenuados pela redução nos preços do mercado de curto prazo em operações realizadas, principalmente, com comercializadoras, dada a expressiva queda do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), em comparação aos períodos anteriores, em decorrência da melhor hidrologia verificada durante o ano de 2022.

Preço Médio Líquido de Venda*
R$/MWh



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

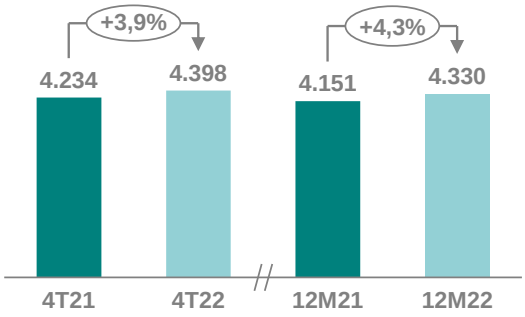
- Volume de Vendas

A quantidade de energia vendida em contratos, líquida de operações de *trading*, passou de 9.347 GWh (4.234 MW médios) no 4T21 para **9.710 GWh (4.398 MW médios) no 4T22**, um acréscimo de 363 GWh (164 MW médios), ou 3,9%, entre os períodos comparados. **Em 2022,** o volume de venda de energia foi de **37.932 GWh (4.330 MW médios)**, contra 36.365 GWh (4.151 MW médios) registrados em 2021, incremento de 1.567 GWh (179 MW médios) ou 4,3%.

Os aumentos nas quantidades de energia vendida, trimestral e anual, foi motivada, substancialmente, pela maior disponibilidade de energia devido ao cenário hídrico mais favorável durante o ano de 2022, quando comparado com o ano de 2021, e pela aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Floresta e Paracatu. Adicionalmente, a alienação da subsidiária Diamante Geração de Energia Ltda. ("Diamante" ou "Sociedade"), ocorrida em 18 de outubro de 2021, não acarretou variação relevante na quantidade de energia vendida, em razão de contrato de compra de energia firmado entre a Companhia e a Sociedade.

Volume de Vendas*

MW médios



** Líquido de operações de trading.*

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

A receita de venda a distribuidoras alcançou R$ 1.084 milhões no 4T22, R$ 233 milhões (27,4%) superior aos R$ 851 milhões auferidos no 4T21. A variação foi ocasionada pelos seguintes efeitos: (i) R$ 206 milhões — acréscimo de 24,3% no preço médio líquido de vendas; e (ii) R$ 27 milhões — aumento de 101 GWh (46 MW médios) na quantidade vendida.

Em 2022, a receita atingiu R$ 4.181 milhões, aumento de R$ 700 milhões (20,1%) em relação ao exercício de 2021, quando foi de R$ 3.481 milhões. Esse acréscimo é explicado pelos seguintes itens: (i) R$ 619 milhões — incremento de 17,8% no preço médio líquido de vendas; e (ii) R$ 81 milhões — aumento de 307 GWh (36 MW médios) na quantidade vendida.

Os aumentos do preço médio líquido de vendas, entre os trimestres e anos em análise, foi motivado, principalmente, pelos seguintes fatores: (i) pela redução dos ressarcimentos previstos nos contratos no ambiente regulado; (ii) pela atualização monetária dos preços de venda nos períodos em comparação; e (iii) pela aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Floresta e Paracatu que possuem preços de venda de energia acima do preço médio de venda do restante do portfólio da Companhia.

Os acréscimos nos volumes de vendas entre os períodos comparados são consequência, principalmente, pela aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Floresta e Paracatu.

  - *Consumidores Livres:*

A receita de venda a consumidores livres aumentou R$ 87 milhões (11,3%) entre os trimestres em análise, passando de R$ 772 milhões no 4T21 para **R$ 859 milhões no 4T22**. A variação resulta do acréscimo de 14,0% no preço médio líquido de vendas (+ R$ 108 milhões), parcialmente atenuado pela redução de 119 GWh (55 MW médios) no volume de energia vendida (- R$ 21 milhões).

Em 2022, a receita alcançou R$ 3.412 milhões, montante R$ 269 milhões (8,6%) superior aos R$ 3.143 milhões verificados em 2021. Esse acréscimo decorre da elevação de 9,3% no preço médio líquido de vendas (+ R$ 292 milhões), parcialmente atenuado pela redução de 128 GWh (15 MW médios) no volume de energia vendida (- R$ 23 milhões).

Os acréscimos no preço médio líquido de vendas, trimestral e anual, foi motivado, principalmente, pela atualização monetária dos contratos vigentes e pela maior participação de contratos de energia incentivada no portfólio. Já a variação na quantidade de energia vendida, deve-se, principalmente, pelo encerramento de contratos de fornecimento e pela redução da disponibilização de energia elétrica para venda para esses consumidores.

  - *Comercializadoras:*

No 4T22, a receita de venda a comercializadoras foi de R$ 222 milhões, R$ 61 milhões (37,9%) superior à receita auferida no 4T21, que foi de R$ 161 milhões. A variação é explicada pela combinação do aumento de 381 GWh (173 MW médios) no volume de energia vendida (+ R$ 63 milhões) e pelo decréscimo de 1,1% no preço médio líquido de vendas (- R$ 2 milhões).

No período de 12 meses de 2022, a receita foi de R$ 859 milhões, R$ 218 milhões (34,0%) superior à receita auferida em 2021, que foi de R$ 641 milhões. Essa elevação é resultado do aumento de 1.388 GWh (158 MW médios) no volume de energia vendida (+ R$ 232 milhões), parcialmente afetado pela redução de 2,2% no preço médio líquido de vendas (- R$ 14 milhões).

O acréscimo da quantidade entre os períodos analisados decorre, principalmente, de novos contratos firmados para a gestão do portfólio da Companhia. As reduções dos preços, trimestral e anual, ocorreram, basicamente, pela queda nos preços do mercado de curto prazo, atrelados ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) que foram substancialmente inferiores aos registrados nos períodos comparativos, decorrente da melhor hidrologia verificada durante o ano de 2022, ligeiramente suavizado pela atualização monetária dos contratos vigentes.

- Transações no Mercado de Energia de Curto Prazo

No 4T22, a receita auferida no mercado de curto prazo foi de **R$ 41 milhões**, enquanto no 4T21 foi de R$ 154 milhões, o que representa um **decréscimo de R$ 113 milhões (73,4%)** entre os trimestres comparados. **Nos 12 meses de 2022**, em relação ao ano anterior, houve **decréscimo de R$ 214 milhões (37,9%)** na receita das transações de curto prazo, passando de R$ 565 milhões em 2021 para **R$ 351 milhões em 2022**. 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$ 158 milhões, no 4T21, para **R$ 120 milhões no 4T22, redução de R$ 38 milhões (24,1%)**. **Na comparação anual, o decréscimo foi de R$ 71 milhões (12,8%)**, passando de R$ 556 milhões em 2021 para **R$ 485 milhões em 2022**. As variações, trimestral e anual, foram motivadas, 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), além de gastos com melhorias e investimentos durante o prazo de concessão.

O valor da GAG reconhecida **no 4T22 foi de R$ 36 milhões**, superior em R$ 2 milhões (5,9%) ao montante reconhecido no 4T21, de R$ 34 milhões. **Em bases anuais, houve acréscimo de R$ 9 milhões (7,0%)**, passando de R$ 129 milhões em 2021 para R$ 138 milhões em 2022. As elevações decorreram, substancialmente, da atualização monetária dos valores.

- Indenizações

No 4T22, a receita de indenizações de fornecedores foi de **R$ 30 milhões**, R$ 29 milhões superior ao montante de R$ 1 milhão reconhecido no 4T21. Na comparação entre os anos, a receita com indenizações de fornecedores passou de R$ 6 milhões em 2021 para **R$ 43 milhões em 2022**, ou seja, aumento de R$ 37 milhões. Os valores envolvidos são referentes, principalmente, de multas contratuais por indisponibilidade nas usinas dos Conjuntos Eólicos Campo Largo I e Trairi.


Conjunto Eólico Trairi

Custos Operacionais

Custos por segmento – 4T22 x 4T21 (em R$ milhões)

	Energia elétrica				
	Geração	Transmissão	*Trading*	Painéis Solares	Consolidado
4T22					
Compras de energia	378	-	174	-	552
Custos de construção	-	344	-	-	344
Depreciação e amortização	218	-	-	-	218
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	165	-	-	-	165
Materiais e serviços de terceiros	136	5	-	-	141
Pessoal	94	-	-	-	94
Royalties	49	-	-	-	49
Combustíveis para geração	35	-	-	-	35
Seguros	34	1	-	-	35
Transações no mercado de curto prazo	20	-	-	-	20
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	(2)	-	(2)
Outros custos operacionais, líquidos	42	1	-	-	43
Custos operacionais	**1.171**	**351**	**172**	**-**	**1.694**
4T21					
Compras de energia	374	-	291	-	665
Custos de construção	-	527	-	-	527
Depreciação e amortização	325	-	-	-	325
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	153	-	-	-	153
Materiais e serviços de terceiros	95	-	-	7	102
Pessoal	74	-	-	-	74
Royalties	24	-	-	-	24
Combustíveis para geração	50	-	-	-	50
Seguros	6	-	-	-	6
Transações no mercado de curto prazo	101	-	-	-	101
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	(15)	-	(15)
Repactuação do risco hidrológico	(1.167)	-	-	-	(1.167)
Outros custos operacionais, líquidos	19	-	-	18	37
Custos operacionais	**54**	**527**	**276**	**25**	**882**
Variação					
Compras de energia	4	-	(117)	-	(113)
Custos de construção	-	(183)	-	-	(183)
Depreciação e amortização	(107)	-	-	-	(107)
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	12	-	-	-	12
Materiais e serviços de terceiros	41	5	-	(7)	39
Pessoal	20	-	-	-	20
Royalties	25	-	-	-	25
Combustíveis para geração	(15)	-	-	-	(15)
Seguros	28	1	-	-	29
Transações no mercado de curto prazo	(81)	-	-	-	(81)
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	13	-	13
Repactuação do risco hidrológico	1.167	-	-	-	1.167
Outros custos operacionais, líquidos	23	1	-	(18)	6
Custos operacionais	**1.117**	**(176)**	**(104)**	**(25)**	**812**

Os custos operacionais aumentaram em R$ 812 milhões (92,1%) entre os trimestres comparados, passando de R$ 882 milhões no 4T21 para **R$ 1.694 milhões no 4T22**. Esta variação foi reflexo, principalmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) elevação de R$ 1.117 milhões (2.068,5%) nos custos do segmento de geração e venda de energia do portfólio da Companhia; (ii) decréscimo de R$ 176 milhões (33,4%) nos custos do segmento de transmissão, principalmente pela redução dos custos de construção; (iii) redução de R$ 104 milhões (37,7%) nos custos de operações de *trading* de energia; e (iv) redução de R$ 25 milhões (100,0%) nos custos de venda e instalação de painéis solares.

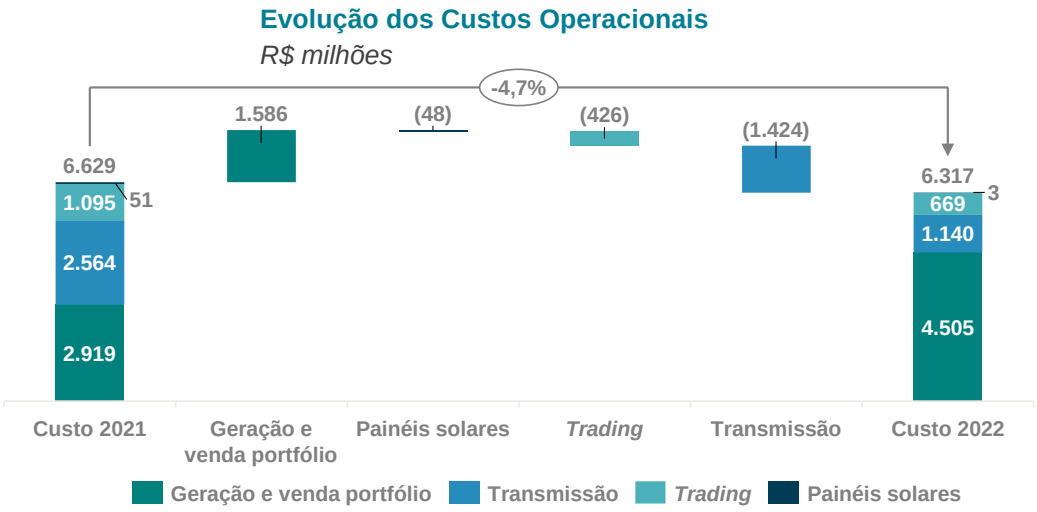
Da variação observada no item (i), destaca-se o impacto negativo na variação da recuperação de custos passados de energia decorrente da repactuação do risco hidrológico de que tratam as Leis n° 14.052/2020 e n° 14.182/2021, a qual foi registrada apenas no 4T21 no montante de R$ 1.167 milhões.

