

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO E DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Exercícios de 2023 e 2022

ENGIE Brasil Energia S.A.

R. Paschoal Apóstolo Pítsica, 5064

Agronômica Florianópolis – SC | CEP 88025-255

CNPJ 02.474.103/0001-19 | NIRE 42 3 0002438-4

EGIE B3 LISTED NM | IBOVESPA B3 | IEE B3 | ITAG B3 | ISE B3 | ICO2 B3

SUMÁRIO

Relatório da Administração **6**
- Mensagem da Administração 7
- Premiações e Reconhecimentos Conquistados em 2023 9
- Nossa Companhia 11
- Governança e Integridade 19
- Capital Humano 30
- Meio Ambiente e Clima 34
- Relações de Valor 39
- Desempenho Financeiro e Operacional 48
- Informações Adicionais 71

Balanços Patrimoniais **72**
Demonstrações dos Resultados **74**
Demonstrações dos Resultados Abrangentes **75**
Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido **76**
Demonstrações dos Fluxos de Caixa **77**
Demonstrações dos Valores Adicionados **79**
Nota 1. Contexto operacional **81**
Nota 2. Apresentação das demonstrações financeiras **90**
Nota 3. Caixa e equivalentes de caixa **95**
Nota 4. Contas a receber de clientes **96**
Nota 5. Depósitos vinculados **97**
Nota 6. Ativo financeiro de concessão **98**
Nota 7. Ativo de contrato **99**
Nota 8. Outros ativos **102**
Nota 9. Investimentos **103**
Nota 10. Imobilizado **113**
Nota 11. Intangível **122**
Nota 12. Fornecedores **126**
Nota 13. Gerenciamento de riscos e instrumentos financeiros **129**
Nota 14. Instrumentos de dívida **141**
Nota 15. Concessões a pagar (Uso de Bem Público) **152**
Nota 16. Benefícios a empregados **154**
Nota 17. Provisões e depósitos judiciais **159**
Nota 18. Tributos e outras obrigações regulatórias **164**
Nota 19. Outros passivos **170**
Nota 20. Patrimônio líquido **171**
Nota 21. Dividendos e juros sobre o capital próprio **173**
Nota 22. Receita operacional líquida **176**
Nota 23. Detalhamento dos gastos operacionais por natureza **179**
Nota 24. Resultado financeiro **180**
Nota 25. Transações com partes relacionadas **181**
Nota 26. Informações por segmento **186**
Nota 27. Seguros **188**
Nota 28. Compromissos de longo prazo **189**
Nota 29. Informações complementares ao fluxo de caixa **193**
Nota 30. Eventos subsequentes **194**
Comentários Sobre o Comportamento das Projeções Empresariais **195**
Outras Informações que a Companhia Entenda Relevantes **198**
Declaração dos Diretores Executivos da Companhia **203**
Conselho de Administração **204**
Diretoria Executiva **204**
Departamento de Contabilidade **204**
Relatório dos Auditores Independentes **205**
Orçamento de Capital **207**
Relatório Resumido do Comitê de Auditoria Estatutário **213**
Parecer do Comitê de Auditoria Estatutário **216**
Parecer do Conselho Fiscal **217**

PRINCIPAIS ASSUNTOS TRATADOS NAS NOTAS EXPLICATIVAS

Guia de leitura dividido pelos principais assuntos tratados nas notas explicativas. Clique sobre as notas para navegar no documento.

PANORAMA GERAL SOBRE A COMPANHIA

Nota 1: CONTEXTO OPERACIONAL

Nota 2: APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Nota 9: INVESTIMENTOS

Nota 26: TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

Nota 26: INFORMAÇÕES POR SEGMENTO

Nota 30: EVENTOS SUBSEQUENTES

ESTRUTURA DE CAPITAL

Nota 3: CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

Nota 5: DEPÓSITOS VINCULADOS

Nota 13: GERENCIAMENTO DE RISCOS E INSTRUMENTOS FINANCEIROS

Nota 14: INSTRUMENTOS DE DÍVIDA

Nota 20: PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Nota 21: DIVIDENDOS E JUROS SOBRE CAPITAL PRÓPRIO

CONTAS A RECEBER E A PAGAR

Nota 4: CONTAS A RECEBER DE CLIENTES

Nota 12: FORNECEDORES

Nota 28: COMPROMISSOS DE LONGO PRAZO

TRIBUTOS E OBRIGAÇÕES

Nota 16: BENEFÍCIOS A EMPREGADOS

Nota 17: PROVISÕES E DEPÓSITOS JUDICIAIS

Nota 18: TRIBUTOS E OUTRAS OBRIGAÇÕES REGULATÓRIAS

CONCESSÕES

Nota 6: ATIVO FINANCEIRO DE CONCESSÃO

Nota 7: ATIVO DE CONTRATO

Nota 10: IMOBILIZADO

Nota 11: INTANGÍVEL

Nota 15: CONCESSÕES A PAGAR (UBP)