Custos por segmento – 12M22 x 12M21 (em R$ milhões)

	Energia elétrica				
	Geração	Transmissão	*Trading*	Painéis Solares	Consolidado
12M22					
Compras de energia	1.700	-	666	-	2.366
Custos de construção	-	1.120	-	-	1.120
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
Royalties	154	-	-	-	154
Combustíveis para geração	115	-	-	-	115
Seguros	90	1	-	-	91
Transações no mercado de curto prazo	167	-	-	-	167
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**
12M21					
Compras de energia	1.005	-	1.087	-	2.092
Custos de construção	-	2.564	-	-	2.564
Depreciação e amortização	1.012	-	-	-	1.012
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	606	-	-	-	606
Materiais e serviços de terceiros	396	-	-	12	408
Pessoal	302	-	-	4	306
Royalties	95	-	-	-	95
Combustíveis para geração	335	-	-	-	335
Seguros	74	-	-	-	74
Transações no mercado de curto prazo	628	-	1	-	629
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	7	-	7
Repactuação do risco hidrológico	(1.591)	-	-	-	(1.591)
Outros custos operacionais, líquidos	57	-	-	35	92
Custos operacionais	**2.919**	**2.564**	**1.095**	**51**	**6.629**
Variação					
Compras de energia	695	-	(421)	-	274
Custos de construção	-	(1.444)	-	-	(1.444)
Depreciação e amortização	(59)	-	-	-	(59)
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	19	-	-	-	19
Materiais e serviços de terceiros	21	17	-	(12)	26
Pessoal	(66)	-	-	(4)	(70)
Royalties	59	-	-	-	59
Combustíveis para geração	(220)	-	-	-	(220)
Seguros	16	1	-	-	17
Transações no mercado de curto prazo	(461)	-	(1)	-	(462)
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	(4)	-	(4)
Repactuação do risco hidrológico	1.591	-	-	-	1.591
Outros custos operacionais, líquidos	(9)	2	-	(32)	(39)
Custos operacionais	**1.586**	**(1.424)**	**(426)**	**(48)**	**(312)**

Em 2022, os custos operacionais atingiram R$ 6.317 milhões, inferiores em R$ 312 milhões (4,7%) aos custos de 2021, de R$ 6.629 milhões. Esta variação foi reflexo da combinação dos seguintes fatores: (i) acréscimo de R$ 1.586 milhões (54,3%) no segmento de geração e venda de energia do portfólio; (ii) decréscimo de R$ 1.424 milhões (55,5%) nos custos do segmento de transmissão; (iii) redução de R$ 426 milhões (38,9%) nos custos de operações de *trading* de energia; e (iv) diminuição de R$ 48 milhões (94,1%) nos custos de venda e instalação de painéis solares.

Da variação observada no item (i), destaca-se o impacto da recuperação de custos passados de energia decorrente da repactuação do risco hidrológico de que tratam as Leis n° 14.052/2020 e n° 14.182/2021, a qual foi registrada em 2021 o montante de R$ 1.591 milhões.



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

Comentários sobre as Variações dos Custos Operacionais

Geração e Venda de Energia do Portfólio

- **Compras de energia:** entre o 4T21 e o 4T22 houve pequeno aumento de R$ 4 milhões (1,1%). Na comparação anual, houve aumento de R$ 695 milhões (69,2%) nessas operações, substancialmente motivada pela combinação dos seguintes eventos: (i) R$ 703 milhões — acréscimo de 3.706 GWh (423 MW médios) na quantidade de energia comprada; e (ii) R$ 8 milhões — redução de 0,9% no preço médio líquido de compras de energia. O acréscimo do volume de compras é reflexo, principalmente, da alienação da subsidiária Diamante, com a qual foi firmado contrato de compra de energia.

- **Depreciação e amortização:** reduções de R$ 107 milhões (32,9%) e R$ 59 milhões (5,6%) entre os trimestres e anos em análise, respectivamente. A redução trimestral é consequência, principalmente, da amortização dos valores de repactuação do risco hidrológico do ano de 2021, o qual foi totalmente reconhecido no 4T21 e da cessação da depreciação da UTE Pampa Sul em decorrência da classificação para Ativo Não Circulante Mantido para Venda. Já a variação entre os anos analisados é oriunda, substancialmente, da alienação da subsidiária Diamante, também influenciada pela cessação da depreciação da UTE Pampa Sul. Adicionalmente, foi inversamente impactada pela entrada em operação do Conjunto Eólico Campo Largo II ao longo de 2021 e pela aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Floresta e Paracatu.

- **Pessoal:** aumento de R$ 20 milhões (27,0%) entre os trimestres analisados, resultante, substancialmente, do pagamento de bônus extraordinário a todos os funcionários em 2022, e do reajuste anual da remuneração dos colaboradores. Na comparação entre 2022 e 2021, houve redução de 66 milhões (21,9%), motivado principalmente, pela alienação da subsidiária Diamante, parcialmente atenuada, pelo bônus extraordinário e pelo reajuste anual da remuneração.

- **Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*Royalties*):** elevação de R$ 25 milhões (104,2%) nos trimestres comparados e de R$ 59 milhões (62,1%) em decorrência, basicamente, de maior geração das usinas hidrelétricas durante o 4T22 e o ano de 2022 e de reajuste anual.

- **Transações no mercado de energia de curto prazo:** os custos com essas transações foram inferiores em R$ 81 milhões (80,2%) entre os trimestres em análise e R$ 461 milhões (73,4%) 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$ 15 milhões (30,0%) e R$ 220 milhões (65,7%) nas comparações trimestral e anual, respectivamente. A principal motivação das variações ocorre pela alienação da subsidiária Diamante, em outubro de 2021, impactando em reduções de R$ 26 milhões no trimestre e R$ 203 milhões no ano. Adicionalmente, as variações trimestrais também foram impactadas pelos seguintes efeitos: (i) acréscimo de R$ 14 milhões oriundo do aumento da geração de energia elétrica na UTE Pampa Sul; e (ii) redução de R$ 3 milhões em virtude da redução da geração de energia elétrica na Usina de Cogeração Lages (UCLA). No ano, a redução dos combustíveis também foi impactada pelos seguintes fatores: (i) redução de R$ 24 milhões no consumo da UTE Pampa Sul, decorrente das paradas para manutenções na Usina ao longo do ano; e (ii) aumento de R$ 7 milhões no consumo da UCLA.

- **Materiais e serviços de terceiros:** elevação de R$ 41 milhões (43,2%) nos trimestres comparados e de R$ 21 milhões (5,3%) nos anos. Os principais motivadores decorrem de: (i) acréscimos nos custos de manutenção e melhorias relacionados a GAG das UHEs de Jaguara e Miranda; (ii) aumentos nos custos de O&M oriundos da entrada em operação do Conjunto Eólico Campo Largo II ao longo de 2021; e (iii) acréscimo de transportes de materiais e equipamentos na UTE Pampa Sul.

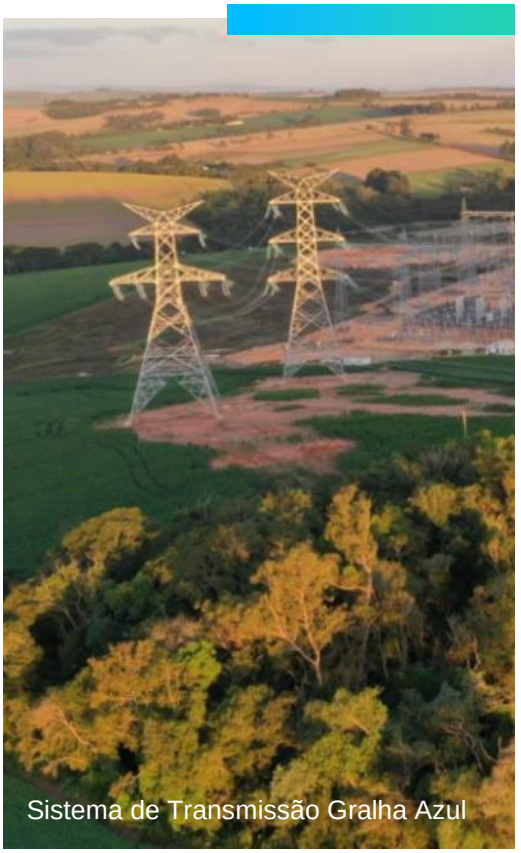
- **Seguros:** aumento de R$ 28 milhões (466,7%) nos trimestres comparados e de R$ 16 milhões (21,6%) na comparação anual decorrentes, substancialmente, do acréscimo de gastos com franquias.

- **Repactuação do risco hidrológico:** a Companhia reconheceu o montante de R$ 1.167 milhões no 4T21 e R$ 1.591 milhões no ano de 2021 como complemento ao valor já reconhecido em períodos anteriores referente à repactuação do risco hidrológico.

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 e Novo Estado e Gavião Real, e está exposta aos riscos e benefícios dessas construções. Desta forma, com base nas práticas contábeis vigentes, a Companhia reconhece receita de implementação de infraestrutura de transmissão, ao longo da implantação, em montante correspondente aos custos de construção adicionados de uma margem bruta residual, destinada a cobrir os custos relacionados com a gestão da 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. Até o final de 2022, os Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado tiveram autorizações adicionais do Operador Nacional do Sistema (ONS) de entradas em operação comercial parciais, o que representa, 94% e 49% dos ativos em operação comercial, respectivamente.


Sistema de Transmissão Gralha Azul

O resultado bruto do segmento de transmissão de energia atingiu R$ 170 milhões positivos no 4T22, aumento de R$ 365 milhões (187,2%), em relação ao mesmo trimestre de 2021, cujo valor foi prejuízo de R$ 195 milhões. **No ano de 2022 o resultado bruto foi de R$ 563 milhões, R$ 291 milhões (107,0%) superior ao resultado de 2021** de R$ 272 milhões.

As variações decorrem, principalmente, do reconhecimento de perdas em 2021 em maior montante quando comparado com 2022, em razão, principalmente, do aumento naquele ano dos investimentos previstos para a implantação dos sistemas de transmissão, parcialmente atenuadas pelo aumento da receita de remuneração de infraestrutura de transmissão, haja vista a elevação do saldo destes ativos entre os períodos comparados.

O valor de RAP, líquida de PIS e Cofins, recebida no 4T22 foi de R$ 116 milhões, R$ 11 milhões relativo à receita de serviços prestados e R$ 105 milhões correspondente à amortização do ativo de contrato, registrada no Ativo da Companhia. No ano de 2022, o valor recebido foi de R$ 355 milhões, sendo R$ 33 milhões de receita de serviços prestados e R$ 322 milhões de amortização do ativo de contrato, registrada no Ativo da Companhia.

Adicionalmente, no 4T22 os demais custos operacionais, as despesas com vendas, gerais e administrativas e as outras receitas operacionais líquidas foram, respectivamente, R$ 7 milhões, R$ 8 milhões e R$ 20 milhões. No acumulado anual, foram reconhecidos os montantes de R$ 20 milhões, R$ 13 milhões e R$ 22 milhões, respectivamente.

(Valores em R$ milhões)	4T22	4T21	2022	2021
RAP, líquida de PIS e Cofins	116	4	355	4
Custos operacionais	(7)	-	(20)	-
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(8)	(2)	(13)	(8)
Receitas operacionais, líquidas	20	-	22	-
Ebitda regulatório transmissão	**121**	**2**	**344**	**(4)**

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$ 5 milhões (50,0%), passando de R$ 10 milhões no 4T21 para R$ 5 milhões no 4T22, 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$ 2 milhões no resultado das transações de compra e venda de energia e saldo de energia liquidado na CCEE.

Em bases anuais, o resultado bruto apresentou decréscimo de R$ 2 milhões (11,1%), passando de R$ 18 milhões em 2021 para R$ 16 milhões em 2022, decorrente, substancialmente, do efeito negativo da marcação a mercado de R$ 23 milhões. Esse efeito foi parcialmente reduzido pelo impacto positivo de R$ 21 milhões das transações de compra e venda de energia realizadas e do saldo de energia liquidado na CCEE.

Detalhamento das Operações de Curto Prazo

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

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

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

No 4T22 e no 4T21, **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$ 21 milhões** e R$ 62 milhões, respectivamente. O montante representa um **decréscimo de R$ 41 milhões entre os períodos comparados**, sendo reduções de R$ 32 milhões no resultado das transações no segmento de geração e venda de energia do portfólio e R$ 9 milhões no resultado das transações de *trading* de energia.

No acumulado de 2022, o resultado líquido, fruto de transações de curto prazo, **foi positivo em R$ 185 milhões**, acréscimo de R$ 220 milhões em relação ao resultado negativo de R$ 35 milhões do ano de 2021, sendo R$ 247 milhões de aumento no resultado das transações no segmento de geração e venda de energia do portfólio e R$ 27 milhões de redução no resultado das transações de *trading* de energia.

Essas variações foram consequência, fundamentalmente, dos seguintes fatores: (i) impacto positivo do maior Fator de Ajuste do MRE (GSF) registrado em 2022, em razão do maior volume de energia produzido no MRE, atenuado pela relevante redução do PLD durante o ano de 2022 em comparação ao ano de 2021, o que resultou em variação positiva entre os períodos em análise; (ii) redução do impacto financeiro de operações de curto prazo em 2022, quando comparado com 2021, pelas mesmas razões supramencionadas no item (i); (iii) decréscimo do resultado com geração térmica, devido à alienação da subsidiária Diamante; e (iv) efeito positivo do MRE, em virtude da maior geração hidrelétrica.

Em dezembro de 2021, a Aneel estabeleceu os limites máximo e mínimo do PLD para o ano de 2022 em R$ 646,58/MWh e R$ 55,70/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	4T22	4T21	Var. 4T (%)	12M22	12M21	Var. 12M (%)
Sul	55,70	134,71	(58,7%)	58,99	280,37	(79,0%)
Sudeste/Centro-Oeste	55,70	134,71	(58,7%)	58,99	279,61	(78,9%)
Nordeste	55,70	134,50	(58,6%)	58,51	269,58	(78,3%)

Provisão para Redução ao Valor Recuperável (*Impairment*)

No 4T22, a Companhia reconheceu R$ 21 milhões de *impairment*, R$ 943 milhões inferior ao registrado no 4T21, no montante de R$ 964 milhões. Este efeito no 4T21, não recorrente, foi motivado principalmente pelos seguintes fatores: (i) reconhecimento de *impairment* em decorrência da intenção firme de venda das subsidiárias UTE Pampa Sul e ENGIE Geração Solar Distribuída (EGSD), cuja avaliação preliminar dos valores de venda foi inferior aos seus valores contábeis; parcialmente atenuado pela (ii) reversão de *impairment* da subsidiária Diamante, o qual foi realizado em virtude da venda, ocorrida em 18 de outubro de 2021.

Na comparação anual entre 2021 e 2022, **o *impairment***, líquido de reversão reduziu R$ 1.009 milhões (93,8%), passando de R$ 1.076 milhões em 2021 para **R$ 67 milhões em 2022**. Além dos motivos citados no parágrafo anterior, no ano de 2021 houve o reconhecimento de *impairment* da subsidiária Diamante, em razão da evolução do seu processo de venda. No ano de 2022 a Companhia complementou o *impairment* da UTE Pampa Sul no montante de R$ 125 milhões e reverteu R$ 118 milhões referente à EGSD, em virtude da venda, ocorrida em 21 de fevereiro de 2022.

Alienação de Subsidiária

Em decorrência da estratégia de descarbonização da Companhia, em 18 de outubro de 2021, foi concluída a operação de venda da subsidiária Diamante. Nesta data, a sociedade deixou de ser controlada pela Companhia, passando também a não ser consolidada. O resultado com a alienação do ativo, líquido dos custos de venda, foi negativo em R$ 200 milhões.

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.

Outras (Despesas) Receitas Operacionais, Líquidas

No 4T22, o segmento de transmissão reconheceu o montante de R$ 20 milhões oriundo do ajuste positivo de preço da aquisição de 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.

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:

	4T22		4T21	
DRE – em R$ milhões	**100%**	**Participação da Companhia**	**100%**	**Participação da Companhia**
Receita operacional líquida	2.162	703	1.859	604
Custos dos serviços prestados	(641)	(208)	(689)	(224)
Lucro bruto	**1.521**	**495**	**1.170**	**380**
Despesas gerais e administrativas	(17)	(6)	(41)	(13)
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**1.504**	**489**	**1.129**	**367**
Resultado financeiro	(602)	(196)	(536)	(174)
Lucro antes dos impostos	**902**	**293**	**593**	**193**
Imposto de renda e contribuição social	(310)	(101)	(198)	(65)
Lucro líquido da TAG	**592**	**192**	**395**	**128**

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

	4T22		4T21	
Ebitda – em R$ milhões	**100%**	**Participação da Companhia**	**100%**	**Participação da Companhia**
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**1.504**	**489**	**1.129**	**367**
Depreciação e amortização	180	59	162	53
Amortização da mais valia	229	74	228	74
Ebitda	**1.913**	**622**	**1.519**	**494**
Margem Ebitda	**88,5%**		**81,7%**	

Entre o 4T21 e o 4T22, o resultado de equivalência patrimonial aumentou R$ 64 milhões (50,0%), passando de R$ 128 milhões para R$ 192 milhões, respectivamente.

A variação foi consequência, substancialmente, da combinação dos seguintes efeitos: (i) R$ 128 milhões de acréscimo no Ebitda devido, principalmente, à atualização das tarifas de transporte e ao encerramento do contrato de O&M com a Petrobras Transporte S.A. (Transpetro), em junho de 2022, sendo assumido pela ENGIE Soluções em Manutenção (Esom), uma empresa do Grupo ENGIE no Brasil. Este aumento foi parcialmente atenuado pela variação cambial sobre um dos contratos de transporte; (ii) aumento da despesa financeira líquida, de R$ 22 milhões, oriundo, substancialmente, pelo acréscimo do CDI entre os trimestres em análise; e (iii) elevação de R$ 36 milhões, nas despesas de Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CSLL), em virtude, basicamente do aumento do lucro antes dos impostos.

O resultado de equivalência patrimonial da TAG dos anos de 2022 e 2021 é composto pelos seguintes itens:

	12M22		12M21	
DRE – em R$ milhões	**100%**	**Participação da Companhia**	**100%**	**Participação da Companhia**
Receita operacional líquida	8.426	2.738	7.071	2.298
Custos dos serviços prestados	(2.722)	(885)	(2.471)	(803)
Lucro bruto	**5.704**	**1.853**	**4.600**	**1.495**
Despesas gerais e administrativas	(192)	(62)	(169)	(55)
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**5.512**	**1.791**	**4.431**	**1.440**
Resultado financeiro	(2.102)	(683)	(1.620)	(526)
Lucro antes dos impostos	**3.410**	**1.108**	**2.811**	**914**
Imposto de renda e contribuição social	(1.172)	(381)	(959)	(312)
Lucro líquido da TAG	**2.238**	**727**	**1.852**	**602**

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

	12M22		12M21	
Ebitda – em R$ milhões	**100%**	**Participação da Companhia**	**100%**	**Participação da Companhia**
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**5.512**	**1.791**	**4.431**	**1.440**
Depreciação e amortização	672	218	669	217
Amortização da mais valia	914	297	916	298
Ebitda	**7.098**	**2.306**	**6.016**	**1.955**
Margem Ebitda	**84,2%**		**85,1%**	

Entre os anos comparados, o resultado de equivalência patrimonial aumentou R$ 125 milhões (20,8%), passando de R$ 602 milhões para R$ 727 milhões, respectivamente.

A variação foi consequência, substancialmente, da combinação dos seguintes efeitos: (i) R$ 351 milhões de acréscimo no Ebitda devido, principalmente, à atualização das tarifas de transporte e 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. Este aumento foi parcialmente atenuado pela variação cambial sobre um dos contratos de transporte; (ii) aumento da despesa financeira líquida, de R$ 157 milhões, oriundo, substancialmente, pelo acréscimo do CDI entre os anos em análise; e (iii) elevação de R$ 69 milhões, nas despesas de Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CSLL), em virtude, basicamente do aumento do lucro antes dos impostos.

Balanço Patrimonial

Os principais grupos do ativo e passivo da TAG em 31 de dezembro de 2022 e 2021 eram estes:

Balanço Patrimonial	**31/12/2022**	**31/12/2021**
ATIVO		
Ativo circulante	**2.828**	**2.079**
Caixa e equivalentes de caixa	688	439
Contas a receber de clientes	1.513	1.439
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	284	-
Outros ativos circulantes	343	201
Ativo não circulante	**30.585**	**31.154**
Depósitos vinculados	217	-
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	284	-
Outros ativos não circulantes	624	660
Imobilizado	26.706	27.742
Intangível	2.754	2.752
Total	**33.413**	**33.233**
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Passivo circulante	**4.341**	**3.707**
Instrumentos de dívida	3.974	3.377
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	-	11
Outros passivos circulantes	367	319
Passivo não circulante	**20.356**	**22.778**
Instrumentos de dívida	15.584	19.632
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	-	412
Imposto de renda e contribuição social diferidos	3.908	2.075
Outros passivos não circulantes	864	659
Patrimônio líquido	**8.716**	**6.748**
Total	**33.413**	**33.233**

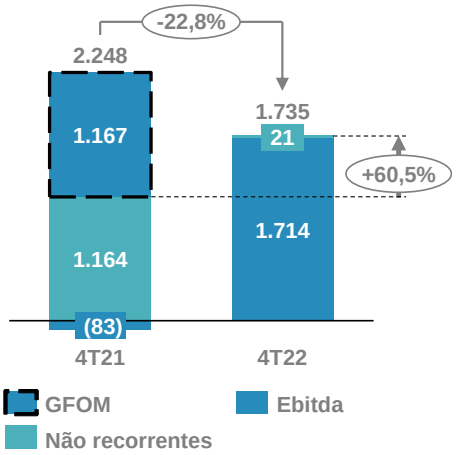
Ebitda e Margem Ebitda

Ebitda por segmento – 4T22 x 4T21 (em R$ milhões)

	Energia elétrica					
	Geração	Transmissão	*Trading*	Painéis Solares	Transporte de Gás	Consolidado
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%**
4T21						
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	902	(197)	9	(92)	128	750
Depreciação e amortização	334	-	-	-	-	334
Ebitda	**1.236**	**(197)**	**9**	**(92)**	**128**	**1.084**
Impairment, líquido	886	-	-	78	-	964
Alienação de subsidiária	200	-	-	-	-	200
Ebitda ajustado	**2.322**	**(197)**	**9**	**(14)**	**128**	**2.248**
Margem Ebitda ajustada	**108,6%**	**(59,3%)**	**3,1%**	**(116,7%)**	**-**	**81,2%**
Variação						
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	208	379	(6)	92	64	737
Depreciação e amortização	(107)	-	-	-	-	(107)
Ebitda	**101**	**379**	**(6)**	**92**	**64**	**630**
Impairment, líquido	(865)	-	-	(78)	-	(943)
Alienação de subsidiária	(200)	-	-	-	-	(200)
Ebitda ajustado	**(964)**	**379**	**(6)**	**14**	**64**	**(513)**
Margem Ebitda ajustada	**(52,1 p.p.)**	**94,2 p.p.**	**(1,4 p.p.)**	**(116,7 p.p.)**	**-**	**(25,3 p.p.)**

Entre o 4T22 e o 4T21, o Ebitda ajustado reduziu R$ 513 milhões (22,8%), passando de R$ 2.248 milhões no 4T21 para **R$ 1.735 milhões no 4T22**. A variação foi consequência da combinação dos seguintes **efeitos negativos**: (i) R$ 964 milhões (41,5%) no segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia; e (ii) R$ 6 milhões (66,7%) oriundos do segmento de *trading* de energia. Os referidos impactos negativos foram parcialmente atenuados pelos seguintes **efeitos positivos**: (iii) R$ 379 milhões (192,4%) oriundos do segmento de transmissão de energia; (iv) R$ 64 milhões (50,0%) decorrentes de maior resultado de participação societária em controlada em conjunto – TAG; e (v) R$ 14 milhões (100,0%) no segmento de painéis solares, o qual foi alienado no primeiro trimestre de 2022.

Ebitda Ajustado



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

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$ 1.167 milhões referente à repactuação do risco hidrológico (GFOM) registrado no 4T21; (ii) R$ 41 milhões de materiais e serviços de terceiros; (iii) R$ 38 milhões de receita de remuneração e atualização monetária sobre ativos de concessões das UHEs Jaguara e Miranda; (iv) R$ 32 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo; (v) R$ 28 milhões de seguros; (vi) R$ 25 milhões relativos a *royalties*; (vii) R$ 20 milhões relativos aos custos com pessoal; (viii) R$ 4 milhões nas compras de energia; e (ix) R$ 5 milhões relativos às demais receitas, custos e despesas operacionais e administrativas. Esses efeitos foram atenuados pelo acréscimo dos seguintes fatores: (x) R$ 381 milhões da combinação das variações de quantidade de energia vendida e do preço médio líquido de venda; e (xi) R$ 15 milhões com consumo de combustível próprio.