RESULTADO

Nota 22: RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

Nota 23: DETALHAMENTO DOS GASTOS OPERACIONAIS POR NATUREZA

Nota 24: RESULTADO FINANCEIRO

GLOSSÁRIO

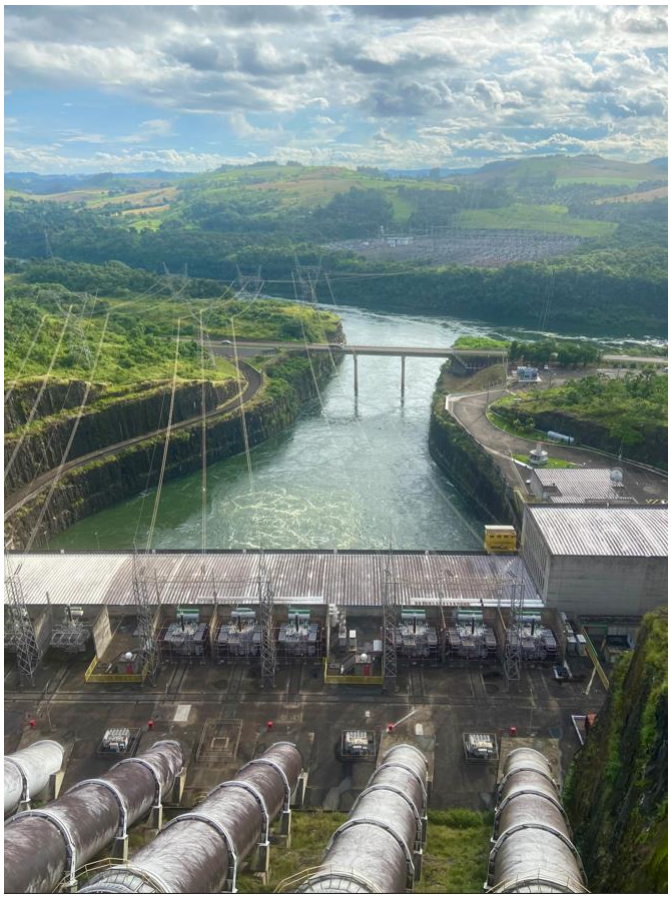
ACL: Ambiente de Contratação Livre
ACR: Ambiente de Contratação Regulada
ADR: *American Depositary Receipts*
AGO: Assembleia Geral Ordinária
ANA: Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico
ANCMV: Ativo Não Circulante Mantido Para Venda
Aneel: Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
APR: Ações Preferenciais Resgatáveis
B3: Brasil, Bolsa, Balcão
BASA: Banco da Amazônia
BD: Benefício Definido
BNB: Banco do Nordeste do Brasil
BNDES: Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BNP: Banque Nationale de Paris
BSPS: Plano de Benefício Suplementar Proporcional Saldado
CAR: Curva de Aversão ao Risco
CARF: Conselho Administrativo de Recursos Fiscais
CBD: Convenção para a Diversidade Biológica
CCC: Conta Consumo de Combustíveis
CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CD: Contribuição Definida
CDE: Conta de Desenvolvimento Energético
CDI: Certificado de Depósito Interbancário
CDPQ: Caisse de Dépôt et Placement du Québec
CFC: Conselho Federal de Contabilidade
CGU: Controladoria Geral da União
CIPA: Comissão Interna de Prevenção de Acidentes
COFINS: Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
CPC: Comitê de Pronunciamentos Contábeis
CSC: Central de Supervisão e Controle
CSLL: Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido
CSRF: Câmara Superior de Recursos Fiscais
CUSD: Contratos de Uso do Sistema de Distribuição
CUST: Contratos de Uso do Sistema de Transmissão
CVM: Comissão de Valores Mobiliários
DI: Depósito Interbancário
Ebit: *Earnings Before Interest and Taxes*
Ebitda ou Lajida: *Earnings Before Interest*, *Taxes*, *Depreciation and Amortization* ou Lucros Antes de Juros, Impostos, Depreciação e Amortização
EITI: Iniciativa para a Transparência nas Indústrias Extrativas
EOL: Eólica
EPE: Empresa de Pesquisa Energética
ESG: *Environmental*, *Social and Governance*
ESS: Encargos de Serviços do Sistema
FIA: Fundo da Infância e Adolescência
FNDCT: Fundo Nacional do Desenvolvimento Científico e Tecnológico
FPB: Folha de Pagamento Bruta
GAG: Gestão dos Ativos de Geração
GC: Gratificação de Confidencialidade
GEE: Gases de Efeito Estufa
GFOM: Geração Fora da Ordem de Mérito
GJ: Gigajoule
GNL: Gás Natural Liquefeito
GPC: Gestão de Pessoas e Cultura
GRI: Global Reporting Initiative
GSF: *Generation Scaling Factor*
GW: Gigawatt
GWh: Gigawatt-hora
HFC: *Hedge* de Fluxo de Caixa
HSBC: Hong Kong and Shanghai Banking Corporation
HVJ: *Hedge* de Valor Justo
IASB: International Accounting Standards Board
IBGC: Instituto Brasileiro de Governança Corporativa
ICMS: Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação.
ICSD: Índice de Cobertura do Serviço da Dívida
IEE: Índice do Setor de Energia Elétrica
IFRS: International Financial Reporting Standards
IGC: Índice de Ações com Governança Corporativa Diferenciada
IGP-M: Índice Geral de Preços do Mercado
ILP: Incentivo de Longo Prazo
INMET: Instituto Nacional de Meteorologia
INPC: Índice Nacional de Preço ao Consumidor
INPE: Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
INSS: Instituto Nacional do Seguro Social
IPCA: Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
IPCC: *Intergovernmental Panel on Climate Change*
IR: Imposto de Renda
IRPJ: Imposto sobre a Renda das Pessoas Jurídicas
ISE: Índice de Sustentabilidade Empresarial
ISO: International Organization for Standardization
ISSQN: Imposto Sobre Serviços de Qualquer Natureza
ITAG: Índice de Ações com *Tag Along* Diferenciado
JCP: Juros sobre Capital Próprio
KM: Quilômetro
LGPD: Lei Geral de Proteção de Dados
LO: Licença de Operação
MCTI: Ministério da Ciência. Tecnologia e Inovação
MME: Ministério de Minas e Energias
MRE: Mecanismo de Realocação de Energia
MUFG: Mitsubishi UFJ Financial Group
MW: Megawatt
MW_{ac}: Megawatt Corrente Alternada
MWh: Megawatt-hora
MWm: Megawatt Médio
MW_p: Megawatt Pico
NDF: *Non-Deliverable Forward*
O&M: Operação e Manutenção
OCDE: Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Econômico
ODS: Objetivo de Desenvolvimento Sustentável
OIT: Organização Internacional do Trabalho
ONG: Organização Não Governamental
ONS: Operador Nacional do Sistema
ONU: Organização das Nações Unidas
ORA: Outros Resultados Abrangentes
OTC: Over-The-Counter
P&D: Programa de Pesquisa e Desenvolvimento
PBGHGP: Programa Brasileiro GHG Protocol
PCD: Pessoa com Deficiência
PCH: Pequenas Central Hidrelétrica
PD&I: Projetos de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação