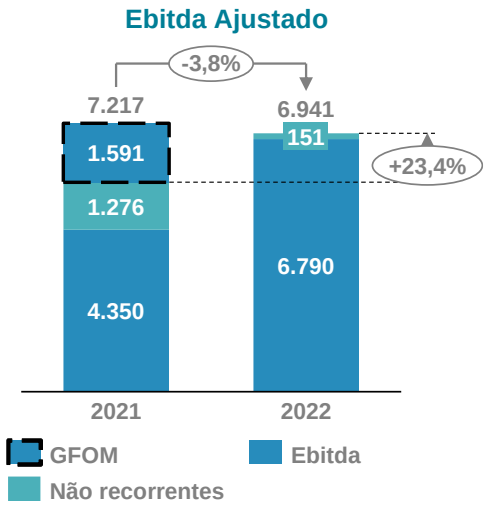
Adicionalmente, o Ebitda foi impactado positivamente pelo segmento de transmissão, cujos efeitos foram, substancialmente, os seguintes: (i) R$ 337 milhões de acréscimo do resultado de construção, haja vista a evolução das obras; (ii) R$ 24 milhões de aumento na receita de remuneração dos ativos de contrato; (iii) R$ 20 milhões oriundo do ajuste positivo de preço da aquisição de Novo Estado Transmissora de Energia; e (iv) R$ 4 milhões de reconhecimento de Receita Anual Permitida (RAP) de O&M, líquida dos custos.

Considerando os efeitos não recorrentes e a repactuação do risco hidrológico, o Ebitda aumentou R$ 630 milhões (58,1%) entre os trimestres, passando de R$ 1.084 milhões no 4T21 para R$ 1.714 milhões no 4T22. No 4T22, o Ebitda ajustado **sem os efeitos da repactuação do risco hidrológico, foi de R$ 1.735 milhões, acréscimo de R$ 654 milhões (60,5%)** quando comparado com o montante de R$ 1.081 milhões reconhecido no 4T21.

Ebitda por segmento – 12M22 x 12M21 (em R$ milhões)

	Energia elétrica					
	Geração	Transmissão	*Trading*	Painéis Solares	Transporte de Gás	Consolidado
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%**
12M21						
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	4.121	264	14	(102)	602	4.899
Depreciação e amortização	1.042	-	-	-	-	1.042
Ebitda	**5.163**	**264**	**14**	**(102)**	**602**	**5.941**
Impairment, líquido	998	-	-	78	-	1.076
Alienação de subsidiária	200	-	-	-	-	200
Ebitda ajustado	**6.361**	**264**	**14**	**(24)**	**602**	**7.217**
Margem Ebitda ajustada	**74,3%**	**9,3%**	**1,3%**	**(77,4%)**	**-**	**57,5%**
Variação						
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	344	308	(3)	128	125	902
Depreciação e amortização	(53)	-	-	-	-	(53)
Ebitda	**291**	**308**	**(3)**	**128**	**125**	**849**
Impairment, líquido	(813)	-	-	(196)	-	(1.009)
Alienação de subsidiária	(210)	-	-	94	-	(116)
Ebitda ajustado	**(732)**	**308**	**(3)**	**26**	**125**	**(276)**
Margem Ebitda ajustada	**(15,1 p.p.)**	**24,3 p.p.**	**0,3 p.p.**	**106,0 p.p.**	**-**	**0,8 p.p.**

Entre 2022 e o 2021, o Ebitda ajustado reduziu R$ 276 milhões (3,8%), passando de R$ 7.217 milhões em 2021 para **R$ 6.941 milhões em 2022**. A variação foi consequência da combinação dos seguintes **efeitos negativos**: (i) R$ 732 milhões (11,5%) no segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia; e (ii) R$ 3 milhões (21,4%) oriundos do segmento de *trading* de energia. Os referidos impactos negativos foram parcialmente atenuados pelos seguintes **efeitos positivos**: (iii) R$ 308 milhões (116,7%) oriundos do segmento de transmissão de energia; (iv) R$ 125 milhões (20,8%) decorrentes de maior resultado de participação societária em controlada em conjunto – TAG; e (v) R$ 26 milhões (108,3%) no segmento de painéis solares, o qual foi alienado no primeiro trimestre de 2022.



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

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$ 1.591 milhões referente à repactuação do risco hidrológico (GFOM) registrado no ano de 2021; (ii) R$ 695 milhões nas compras de energia; (iii) R$ 71 milhões de receita de remuneração e atualização monetária sobre ativos de concessões das UHEs Jaguara e Miranda; (iv) R$ 59 milhões relativos a *royalties*; (v) R$ 21 milhões de materiais e serviços de terceiros; e (vi) R$ 16 milhões de seguros. Esses efeitos foram atenuados pelo acréscimo dos seguintes fatores: (vii) R$ 1.187 milhões da combinação das variações de quantidade de energia vendida e do preço médio líquido de venda; (viii) R$ 247 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo; (ix) R$ 220 milhões com consumo de combustível próprio; (x) R$ 66 milhões relativos aos custos com pessoal; e (xi) R$ 1 milhão relativo às demais receitas, custos e despesas operacionais e administrativas.

Adicionalmente, o segmento de transmissão impactou positivamente o Ebitda, cujos efeitos foram, substancialmente, os seguintes: (i) R$ 204 milhões de acréscimo do resultado de construção, haja vista a evolução das obras; (ii) R$ 74 milhões de aumento na receita de remuneração dos ativos de contrato; (iii) R$ 20 milhões oriundo do ajuste positivo de preço da aquisição de Novo Estado Transmissora de Energia; e (iv) R$ 13 milhões de reconhecimento de Receita Anual Permitida (RAP) de O&M, líquida dos custos.

Considerando os efeitos não recorrentes e a repactuação do risco hidrológico, o Ebitda aumentou R$ 849 milhões (14,3%) entre os anos, passando de R$ 5.941 milhões em 2021 para R$ 6.790 milhões em 2022. O Ebitda ajustado e **sem os efeitos da repactuação do risco hidrológico, foi de R$ 6.941 milhões em 2022, acréscimo de R$ 1.315 milhões (23,4%)** quando comparado com o montante de R$ 5.626 milhões reconhecido em 2021.

Margem Ebitda Ajustada Consolidada

A margem Ebitda ajustada consolidada apresentou redução de 25,3 p.p., passando de 81,2% no 4T21 para 55,9% no 4T22. No comparativo anual passou de 57,5% em 2021 para 58,3% em 2022, aumento de 0,8 p.p.

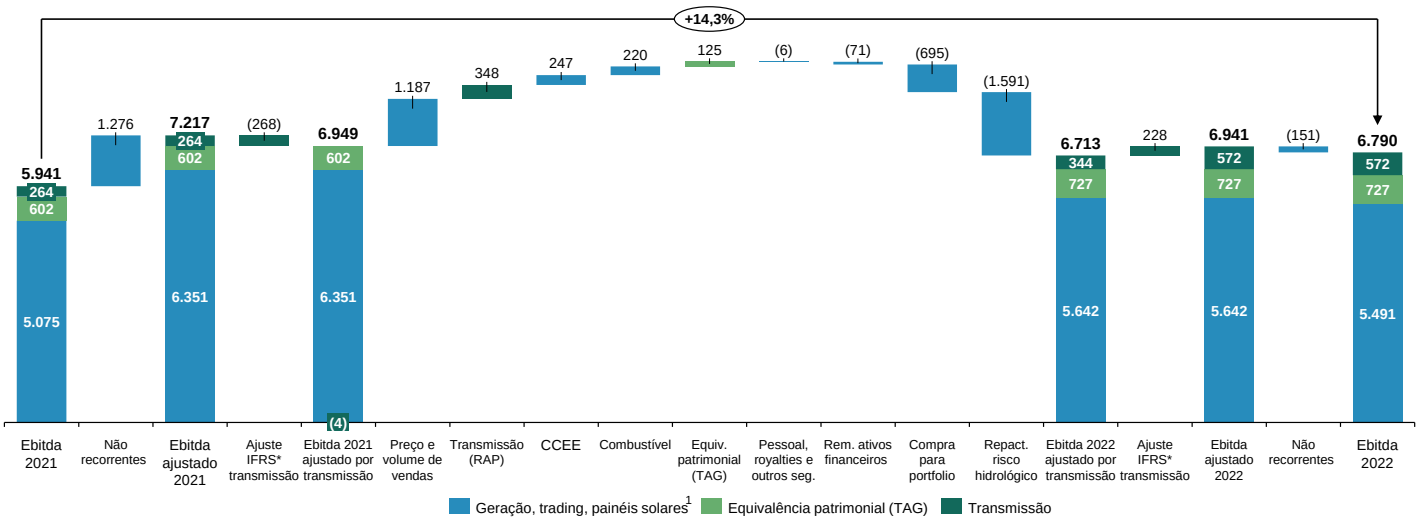
Destaca-se que a margem Ebitda ajustada consolidada é parcialmente reduzida pelos efeitos das operações de *trading* de energia e do reconhecimento da receita e dos custos relativos à construção dos sistemas de transmissão, os quais apresentam margens inferiores às auferidas pelas demais operações realizadas pela Companhia.

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)	4T22	4T21	Var. %	12M22	12M21	Var. %
Lucro líquido	891	78	1.042,3	2.665	1.565	70,3
(+) Imposto de renda e contribuição social	168	(149)	(212,8)	621	255	143,5
(+) Resultado financeiro	428	821	(47,9)	2.515	3.079	(18,3)
(+) Depreciação e amortização	227	334	(32,0)	989	1.042	(5,1)
Ebitda	**1.714**	**1.084**	**58,1**	**6.790**	**5.941**	**14,3**
Efeitos não recorrentes						
(+) *Impairment*, líquido	21	964	(97,8)	67	1.076	(93,8)
(+) Alienação de subsidiária	-	200	(100,0)	84	200	100,0
Ebitda ajustado	**1.735**	**2.248**	**(22,8)**	**6.941**	**7.217**	**(3,8)**
Ebitda societário transmissão (IFRS)	(182)	197	(192,4)	(572)	(264)	116,7
Ebitda regulatório transmissão (RAP)	121	2	2.950,0	344	-4	8.700,0
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão	**1.674**	**2.447**	**(31,6)**	**6.713**	**6.949**	**(3,4)**

Evolução do Ebitda

R$ milhões



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

Resultado Financeiro

(Valores em R$ milhões)	4T22	4T21	Variação	12M22	12M21	Variação
Renda de aplicações financeiras	108	97	11	518	205	313
Outras receitas financeiras	23	13	10	67	76	(9)
Total receitas financeiras	**131**	**110**	**21**	**585**	**281**	**304**
Dívida:						
Juros	(302)	(307)	5	(1.433)	(1.083)	(350)
Atualização monetária	(97)	(407)	310	(768)	(1.098)	330
Outras despesas financeiras, líquidas	(12)	(37)	25	(172)	(129)	(43)
Total despesas financeiras	**(411)**	**(751)**	**340**	**(2.373)**	**(2.310)**	**(63)**
Concessões a pagar (Uso de Bem Público):						
Atualização monetária	(29)	(109)	80	(264)	(678)	414
Atualização a valor presente	(119)	(71)	(48)	(463)	(372)	(91)
Total despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	**(148)**	**(180)**	**32**	**(727)**	**(1.050)**	**323**
Resultado financeiro	**(428)**	**(821)**	**393**	**(2.515)**	**(3.079)**	**564**

Receitas financeiras: no 4T22, as receitas financeiras atingiram R$ 131 milhões, R$ 21 milhões ou 19,1% acima dos R$ 110 milhões auferidos no mesmo trimestre de 2021, em razão, substancialmente, do aumento de R$ 11 milhões na receita com aplicações financeiras.

No comparativo entre os anos, as receitas financeiras aumentaram R$ 304 milhões (108,2%), passando de R$ 281 milhões em 2021 para R$ 585 milhões em 2022, em virtude, principalmente, do aumento na receita com aplicações financeiras no montante de R$ 313 milhões. Os acréscimos foram motivados, substancialmente, pelo aumento do CDI entre os trimestres e anos analisados.

Despesas financeiras: as despesas financeiras no 4T22 foram de R$ 411 milhões, isto é, R$ 340 milhões ou 45,3% abaixo das registradas no mesmo trimestre do ano anterior, que foram de R$ 751 milhões. As principais variações observadas foram decorrentes da redução de R$ 315 milhões sobre dívida, entre os trimestres analisados, dos quais: (i) R$ 310 milhões de atualização monetária, pela redução dos índices inflacionários; e (ii) R$ 5 milhões de juros.

Em base anual, as despesas aumentaram de R$ 2.310 milhões em 2021 para R$ 2.373 milhões em 2022, ou seja, R$ 63 milhões (2,7%), resultado da combinação, principalmente, dos seguintes efeitos: (i) acréscimo de R$ 20 milhões sobre dívida, entre os anos analisados, dos quais: (i.i) aumento de R$ 350 milhões de juros, em razão, principalmente, da emissão de debêntures e contratação de empréstimos e financiamentos ao longo dos anos de 2021 e 2022; (i.ii) redução de R$ 330 milhões de atualização monetária, pela variação da inflação.

Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público): as despesas de concessões a pagar reduziram em R$ 32 milhões (17,8%), atingindo R$ 148 milhões no 4T22 em contrapartida aos R$ 180 milhões no 4T21, em virtude dos seguintes fatores: (i) decréscimo de R$ 80 milhões de atualização monetária, em decorrência, principalmente, da desaceleração do IPCA; e (ii) R$ 48 milhões de acréscimo pela atualização a valor presente das concessões a pagar.

Na comparação entre os anos, houve redução de R$ 323 milhões, ou seja 30,8%, passando de R$ 1.050 milhões em 2021 para R$ 727 milhões em 2022, resultado dos seguintes efeitos: (i) redução de R$ 414 milhões de atualização monetária, motivada, principalmente, pela alteração do índice inflacionário do contrato de concessão da Usina Hidrelétrica Cana Brava, a partir de outubro de 2021, para IPCA em substituição ao IGP-M, bem como pela desaceleração do IPCA; e (ii) R$ 91 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 4T22 foi negativo em R$ 168 milhões, variação de R$ 317 milhões (212,8%) quando comparado ao mesmo trimestre de 2021, o qual foi positivo em R$ 149 milhões. No acumulado do ano, essas despesas aumentaram R$ 366 milhões (143,5%), passando de R$ 255 milhões em 2021 para R$ 621 milhões em 2022. As variações foram motivadas, principalmente, pelo aumento do lucro antes do IR e CSLL entre os períodos observados. Desconsiderando os efeitos não recorrentes, as despesas com IR e CSLL, aumentaram R$ 103 milhões (37,1%) e R$ 54 milhões (7,4%), respectivamente, entre os trimestres e anos analisados.

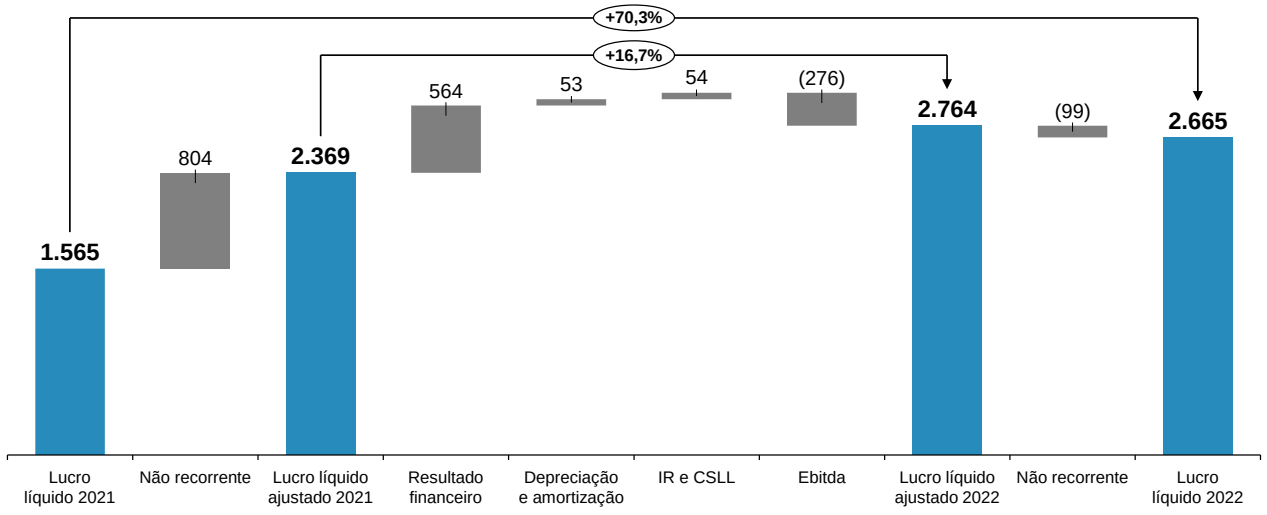
Lucro Líquido

O lucro líquido do 4T22 foi de R$ 891 milhões, R$ 813 milhões ou 1.042,3% maior do que os R$ 78 milhões apresentados no mesmo trimestre do ano anterior. Esse acréscimo é consequência da combinação dos seguintes efeitos: (i) redução de efeitos não recorrentes com impacto líquido positivo de R$ 723 milhões; (ii) redução de R$ 513 milhões no Ebitda ajustado; (iii) efeito positivo de R$ 393 milhões do resultado financeiro líquido; (iv) redução de R$ 107 milhões da depreciação e amortização; e (v) redução de R$ 103 milhões do imposto de renda e da contribuição social, considerando as transações recorrentes. Excluindo-se os efeitos não recorrentes, o lucro líquido aumentou em R$ 90 milhões (11,0%) entre os trimestres em comparação. Adicionalmente, excluindo-se o efeito da repactuação do risco hidrológico reconhecido no 4T21, o lucro líquido tem um crescimento de 1.908,9%.

Em bases anuais, **o lucro líquido** aumentou de R$ 1.565 milhões em 2021 para **R$ 2.665 milhões em 2022, ou seja, acréscimo de R$ 1.100 milhões ou 70,3%**. Esse aumento é consequência da combinação dos seguintes efeitos: (i) redução de efeitos não recorrentes com impacto líquido positivo de R$ 705 milhões; (ii) efeito positivo de R$ 564 milhões do resultado financeiro líquido; (iii) redução de R$ 276 milhões no Ebitda ajustado; (iv) redução de R$ 53 milhões da depreciação e amortização; e (v) redução de R$ 54 milhões do imposto de renda e da contribuição social, considerando as transações recorrentes. Excluindo-se os efeitos não recorrentes, o lucro líquido aumentou em R$ 395 milhões (16,7%) entre os anos em comparação. Adicionalmente, excluindo-se o efeito da repactuação do risco hidrológico reconhecido em 2021, o lucro líquido tem um crescimento de 109,6%.

Evolução do Lucro Líquido

R$ milhões



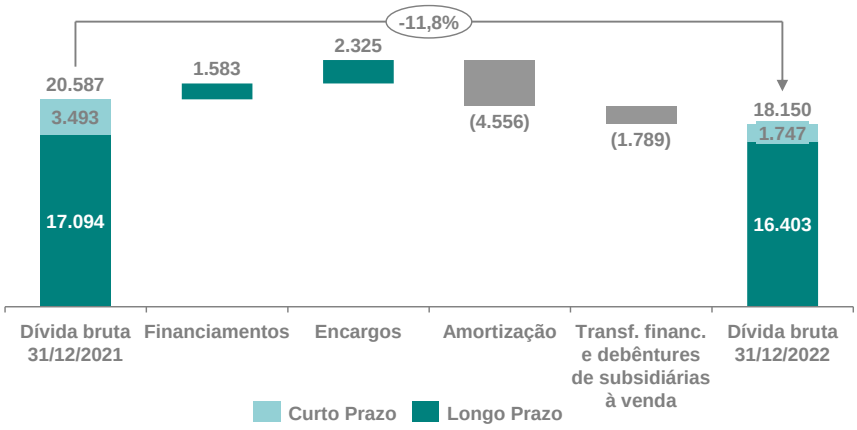
Endividamento

Em 31 de dezembro de 2022, a **dívida bruta total consolidada,** representada, principalmente, por empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais resgatáveis, líquidos dos efeitos de operações de *hedge,* **totalizava R$ 18.150 milhões — redução de 11,8%** (R$ 2.437 milhões) comparativamente à posição de 31 de dezembro de 2021. O **prazo médio de vencimento da dívida** no fim de 2022 era de **7,6 anos.**

A variação no endividamento da Companhia está relacionada, principalmente, à combinação dos seguintes fatores, ocorridos no ano de 2022: (i) R$ 1.789 milhões de transferência de financiamentos e debêntures de subsidiárias reclassificadas para Ativo Mantido para Venda; (ii) R$ 1.583 milhões de saques junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e bancos repassadores para aquisição de subsidiárias e construção dos projetos Conjunto Eólico Santo Agostinho e Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado; (iii) geração de R$ 2.325 milhões em encargos incorridos a serem pagos e variação monetária; e (iv) R$ 4.556 milhões em amortizações de empréstimos, financiamentos e debêntures.

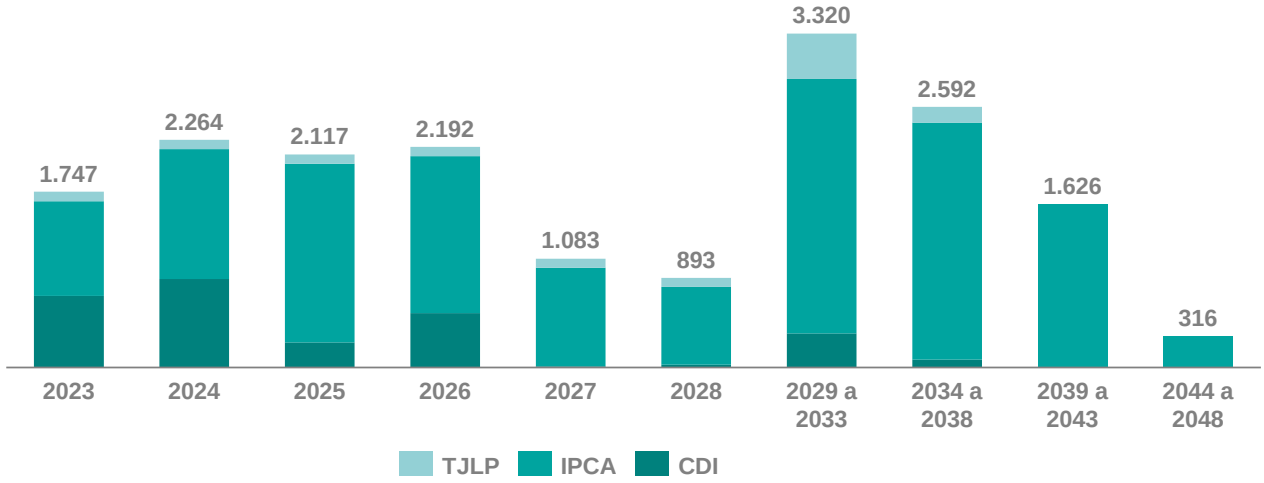
Dívida Bruta

R$ milhões



Cronograma de Vencimento da Dívida

R$ milhões



O custo médio ponderado nominal da dívida ao fim do ano de 2022 **foi 11,4%** — equivalente a IPCA + 5,3% — (13,1% — equivalente a IPCA + 2,8% — no fim de 2021). A redução em relação ao mesmo trimestre do ano anterior deve-se, principalmente, à desaceleração do IPCA no período.

Em 31 de dezembro de 2022, 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$ 15.685 milhões, aumento de 7,3%** em relação ao registrado ao fim de 2021.

Composição da Dívida



Dívida Líquida

R$ milhões

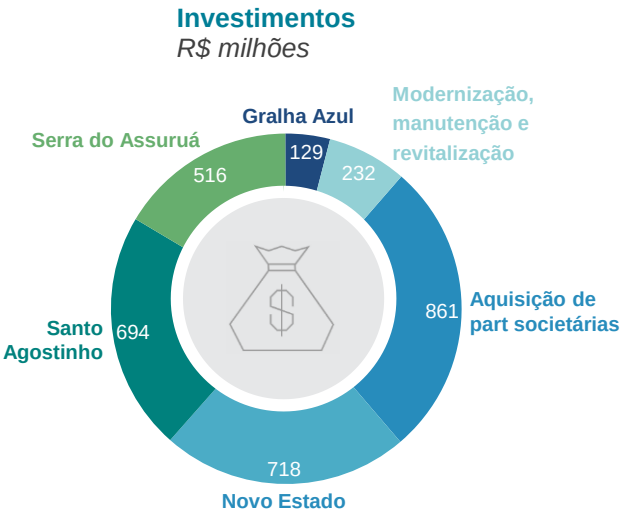
	31/12/2022	31/12/2021	Var. %
Dívida bruta	17.941	20.645	(13,1)
Resultado de operações com derivativos	209	-58	(461,0)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	-229	-819	(72,0)
Caixa e equivalentes de caixa	-2.236	-5.156	(56,6)
Dívida líquida total	**15.685**	**14.612**	**7,3**
Dívida líquida x Ebitda	**2,3X**	**2,0X**	


Usina Hidrelétrica Salto Osório

Investimentos

Os investimentos totais da ENGIE Brasil Energia no 4T22 somaram R$ 916 milhões, dos quais: (i) R$ 188 milhões destinados a aquisição de participações societárias, sendo: (i.i) parcela de R$ 165 milhões do Conjunto Eólico Serra do Assuruá; e (i.ii) R$ 23 milhões do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol; (ii) R$ 657 milhões na construção dos novos projetos, sendo: (ii.i) R$ 324 milhões concentrados na Novo Estado Transmissora de Energia; (ii.ii) R$ 180 milhões no Conjunto Eólico Serra do Assuruá; (ii.iii) R$ 147 milhões no Conjunto Eólico Santo Agostinho – Fase I; e (ii.iv) R$ 6 milhões no Sistema de Transmissão Gralha Azul; (iii) R$ 57 milhões designados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador; e (iv) R$ 14 milhões para a modernização da Usina Hidrelétrica Salto Osório.