PDI: Plano de Desenvolvimento Pessoal
PDV: Plano de Demissão Voluntária
PGRS: Plano de Gerenciamento de Resíduos Sólidos
PIB: Produto Interno Bruto
PIS: Programa de Integração Social
PL: Patrimônio Líquido
PLD: Preço de Liquidação de Diferenças
PLR: Participação nos Lucros e Resultados
PREVIC: Superintendência Nacional de Previdência Complementar
PREVIG: Sociedade de Previdência Complementar
QPA: Contrato de compra e venda de quotas
RAG: Receita Anual de Geração
RAP: Receita Anual Permitida
RBO: Retorno da Bonificação pela Outorga
RL: Receita Líquida
RO: Resultado Operacional
ROE: *Return on Equity* ou Retorno Sobre o Patrimônio Líquido
ROIC: *Return on Invested Capital* ou Retorno Sobre Capital Investido
RTP: Revisão Tarifária Periódica
SASB: Sustainability Accounting Standards Board
SBTi: Science Based Targets
SIG: Sistema Integrado de Gestão
SIN: Sistema Interligado Nacional
SIPAT: Semana Interna de Prevenção a Acidentes de Trabalho
SPA: *Share Purchase Agreement* ou Contrato de Aquisição de Ações
SPE: Sociedade de Propósito Específico
SST: Saúde e Segurança do Trabalho
STF: Supremo Tribunal Federal
STJ: Supremo Tribunal de Justiça
TF: Taxa de Frequência
TG: Taxa de Gravidade
TJLP: Taxa de Juros de Longo Prazo
TNFD: Taskforce on Nature-related Financial Disclousure
UBP: Uso de Bem Público
UG: Unidade Geradora
UHE: Hidrelétricas
UTE: Termelétrica
V.M.: Variação Monetária
VAT: Valor Adicionado Total

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Senhoras e senhores acionistas,

A Administração da ENGIE Brasil Energia S.A. (“ENGIE Brasil Energia” ou “Companhia”) submete para apreciação o **Relatório da Administração e as correspondentes Demonstrações Financeiras dos exercícios de 2023 e 2022**, em conformidade com as práticas contábeis internacionais e as adotadas no Brasil. Acompanham este documento o relatório dos Auditores Independentes e os pareceres do Conselho Fiscal e Comitê de Auditoria Estatutário referentes ao exercício social encerrado em 31.12.2023. As informações do Relatório da Administração estão apresentadas em milhões de reais e em base consolidada, exceto quando indicado de outra forma.