No ano de 2022, a Companhia investiu R$ 3.150 milhões, dos quais: (i) R$ 861 milhões foram aplicados na aquisição de participações societárias, sendo: (i.i) R$ 656 milhões nos Conjuntos Fotovoltaicos Floresta e Paracatu; (i.ii) R$ 182 milhões no Conjunto Eólico Serra do Assuruá; e (i.iii) R$ 23 milhões no Conjunto Fotovoltaico Assú Sol; (ii) R$ 2.057 milhões na construção de novos projetos, sendo: (ii.i) R$ 718 milhões concentrados na Novo Estado Transmissora de Energia; (ii.ii) R$ 694 milhões no Conjunto Eólico Santo Agostinho – Fase I; (ii.iii) R$ 516 milhões no Conjunto Eólico Serra do Assuruá; e (ii.iv) R$ 129 milhões no Sistema de Transmissão Gralha Azul; (iii) R$ 186 milhões foram destinados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador; e (iv) R$ 46 milhões designados para a modernização da Usina Hidrelétrica Salto Osório.



Dividendos e Juros sobre o Capital Próprio

O Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia aprovou, em reunião realizada em 2 de agosto de 2022, o crédito de **dividendos intercalares com base nas demonstrações financeiras levantadas em 30 de junho de 2022**, no valor de **R$ 577,9 milhões (R$ 0,7082542240 por ação)**, representando um ***payout* de 55%** do lucro líquido distribuível do primeiro semestre de 2022. O montante foi pago em 12 de dezembro de 2022.

Em 8 de novembro de 2022 foi aprovado o crédito de **dividendos intercalares complementares com base nas demonstrações financeiras levantadas em 30 de junho de 2022**, no valor de **R$ 472,8 milhões (R$ 0,5794807287 por ação)**, representando um ***payout* complementar de 45%** do lucro líquido distribuível do primeiro semestre de 2022, atingindo *payout* de 100% no período. O provento foi pago juntamente com o citado acima.

Posteriormente, na reunião do dia 8 de dezembro de 2022, foi aprovada a distribuição de **juros sobre o capital próprio** referentes ao exercício de 2022, no valor de **R$ 200,0 milhões (R$ 0,2451197455 por ação)**. A data ex-juros sobre o capital próprio foi 23 de dezembro de 2022 e a data de pagamento será definida posteriormente pela Diretoria Executiva.

Adicionalmente, na Reunião do Conselho de Administração de 16 de fevereiro de 2023, foi aprovada a proposta de distribuição de **dividendos complementares** ao exercício de 2022, no montante de **R$ 1.455,2 milhões (R$ 1,7834407362 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 2022 atingiu R$ 2.705,9 milhões (R$ 3,3162954344 por ação), equivalente a 100% do lucro líquido ajustado, com *dividend yield* de 8,1%, 1,9 p.p. superior ao registrado no ano anterior.

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", com destaque ao compromisso de redução das emissões de CO_2 em 46% entre 2019 e 2030, o que é uma *Science Based Target* (Metas Baseadas na Ciência) e atingimento da neutralidade de emissões até 2045.

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 2022, das 76 usinas instaladas em 12 estados das cinco regiões do país, 11 são certificadas de acordo com as normas de gestão NBR ISO 9001 (da Qualidade), NBR ISO 14001 (do Meio Ambiente) e NBR ISO 45001 (da Saúde e Segurança no Trabalho), com potência somada que corresponde a 79,8% da capacidade total operada pela Companhia.

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

Fórum de Sustentabilidade

Criado em 2007, o Fórum de Sustentabilidade da Companhia atualmente é formado por 12 membros, de diferentes áreas, especialmente as que se relacionam mais proximamente com *stakeholders*, como acionistas, clientes, fornecedores, empregados, mídia e comunidades. A coordenação é da Diretoria Administrativa, e um dos membros é o representante dos empregados no Conselho de Administração. Entre outros, o Fórum 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;
- Contribuir para o emprego das melhores práticas de governança corporativa; e
- Propor, obter aprovação da Diretoria Executiva e atuar articuladamente com as unidades organizacionais para atingir as metas do Fórum de Sustentabilidade.

Destaques do Trimestre

- O auxílio creche/babá, um benefício antes aplicável apenas aos filhos de colaboradoras da Companhia, passou a ser aplicável aos filhos de todos os colaboradores, sem distinção de sexo.
- Em novembro foi celebrado o encerramento e entrega de certificados do projeto de Educação e Alfabetização de Jovens e Adultos (EJA) no município de Pacajá (PA), no entorno do Sistema de Transmissão Novo Estado, **beneficiando, entre alunos e professores capacitados, mais de 400 pessoas,** e que contou com investimentos da ENGIE Brasil Energia em parceria com a Secretaria de Educação do município. Como parte do projeto, também foi entregue à Secretaria um Laboratório Interdisciplinar para Formação de Educadores, que auxiliará professores e estudantes, além de oferecer inclusão digital. Uma biblioteca com gêneros diversificados também será montada na região.
- A sede comunitária do Distrito de Firmamento, localizada na zona rural de Lajes, no Rio Grande do Norte, passou por reforma, beneficiando de forma direta 53 famílias. Além disso, criou-se um laboratório de informática para uso da comunidade. O novo laboratório poderá promover inclusão tecnológica de qualidade para a comunidade, melhorando o acesso à informação e às possibilidades de interação e conhecimento. O investimento foi de mais de R$ 200 mil.
- A ENGIE foi eleita, pela segunda vez consecutiva, como a **empresa de energia com melhor reputação ESG do mercado brasileiro, de acordo com o Ranking Caliber de Reputação**. O *ranking* foi elaborado em parceria com o Meio & Mensagem, principal canal de informação sobre marketing e comunicação do Brasil.
- Em dezembro, foram anunciadas as iniciativas vencedoras do terceiro edital do **Programa Mulheres do Nosso Bairro,** criado pela Companhia em 2020 para combater os desafios ocasionados pela pandemia com foco em geração de renda para o público feminino. Nesta edição, foram selecionados para aceleração 33 negócios locais e 3 ideias inovadoras, distribuídos entre as categorias: Empreendimentos Locais, Cozinhas Solidárias e Inovação Social. Saiba mais em https://mulheresdonossobairro.com.br/.
- Também em dezembro foi **divulgado pelo CDP (antigo Carbon Disclosure Project) o primeiro reporte da ENGIE Brasil Energia** à instituição sobre sua gestão de carbono. A Companhia obteve o score "B" – terceira melhor pontuação.

- No trimestre foi realizada a **soltura de mais de 20 mil peixes (alevinos) no entorno das Usinas Hidrelétricas de Salto Santiago (PR), Salto Osório (PR) e Machadinho (RS).** As solturas fazem parte do Programa de Manejo e Conservação da Ictiofauna das Usinas, com objetivo de preservar a biodiversidade local, por meio da produção e soltura de espécies nativas.
- A ENGIE Brasil Energia **conquistou em 2022, pela quinta vez consecutiva, o certificado Selo Clima Paraná.** A Companhia foi premiada na maior classificação, da Categoria A: Mercado Externo. O Selo Clima Paraná tem como objetivo reconhecer empresas e entidades que atuam no Estado de forma alinhada à preservação de recursos naturais.



UHE Estreito – Projeto Gotas de Esperança

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 4T22 e 4T21, associando cada indicador aos da GRI *Standards*.

Indicadores de Sustentabilidade[1]

Item	Dimensão[2]	Indicador	Temas materiais	Indicador GRI[3]	4T22	4T21	Variação	12M22	12M21	Variação
1	Qualidade	Número de usinas em operação	- Priorização de fontes renováveis para a geração de energia - Gestão de Emissões	102-7, EU1	76	68	8	76	68	8
2		Capacidade instalada operada (MW)		102-7, EU1	10.174	9.939	2,4%	10.174	9.939	2,4%
3		Capacidade instalada própria (MW)		102-7, EU1	8.453	8.219	2,9%	8.453	8.219	2,9%
4		Número de usinas certificadas		102-16, EU6	11	11	0	11	11	0
5		Capacidade operada certificada (MW)		102-16, EU6	8.115	8.102	0,2%	8.115	8.102	0,2%
6		Capacidade operada certificada em relação à total		102-16, EU6	79,8%	81,5%	-1,8 p.p.	79,8%	81,5%	-1,8 p.p.
7		Capacidade operada proveniente de fontes renováveis		102-7, EU1	9.829	9.594	2,4%	9.829	9.594	2,4%
8		Capacidade operada proveniente de fontes renováveis em relação à total		102-7, EU1	96,6%	96,5%	0,1 p.p.	96,6%	96,5%	0,1 p.p.
9		Geração de energia total (GWh)		EU2	12.696	8.678	46,3%	43.913	37.916	15,8%
10		Geração de energia certificada		102-16, EU6	10.841	7.166	51,3%	36.512	29.019	25,8%
11		Geração certificada em relação à total		102-16, EU6	85,4%	82,6%	2,8 p.p.	83,1%	76,5%	6,6 p.p.
12		Geração de energia proveniente de fontes renováveis (GWh)		EU2	12.294	8.129	51,2%	42.778	32.652	31,0%
13		Geração proveniente de fontes renováveis em relação à total		EU2	96,8%	93,7%	3,2 p.p.	97,4%	86,1%	11,3 p.p.
14		Disponibilidade global do parque gerador		EU30	94,7%	93,7%	1,0 p.p.	92,5%	90,0%	2,5 p.p.
15	Meio Ambiente e Mudanças do Clima	Total de mudas plantadas e doadas	- Gestão de Emissões - Impulso à prosperidade das comunidades locais - Água e efluentes - Biodiversidade	304-1, 413-1	96.046	135.343	-29,0%	266.110	464.325	-42,7%
16		Número de visitantes às usinas e educação ambiental		413-1	66.066	36.169	82,7%	194.653	131.595	47,9%
17		Captação de água (megalitros)		303-3	1.689	96.864,6	-98,3%	6.008	488.499	-98,8%
18		Consumo de água (megalitros)		303-5	1.295	2.018,1	-35,8%	4.387	7.233	-39,3%
19		Emissões totais tCO_2e		D305-1, D305-2, D305-3	406.242	565.607	-28,2%	1.145.960	5.458.635	-79,0%
20		Intensidade de emissões de CO_2 (Usinas a comb. fóssil) (kg/MWh)		D305-1, D305-2, D305-3	1.087	1.160	-6,3%	1.087	1.100	-1,2%
21		Intensidade de emissões de CO_2 (Parque gerador) (kg/MWh)		D305-1, D305-2, D305-3	19	70	-73,2%	27	184	-85,3%
22	Pessoas	Total de colaboradores	- Segurança das equipes e das comunidades - Fomento a boas práticas socioambientais entre fornecedores e clientes	102-8	1.191	1.135	4,9%	1.191	1.135	4,9%
23		Mulheres na força de trabalho (%)		405-1	28,10%	26%	2,1 p.p.	28,10%	26%	2,1 p.p.
24		Taxa de Frequência (TF) operação e manutenção[4]		403-2	1,510	1,560	↓	1,320	0,568	↑
25		Taxa de Gravidade (TG) empregados próprios[5]		403-2	0,000	0,000	-	0,000	0,000	-
26		Taxa de Frequência (TF) obras[4]		403-2	0,834	1,860	↓	1,010	1,649	↓
27		Visitas Gerenciais de Saúde e Segurança - VGS		403-2	269	254	5,9%	999,0	1.474	-32,2%
28		Registro de Situações de Risco e Quase Acidentes		403-2	368	1.024	-64,1%	2.497,0	4.681	-46,7%
29	Responsabilidade Social[6]	Investimentos não incentivados	- Geração de resultado econômico e compartilhamento de valor com a sociedade - Impulso à prosperidade das comunidades locais	201-1, 413-1	1.162,5	3.028,4	-61,6%	3.499,5	7.078,0	-50,6%
30		Investimentos pelo Fundo da infância e adolescência - FIA		201-1, 413-1	1.761,7	587,7	199,8%	2.352,0	1.262,8	86,3%
31		Investimentos pela Lei de Incentivo à cultura - Rouanet		201-1, 413-1	4.775,6	2.035,2	134,7%	9.443,8	5.052,0	86,9%
32		Investimentos pela Lei de incentivo ao esporte		201-1, 413-1	1.619,1	850,0	90,5%	2.349,7	1.262,5	86,1%
35		Investimentos pelo Fundo Municipal do Idoso		201-1, 413-1	2.264,0	1.179,6	91,9%	2341,0	1.239,6	88,9%

Notas:

1 Informações adicionais sobre a sustentabilidade na Companhia estão no Relatório de Sustentabilidade (https://www.engie.com.br/investidores/relatorios-de-sustentabilidade/).