O presente documento cumpre a exigência da Lei n°6.404/76, da CVM e do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). É destinado, prioritariamente, aos acionistas da Companhia, e mantido à disposição para acesso público nos *websites* da ENGIE Brasil Energia, da CVM e da B3. Em conformidade com a legislação brasileira, uma versão é publicada em veículos de mídia de Santa Catarina, estado onde a Companhia tem sede.

Em complemento a este Relatório, a ENGIE Brasil Energia publica, ao final de abril, o Relatório de Sustentabilidade, com conteúdo mais abrangente, desenvolvido conforme as diretrizes da Global Reporting Initiative (GRI) e da Sustainability Accounting Standards Board (SASB).

Mensagem da **Administração**

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

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

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

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

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

As conquistas do ano – que se refletiram no **crescimento de 4,7% no EBITDA ajustado e 23,8% no lucro líquido ajustado, se comparados a 2022** – inspiram a ENGIE Brasil Energia a projetar um futuro ainda melhor. **A abertura do Mercado Livre de Energia para empresas conectadas à rede de média e alta tensão, a partir de janeiro de 2024, reforçará nosso propósito, permitindo contribuir com a descarbonização de um número cada vez maior de clientes.** Confiante na expansão desse mercado, cujo consumo cresceu 10% em 2023, a Companhia mantém seu ritmo de investimentos, atenta ao cenário setorial, o qual tem evidenciado a necessidade de ajustes regulatórios em nosso ambiente de negócios.

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

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

Maurício Stolle Bähr
Presidente do Conselho de Administração

Eduardo Antonio Gori Sattamini
Diretor-Presidente

PREMIAÇÕES E RECONHECIMENTOS CONQUISTADOS EM 2023

Integrante da Carteira 2024 do Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da B3 – pelo 19° ano consecutivo, desde a criação do ISE.

Integrante da Carteira 2024 do Índice Carbono Eficiente (ICO2) da B3 pela quarta vez – desde que se habilitou à avaliação, como participante do IBRX100.

Destaque do setor de energia no Prêmio Exame Melhores do ESG 2023.

Melhor reputação do país – segmento energia – Índice Caliber de Reputação.

Selo Empresa Pró-Ética 2022-2023 promovido pelo Instituto Ethos e Controlaria-Geral da União.

Prêmio ECO - categoria "Práticas de Sustentabilidade" – Sustentabilidade em Processos com o Programa Matriz Biodiversidade.

Prêmio Expressão de Ecologia, na categoria tecnologia. Projeto vencedor: Projeto Piloto para proteção da espécie pintado-amarelo na Usina Hidrelétrica Machadinho.

Presença em todas as categorias do ***Ranking* da Revista Institutional Investor (*Electric & Other Utilities - Latin America*).**

Presença no **S&P Global Sustainability Yearbook**, na categoria *Electric Utilities*.

Avanço para a Classificação **A- no CDP Climate Change** 2023.

Evolução de desempenho – principais indicadores

Indicadores	2023	2022	Variação
Operacionais e comerciais			
Usinas em operação	81	76	5
Capacidade instalada operada (MW)	10.034,0	10.174,0	-1,4%
Capacidade instalada própria (MW)	8.324,1	8.453,3	-1,5%
Capacidade instalada própria de fontes renováveis (%)	100	95,9	4,1p.p.
Venda de energia (GWh)	35.816	37.932	-5,6%
Venda de energia (MWm)	4.088	4.330	-5,6%
Preço médio líquido de vendas (R$/MWh)	226,4	222,9	1,6%
Número de clientes atendidos (ACL)	1.408	982	43,4%
Econômico-financeiros (R$ milhões)			
Receita operacional líquida	10.748	11.907	-9,7%
Ebitda	7.285	6.790	7,3%
Ebitda ajustado (Lajida ajustado)	7.270	6.941	4,7%
Lucro líquido	3.429	2.665	28,7%
Lucro líquido ajustado	3.421	2.764	23,8%
Dívida total (Instrumentos de dívida, líquidos dos efeitos de *hedge*)	20.905	18.150	15,2%
Investimentos (R$ milhões)	2.945	3.150	-6,5%
ROE[1] ajustado (%)	34,9	32,7	2,2 p.p.
ROIC[2] ajustado (%)	20,3	20,3	0,0 p.p.
Proventos por ação (R$)	2,34	3,32	-29,5%
Preço médio da ação[3] (R$)	40,47	36,71	10,2%
Ambientais			
Mudas doadas e plantadas (milhares)	233	266	-12,4%
Participantes – programa de visitas e educação ambiental (milhares)	122	186	-34,4%
Retirada de água (milhares de megalitros)	3,7	6,0	-38,3%
Resíduos gerados (milhares de toneladas)	174	927	-81,2%
Intensidade de emissões de CO_2 (tCO_2e/MWh)	0,0131	0,0339	-61,4%
Responsabilidade social (R$ mil)			
Recursos não incentivados	8.338	4.888	70,6%
Recursos Incentivados (Rouanet, FIA, etc)	10.339	16.486	-37,3%
Capital humano			
Número de colaboradores (em 31 de dezembro)	1.099	1.215	-9,5%
Percentual de mulheres na força de trabalho	29,4%	26,7%	2,7 p.p.
Investimento em treinamento e desenvolvimento profissional (R$ milhões)	6,8	5,7	19,3%
Total de horas de treinamento	79.622	70.243	13,4%
Taxa de Frequência (TF) empregados próprios[4]	0,00	0,00	-
Taxa de Frequência (TF) prestadores de serviços[4]	0,92	1,29	▽
Taxa de Gravidade (TG) empregados próprios[5]	0,00	0,00	-