2 Referência: Política ENGIE de Gestão Sustentável.

3 GRI: Global Reporting Initiative, versão Standards e complemento setorial G4.

4 TF = nº de acidentes do trabalho ocorridos em cada milhão de horas de exposição ao risco.

5 TG = nº de dias perdidos com os acidentes de trabalho ocorridos em cada mil horas de exposição ao risco.

6 Valores em milhares de reais.

Governança Corporativa

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

O sistema de controles internos é baseado nas melhores práticas de mercado e fundamenta-se na técnica de autoavaliação (*self-assessment*), onde todas as áreas da Companhia possuem profissionais capacitados para avaliar, anualmente, os processos e controles relevantes nas suas áreas de atuação. Atualmente, o **Programa de Controles Internos é composto por 12 processos e 41 subprocessos com sua eficiência regularmente testados por auditoria independente e certificada pela Administração**. Qualquer desvio identificado em algum dos controles estabelecidos é prontamente tratado por meio de planos de ação gerenciados pelas áreas da organização envolvidas e pela equipe de controles internos. O Programa, em vigor na Companhia desde 2006, foi certificado em 2022 pela 17ª vez consecutiva, sem registro de controles com falhas relevantes e que pudessem gerar perdas significativas à Companhia.

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, 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.



Sede Administrativa Florianópolis

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

De um modo geral, o ano de 2022 foi marcado pelo arrefecimento da pandemia da Covid-19, trazendo alívio e recuperação do mercado de trabalho como um todo. Em compensação, o mundo acompanhou o início da guerra entre Rússia e Ucrânia, que abalou a economia mundial, afetou a oferta e os preços das commodities e forçou os bancos centrais ao redor do mundo a subirem taxas de juros na tentativa de conter a inflação. No Brasil, somados à iminente recessão global, estavam os riscos eleitorais, a criação de novos benefícios sociais e as incertezas fiscais. Para encerrar o ano, as notícias sobre definição da equipe econômica do novo governo e a proposta para furar o teto de gastos nos próximos quatro anos, contribuíram para a verdadeira montanha russa que foi o desempenho do Ibovespa (principal índice da bolsa de valores brasileira) em 2022.

As ações da ENGIE Brasil Energia registraram valorização de 0,5% no quarto trimestre de 2022. O Índice do Setor de Energia Elétrica (IEEX) cresceu 0,2% e o Ibovespa acumulou queda de 0,3% no período, fechando na casa dos 109 mil pontos. No acumulado do ano de 2022, as ações da Companhia registraram crescimento de 6,1%, enquanto o IEEX e o Ibovespa valorizaram 3,1% e 4,7%, respectivamente.

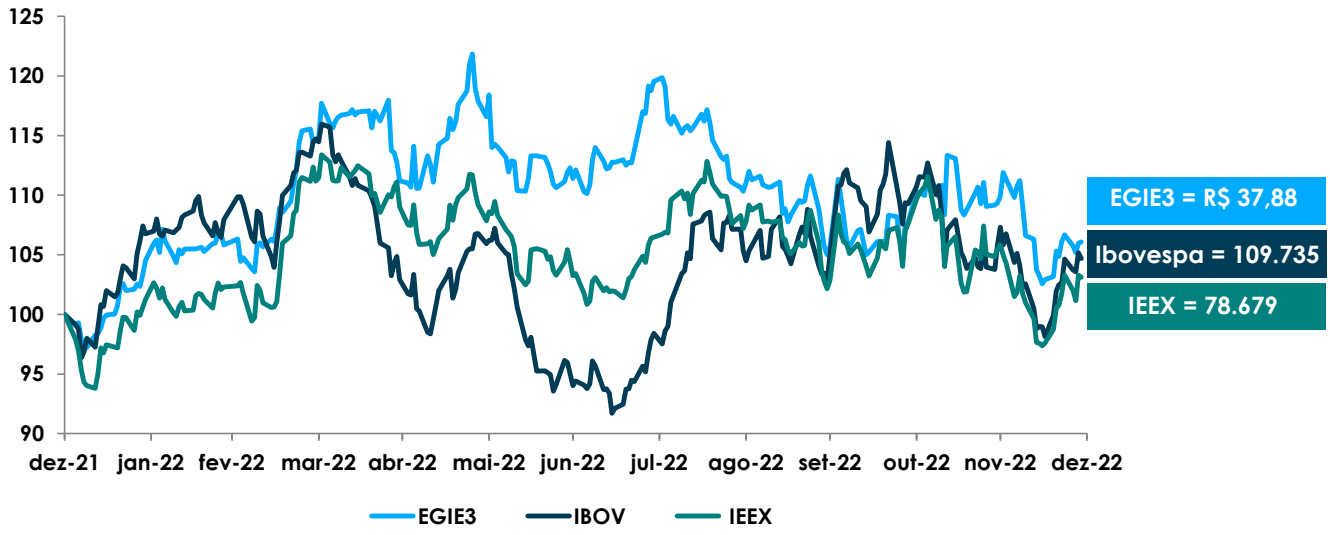
O volume médio diário da EGIE3 foi de R$ 73,2 milhões no 4T22, 38,6% acima do registrado no 4T21, quando atingiu R$ 52,8 milhões. No acumulado do ano de 2022, o volume médio diário de negociação alcançou R$ 66,8 milhões, acréscimo de 10,9% em relação ao ano de 2021, quando atingiu R$ 60,2 milhões.

No último pregão de dezembro de 2022, as ações da Companhia encerraram cotadas a R$ 37,88/ação**, o que confere à Companhia valor de mercado de R$ 30,9 bilhões.**

O volume médio diário da EGIE3 foi de R$ 73,2 milhões no 4T22, 38,6% acima do registrado no 4T21 e a cotação encerrou o trimestre e ano de 2022 em R$ 37,88/ação.

EGIE3 vs. Ibovespa vs. IEEX

(Base 100 – 31/12/2021)



ANEXO 1

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO – ATIVO

(Valores em R$ mil)	31/12/2022	31/12/2021
Ativo Circulante	**7.378.528**	**8.517.934**
Caixa e equivalentes de caixa	2.235.887	5.156.406
Contas a receber de clientes	1.143.117	1.114.105
Crédito de imposto de renda e contribuição social	181.438	248.324
Estoques	59.313	151.146
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	-	42.577
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	209.928	206.647
Depósitos vinculados	34.527	638.606
Prêmio de riscos a apropriar - Repactuação de risco hidrológico	15.089	15.089
Ativo financeiro de concessão	363.802	333.638
Ativo de contrato	558.179	387.529
Outros ativos circulantes	244.470	219.290
Ativo não circulante mantido para venda	2.332.778	4.577
Ativo Não Circulante	**30.808.224**	**29.597.791**
Realizável a Longo Prazo	**9.469.898**	**8.668.982**
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	31.981	184.155
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	45.638	100.523
Depósitos vinculados	235.970	265.432
Depósitos judiciais	71.435	79.198
Prêmio de riscos a apropriar - Repactuação de risco hidrológico	70.418	85.507
Ativo financeiro de concessão	2.856.475	2.729.112
Ativo de contrato	5.895.776	4.936.101
Outros ativos não circulantes	262.205	288.954
Investimentos	**3.006.423**	**2.366.708**
Imobilizado	**14.025.476**	**14.378.787**
Intangível	**4.134.944**	**4.038.156**
Direito de uso de arrendamentos	**171.483**	**145.158**
Total	**38.186.752**	**38.115.725**

ANEXO 2

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO – PASSIVO

(Valores em R$ mil)	31/12/2022	31/12/2021
Passivo Circulante	**5.890.219**	**5.775.159**
Fornecedores	511.408	649.962
Dividendos e juros sobre o capital próprio	181.104	56.558
Empréstimos e financiamentos	979.862	2.848.070
Debêntures	565.958	542.864
Ações preferênciais resgatáveis	107.148	-
Arrendamentos a pagar	23.990	19.568
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	406.871	274.071
Imposto de renda e contribuição social a pagar	143.288	82.443
Outras obrigações fiscais e regulatórias	120.970	106.555
Obrigações trabalhistas	153.809	171.232
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	189.932	190.348
Provisões	4.144	22.060
Obrigações com benefícios de aposentadoria	54.015	42.064
Passivos relacionados a ativos não circulantes mantidos para venda	2.005.671	-
Outros passivos circulantes	442.049	769.364
Passivo Não Circulante	**23.856.361**	**24.407.969**
Empréstimos e financiamentos	10.930.652	10.749.031
Debêntures	4.880.587	5.994.752
Ações preferênciais resgatáveis	476.918	510.160
Arrendamentos a pagar	131.708	106.816
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	4.849.081	4.544.720
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	31.527	80.414
Provisões	425.659	370.767
Obrigações com benefícios de aposentadoria	218.959	421.947
Imposto de renda e contribuição social diferidos	1.505.352	1.504.825
Outros passivos não circulantes	405.918	124.537
Patrimônio Líquido	**8.440.172**	**7.932.597**
Capital social	4.902.648	4.902.648
Reserva de capital	(156.743)	-
Reservas de lucros	2.381.683	3.561.197
Dividendos adicionais propostos	1.455.160	-
Ajustes de avaliação patrimonial	(146.226)	(534.837)
Participação de acionista não controlador	3.650	3.589
Total	**38.186.752**	**38.115.725**

ANEXO 3

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS CONSOLIDADOS

(Valores em R$ mil)	4T22	4T21	Var. %	12M22	12M21	Var. %
Receita Operacional Líquida	**3.101.414**	**2.768.822**	**12,0**	**11.906.605**	**12.540.673**	**-5,1**
Custos Operacionais	**(1.694.780)**	**(882.011)**	**92,1**	**(6.317.412)**	**(6.629.461)**	**-4,7**
Compras de energia	(550.042)	(649.621)	-15,3	(2.368.882)	(2.099.447)	12,8
Transações no mercado de energia de curto prazo	(20.467)	(101.002)	-79,7	(166.753)	(628.632)	-73,5
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	(164.715)	(153.196)	7,5	(625.137)	(606.253)	3,1
Combustíveis para geração	(35.025)	(49.571)	-29,3	(115.457)	(334.578)	-65,5
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*royalties*)	(48.825)	(24.387)	100,2	(154.069)	(94.568)	62,9
Pessoal	(94.132)	(73.682)	27,8	(235.594)	(306.126)	-23,0
Materiais e serviços de terceiros	(140.734)	(101.728)	38,3	(434.127)	(407.703)	6,5
Depreciação e amortização	(217.934)	(325.418)	-33,0	(953.346)	(1.012.205)	-5,8
Seguros	(35.095)	(6.255)	461,1	(90.841)	(74.097)	22,6
Reversão de provisões operacionais líquidas	(25.040)	(2.262)	1.007,0	9.012	1.432	529,3
Custo da implementação de infraestrutura de transmissão	(344.390)	(526.756)	-34,6	(1.120.351)	(2.563.993)	-56,3
Repactuação do risco hidrológico	-	1.167.153	-100,0	-	1.590.825	-100,0
Outros	(18.381)	(35.286)	-47,9	(61.867)	(94.116)	-34,3
Lucro Bruto	**1.406.634**	**1.886.811**	**-25,4**	**5.589.193**	**5.911.212**	**-5,4**
Receitas (Despesas) Operacionais	**(112.576)**	**(1.265.355)**	**-91,1**	**(515.745)**	**(1.615.073)**	**-68,1**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(113.141)	(92.103)	22,8	(366.184)	(329.656)	11,1
Impairment, líquido	(20.856)	(964.046)	-97,8	(66.078)	(1.076.158)	-93,9
Alienação de subsidiária	-	(200.143)	-100,0	(84.518)	(200.143)	-57,8
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	21.421	(9.063)	-336,4	1.035	(9.116)	-111,4
Resultado de Participações Societárias	**192.997**	**128.462**	**50,2**	**727.136**	**601.985**	**20,8**
Equivalência patrimonial	192.997	128.462	50,2	727.136	601.985	20,8
Lucro Antes do Resultado Financeiro e Tributos Sobre o Lucro	**1.487.055**	**749.918**	**98,3**	**5.800.584**	**4.898.124**	**18,4**
Resultado Financeiro	**(427.753)**	**(820.582)**	**-47,9**	**(2.515.290)**	**(3.078.690)**	**-18,3**
Receitas financeiras	131.469	109.775	19,8	585.191	280.849	108,4
Despesas financeiras	(411.679)	(750.268)	-45,1	(2.373.763)	(2.309.634)	2,8
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	(147.543)	(180.089)	-18,1	(726.718)	(1.049.905)	-30,8
Lucro Antes dos Tributos sobre o Lucro	**1.059.302**	**(70.664)**	**-1.599,1**	**3.285.294**	**1.819.434**	**80,6**
Imposto de renda	(117.061)	123.558	-194,7	(425.992)	(156.510)	172,2
Contribuição social	(51.614)	24.886	-307,4	(194.734)	(97.954)	98,8
Lucro Líquido do Exercício	**890.627**	**77.780**	**1.045,1**	**2.664.568**	**1.564.970**	**70,3**
Lucro atribuído aos:						
Acionistas da ENGIE Brasil Energia	890.228	77.436	1.049,6	2.663.079	1.563.725	70,3
Acionista não controlador da Ibitiúva Bionergética S.A.	399	344	16,0	1.489	1.245	19,6
Número de Ações Ordinárias	**815.927.740**	**815.927.740**		**815.927.740**	**815.927.740**	
Lucro Líquido por Ação	**1,0911**	**0,0949**	**1.049,6**	**3,2639**	**1,9165**	**70,3**

ANEXO 4

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA CONSOLIDADO

(Valores em R$ mil)	12M22	12M21
Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais		
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	3.285.294	1.819.434
Conciliação do lucro com o caixa gerado nas operações:		
Resultado de participações societárias	(727.136)	(601.985)
Depreciação e amortização	989.800	1.042.417
Provisão de redução ao valor recuperável de ativos, líquida	66.078	1.076.158
Repactuação do risco hidrológico	-	(1.590.825)
Juros e variação monetária	2.219.473	2.222.185
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	726.718	1.049.905
Alienação de subsidiária	84.518	200.143
Ajuste a valor de mercado de títulos e valores mobiliários	-	(30.931)
Remuneração de ativo financeiro de concessão	(485.490)	(556.480)
Remuneração de ativo de contrato	(755.119)	(681.063)
Perdas (ganhos) não realizados (as) em operações de *trading*, líquidos	2.301	(19.773)
Receita de construção de infraestrutura de transmissão	(914.384)	(2.154.548)
Perdas por ineficiência na construção	217.249	469.489
Resultado na alienação de investimentos	-	-
Outros	15.924	1.232
Lucro Ajustado	**4.725.226**	**2.245.358**
(Aumento) redução nos ativos		
Contas a receber de clientes	(47.241)	452.845
Crédito de imposto de renda e contribuição social	26.340	(137.314)
Depósitos vinculados e judiciais	60.473	(14.001)
Ativo financeiro de concessão	327.963	298.526
Ativo de contrato	323.022	10.131
Outros ativos	(16.205)	43.523
(Redução) aumento nos passivos		
Fornecedores	(127.614)	11.765
Outras obrigações fiscais e regulatórias	17.714	9.532
Obrigações trabalhistas	(9.342)	60.322
Obrigações com benefícios de aposentadoria	(41.531)	(36.211)
Outros passivos	(347.409)	231.663
Caixa Gerado pelas Operações	**4.891.396**	**3.176.139**
Pagamento de juros sobre dívidas, líquido de *hedge*	(1.065.683)	(808.247)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(488.220)	(397.075)
Caixa Gerado pelas Atividades Operacionais	**3.337.493**	**1.970.817**
Atividades de Investimento	**(1.784.437)**	**(582.485)**
Dividendos recebidos de controladas em conjunto	503.750	715.000
Aquisição de subsidiárias	(659.959)	-
Caixa e equivalentes de caixa de subsidiária adquirida	199.870	-
Aplicação no imobilizado e no intangível	(1.528.874)	(1.229.753)
Alienação de subsidiárias	25.319	-
Venda de títulos e valores mobiliários	-	32.439
Pagamento de obrigações vinculadas à aquisição de ativos	(49.912)	(11.361)
Recebimento pela alienação de subsidiária, líquido dos custos de venda	74.640	192.914
Caixa e equivalentes de caixa de subsidiárias alienadas	(61.839)	(38.318)
Pagamento de parcelas de concessões	(289.557)	(243.432)
Outros	2.125	26
Atividades de Financiamento	**(4.473.575)**	**(770.872)**
Captação de instrumentos de dívida	788.790	3.324.359
Emissão de instrumentos de dívida	-	762.462
Pagamento de instrumentos de dívida, líquido de hedge	(3.489.879)	(1.606.710)
Pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio	(2.286.031)	(2.792.602)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	513.545	(457.050)
Outros	-	(1.331)
Aumento de Caixa e Equivalentes de Caixa	**(2.920.519)**	**617.460**
Conciliação do Caixa e Equivalentes de Caixa		
Saldo inicial	5.156.406	4.538.946
Saldo final	2.235.887	5.156.406
Aumento de Caixa e Equivalentes de Caixa	**(2.920.519)**	**617.460**
Transações que não Envolveram o Caixa e Equivalentes de Caixa		
Dividendos destinados por controladas e controladas em conjunto	503.750	682.500
Dividendos intercalares, JSCP e dividendos adicionais creditados	2.440.593	1.459.112
Dividendos e juros sobre capital próprio não reclamados	11.684	10.177
ICMS sobre venda de energia elétrica	106.097	106.097
Obrigações vinculadas à aquisição de ativos	101.983	44.008
Remensuração das obrigações com benefícios de aposentadoria	(196.039)	20.614
Crédito de imposto de renda e contribuição social	(47.459)	3.616
Fornecedores de imobilizado e intangível	(7.298)	(160.115)
Ativos líquidos de controlada transferida para ANCMV	260.691	-
Ativos líquidos de controladas adquiridas	499.414	-
Constituição de reserva de capital	156.743	-
Provisões para desapropriações na construção de transmissão	1.093	6.220

ANEXO 5

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

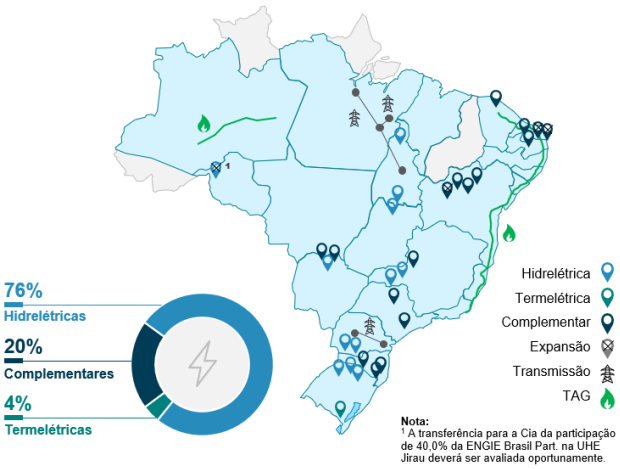
FACT SHEET 2022

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 uma das maiores produtoras privadas de energia 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 31.12.2022, seu valor de mercado era de R$ 30,9 bilhões e sua capacidade instalada própria totalizava **8.453 MW**, composta por **76 usinas**, das quais 11 são hidrelétricas, uma termelétrica e 64 complementares: três a biomassa, 50 eólicas, duas Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e nove solares. No segmento de transmissão, os Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado registraram no período 94% e 49% da RAP contratada, respectivamente.

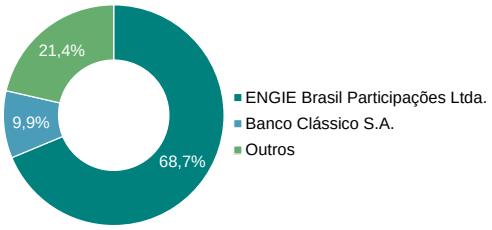
Portfólio equilibrado de negócios em infraestrutura em energia



Capacidade instalada própria de geração de energia de 8.453 MW (4.556 MWm), 4.500 Km de gasodutos, ~1.800 Km de linhas de transmissão em implantação e 909 Km em operação.

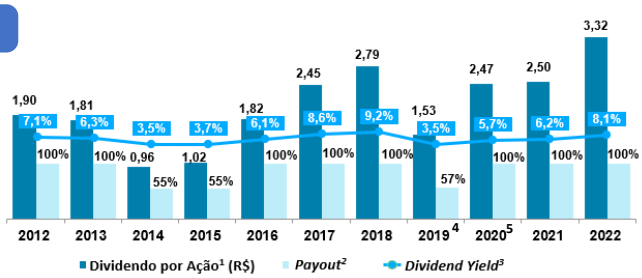
Composição Acionária

A ENGIE Brasil Energia é controlada pelo grupo franco-belga ENGIE, líder global na produção independente de energia, com atividades em aproximadamente 70 países. Com forte atuação em eletricidade, gás natural, serviços de energia e capacidade instalada de cerca de **100 GW** em energia elétrica, a ENGIE detém **68,7%** da Companhia, por meio da ENGIE Brasil Participações Ltda.



Política de Dividendos

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



Notas:

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

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

ANEXO 5

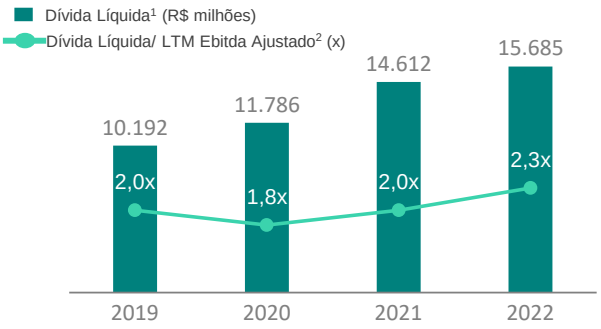
ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

FACT SHEET 2022

Consolidado (valores em R$ milhões)	4T22	4T21	Var.	12M22	12M21	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	3.102	2.769	**12,0%**	11.907	12.541	**-5,1%**
Resultado do Serviço (EBIT)	1.487	750	**98,3%**	5.801	4.898	**18,4%**
Ebitda [1]	1.714	1.084	**58,1%**	6.790	5.941	**14,3%**
Ebitda Ajustado [2]	1.735	2.248	**-22,8%**	6.941	7.217	**-3,8%**
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão [3]	1.674	2.447	**-31,6%**	6.713	6.949	**-3,4%**
Ebitda / ROL - (%) [1]	55,3	39,1	**16,2 p.p.**	57,0	47,4	**9,6 p.p.**
Ebitda / ROL - (%) Ajustada [2]	55,9	81,2	**-25,3 p.p.**	58,3	57,5	**0,8 p.p.**
Lucro Líquido	891	78	**1042,3%**	2.665	1.565	**70,3%**
Lucro Líquido Ajustado	904	815	**10,9%**	2.764	2.369	**16,7%**
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) Ajustado [4]	32,8	29,9	**2,9 p.p.**	32,8	29,9	**2,9 p.p.**
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) Ajustado [5]	20,7	22,4	**-1,8 p.p.**	20,8	20,2	**0,6 p.p.**
Dívida Líquida [6]	15.685	14.612	**7,3%**	15.685	14.612	**7,3%**
Produção de Energia Elétrica (MW médios) [7]	5.750	3.789	**51,7%**	5.013	3.906	**28,3%**
Energia Vendida (MW médios) [8]	4.398	4.234	**3,9%**	4.330	4.151	**4,3%**
Preço Líquido Médio de Venda (R$/MWh) [9]	223,05	190,84	**16,9%**	222,85	199,79	**11,5%**
Número de Empregados - Total	1.253	1.237	**1,3%**	1.253	1.237	**1,3%**
Empregados EBE	1.191	1.135	**4,9%**	1.191	1.135	**4,9%**
Empregados em Projetos em Construção	62	102	**-39,2%**	62	102	**-39,2%**

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

Endividamento (R$ milhões)

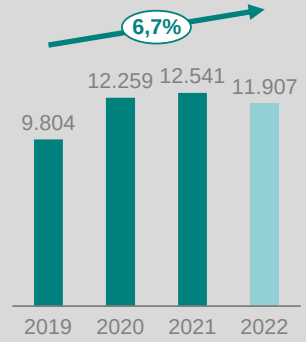


Notas:
[1] Dívida liquida de operações de *hedge*.
[2] Ebitda ajustado nos últimos 12 meses.

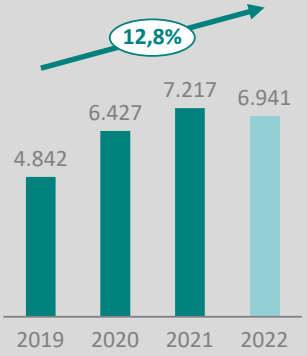
Ratings

A ENGIE Brasil Energia é avaliada periodicamente pela Fitch Ratings. Em 2022, a agência reafirmou o ***Rating* Nacional de Longo Prazo em 'AAA(bra)'**, com perspectiva estável e o ***Rating* Internacional de Longo Prazo em moeda estrangeira em 'BB'**, alterando este de perspectiva negativa para estável, ainda um nível acima do *rating* soberano.

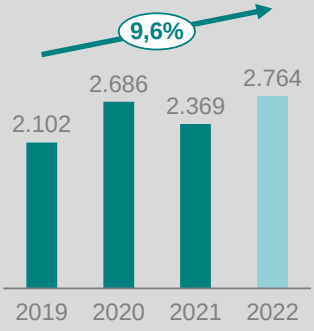
Receita líquida (R$ milhões)



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