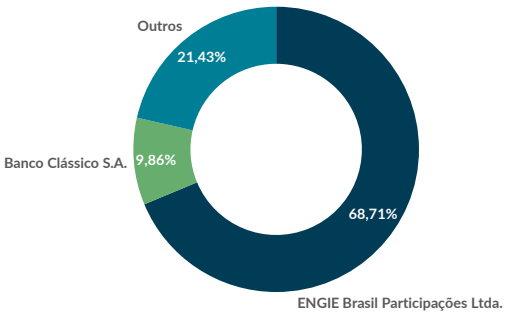
(1) ROE: lucro líquido dos últimos quatro trimestres / patrimônio líquido.
(2) ROIC: taxa efetiva x EBIT / capital investido (capital investido: dívida - caixa e equivalentes de caixa - depósitos vinculados ao serviço da dívida + PL).
(3) Preço médio dos fechamentos médios diários, ajustado a proventos.
(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.

NOSSA COMPANHIA

A ENGIE Brasil Energia é uma plataforma de investimentos em infraestrutura em energia, atuante nas atividades de geração, comercialização, *trading* e transmissão. A essas atividades se soma o transporte de gás natural, realizado pela Transportadora Associada de Gás – TAG, na qual a Companhia detém participação acionária.

Sociedade Anônima de capital aberto, mantém ações ordinárias listadas na B3 sob o código EGIE3 - ao final de 2023, eram 815.927.740 ações ordinárias listadas na B3, com capital social totalizando R$ 4.903 milhões. Integra também o mercado de balcão norte-americano, negociando *American Depositary Receipts* (ADRs) Nível I, identificada como EGIEY – na relação de um ADR por ação ordinária.

Estrutura acionária (em 31.12.2023)



MISSÃO

Oferecer soluções inovadoras e sustentáveis em energia.

VISÃO

Transformar a relação das pessoas com a energia para um mundo sustentável.

VALORES

Profissionalismo, cooperação, espírito de equipe, respeito ao meio ambiente, criação de valor, ética.

Controlador – ENGIE S.A.

A Companhia é controlada pela **ENGIE S.A.** ("ENGIE" ou "Grupo ENGIE"), referência global em energia e serviços de baixo carbono – presente em cerca de 30 países, receitas de EUR 82,6 bilhões em 2023 e aproximadamente 97 mil colaboradores.

O **propósito do Grupo ENGIE**, constante no Estatuto Social da Companhia, é o de **agir para acelerar a transição para uma sociedade neutra em carbono, por meio de consumo reduzido de energia e soluções ambientalmente mais amigáveis**. Tal propósito é aplicável à todas as operações do Grupo, globalmente, e é também ratificado pela Alta Administração da ENGIE Brasil Energia.

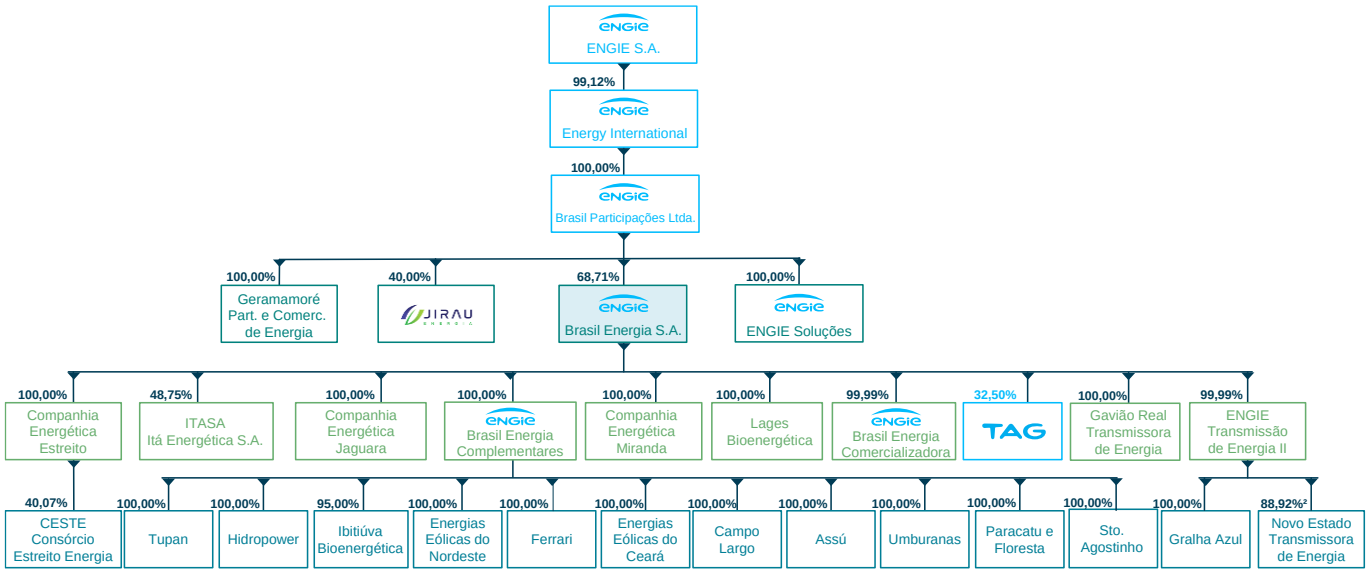
Orientada pelo propósito de agir para acelerar a transição energética, a ENGIE Brasil Energia desenvolveu um modelo de negócio resiliente às volatilidades de mercado e apto à obtenção de resultados consistentes em longo prazo. Sua atuação é baseada em três macro objetivos: gerar e comercializar energia renovável, ofertar a infraestrutura necessária ao escoamento dessa energia e apoiar a substituição gradual de combustíveis fósseis na matriz elétrica do país. Ao se posicionar em diferentes e sinérgicos segmentos, a Companhia torna-se cada vez mais resiliente a riscos e preparada para captura de oportunidades decorrentes do movimento global pela descarbonização.

ESTRUTURA SOCIETÁRIA

A ENGIE Brasil Energia controla subsidiárias e participa de consórcios e sociedades empresariais conforme detalha o infográfico a seguir. Entre as alterações que se destacaram em 2023, está a venda da Usina Termelétrica Pampa Sul, firmada em setembro de 2022 e concluída em maio do ano seguinte.

Em 28.12.2023 a Companhia anunciou a venda de 15% dos 32,5% que detinha de participação na Transportadora Associada de Gás – TAG. Como fato subsequente aos cobertos pelo Relatório, em 10.01.2024 a operação foi concluída, passando a deter um total de 17,5% do ativo.

Estrutura societária[1] (em 31.12.2023)

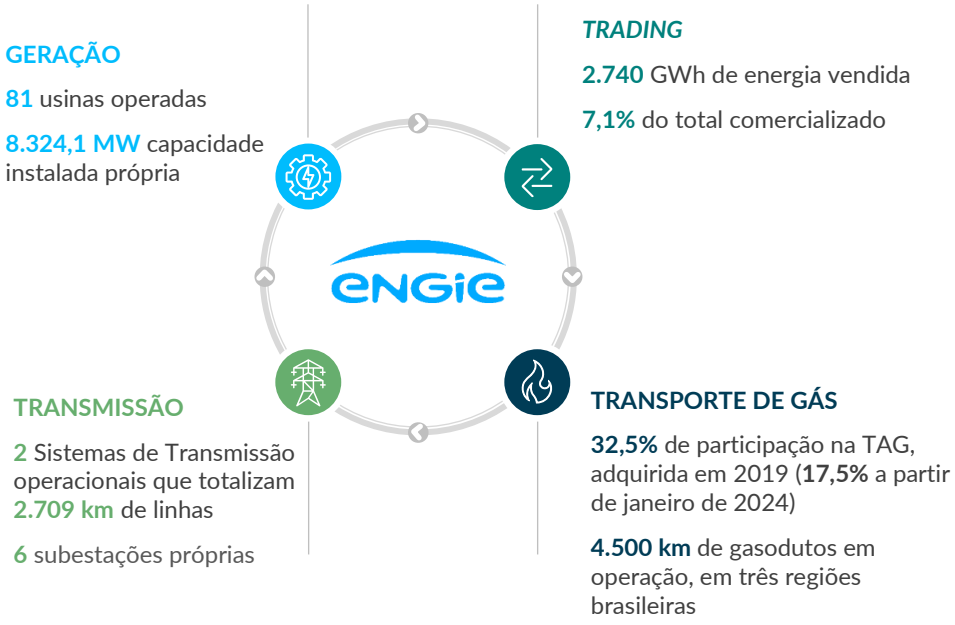


1- Organograma simplificado, meramente ilustrativo.
2- Considerando a participação indireta da ENGIE Brasil Energia, através da Novo Estado Participações S.A

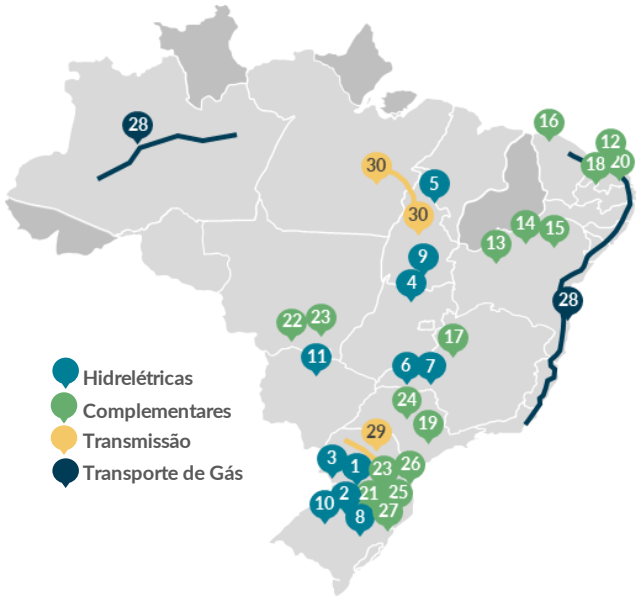
NOSSOS ATIVOS

Com atuação apenas no território nacional, a ENGIE Brasil Energia tem sede em Florianópolis (SC) e operações que abrangem 21 Unidades da Federação.

Segmentos de atuação da ENGIE Brasil Energia (em 31.12.2023)



Portfólio e localização dos ativos (em 31.12.2023)



Legenda

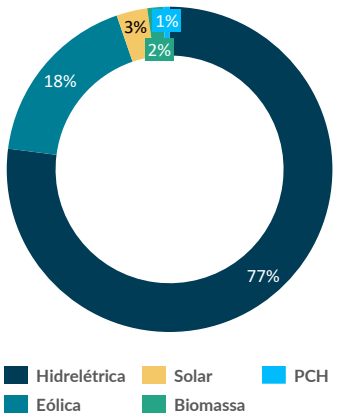
1	Salto Santiago	16	Conjunto Trairi
2	Itá	17	Paracatu
3	Salto Osório	18	Floresta
4	Cana Brava	19	Ferrari
5	Estreito	20	Assu V
6	Jaguara	21	Lages
7	Miranda	22	Rondonópolis
8	Machadinho	23	José G. da Rocha
9	São Salvador	24	Ibitiúva
10	Passo Fundo	25	Tubarão 2
11	Ponte de Pedra	26	Nova Aurora
12	Conjunto Santo Agostinho	27	Tubarão
13	Conjunto Campo Largo II	28	Transportadora Associada de Gás (TAG)
14	Conjunto Umburanas I	29	Gralha Azul
15	Conjunto Campo Largo I	30	Novo Estado

Geração

Ativos operacionais

Ao final de 2023, o parque gerador da ENGIE Brasil Energia somava 10.034,0 MW, com capacidade instalada própria de 8.324,1 MW. Eram 81 usinas, das quais 11 hidrelétricas e 70 complementares — centrais a biomassa, PCHs, eólicas e solares. Desse total, 77 pertenciam integralmente à ENGIE Brasil Energia e quatro (as Usinas Hidrelétricas Itá, Machadinho e Estreito e a Usina de Cogeração Ibitiúva Bioenergética) têm a propriedade compartilhada com outros sócios.

Parque gerador por fonte – capacidade própria (em 31.12.2023)



Um dos fatos relevantes de 2023, no que se refere à geração, foi a conclusão da venda da última termelétrica a carvão que ainda integrava o parque gerador da Companhia, a Usina Termelétrica Pampa Sul, localizada em Candiota (RS). Com esse movimento, **a ENGIE Brasil Energia alcançou a posição de maior geradora de energia elétrica 100% renovável do país**, reiterando seu compromisso com a descarbonização.

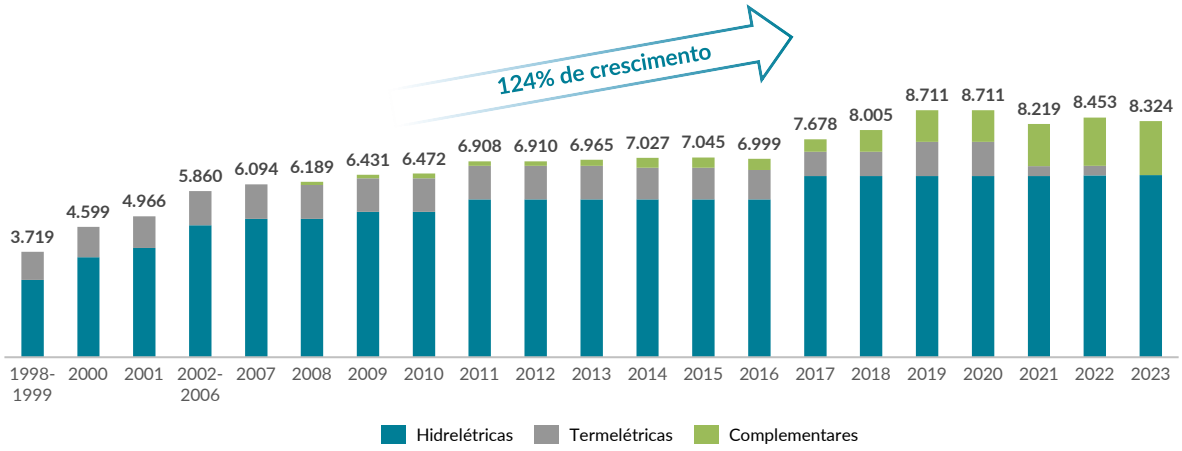
Outro marco na expansão da geração de energia renovável foi o início da operação comercial do Conjunto Eólico Santo Agostinho – Fase I. Com 434 MW de capacidade total, 68 dos 70 geradores do empreendimento devem estar em operação comercial até o fim do primeiro trimestre de 2024.

Para detalhamento sobre os ativos de geração, como capacidade instalada, garantia física e prazo de concessão, vide “Nota 1 – Contexto operacional” nas Demonstrações Financeiras.

Expansão em geração

A fim de garantir que a expansão dos seus ativos se dê de forma sustentável, com riscos e retorno adequados, a ENGIE Brasil Energia possui critérios que são rigorosamente analisados no processo decisório sobre novos investimentos ou desinvestimentos, como viabilidade econômica, operacional, socioambiental e perspectiva estratégica do mercado e do negócio. Essa prática tem permitido à Companhia operar com segurança e consistência, tanto pela ampliação da capacidade de geração de energia renovável quanto pelo ingresso em segmentos complementares, como os de transmissão e transporte de gás natural.

Evolução da capacidade instalada própria em operação (em MW)



Usina Hidrelétrica Jirau

A Jirau Energia é responsável pela manutenção, operação e venda da energia gerada pela Usina Hidrelétrica Jirau, localizada no Rio Madeira, em Porto Velho (RO). Desde novembro de 2016, a Usina conta com 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 de sua participação de 100% na Geramamoré Participações e Comercializadora.

Ativos de geração em processo de aquisição

A Companhia assinou contrato de compra da totalidade das ações detidas pela Atlas Energia Renovável do Brasil S.A. e Atlas Brasil Energia Holding 2 S.A., para **aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Juazeiro, São Pedro, Sol do Futuro, Sertão Solar e Lar do Sol**. A capacidade instalada dos ativos é de 545 MWac, o que corresponde a 661 MWp e capacidade comercial de 145,1 MW médios. Todos os ativos estão em operação, com autorizações para operação com vencimento entre 2051 e 2054, apresentando alto nível de contratação no longo prazo.

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

Projetos de geração em implantação

Conjunto Eólico Santo Agostinho – Fase I

Com capacidade instalada total de 434 MW, que será atingida com a implantação de 70 aerogeradores, o conjunto eólico está localizado nos municípios de Lajes e Pedro Avelino, a aproximadamente 120 km da Cidade de Natal, no Rio Grande do Norte. Com investimentos da ordem de R$ 2,3 bilhões (base dez/2020) e gerando mais de mil empregos diretos na região, o empreendimento está totalmente contratado no Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Ao fim de 2023, o progresso geral da obra atingia 95,8%, com todas as obras auxiliares, a pré-montagem 100% concluídas e 60 aerogeradores com todas os componentes principais já montados. Na data, o projeto contava com 33 Unidades Geradoras (UGs) em operação comercial e outras 22 autorizadas para operação em testes. A previsão é que 68 dos 70 aerogeradores estejam em operação comercial até o fim do primeiro trimestre de 2024.

Conjunto Eólico Assuruá

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

No final do ano, o progresso de construção da obra atingiu 31,0%. A previsão de entrada gradual em operação comercial é a partir do segundo semestre de 2024 e conclusão da implantação no segundo semestre de 2025.

Conjunto Fotovoltaico Assú Sol

O projeto está localizado no município de Assú (RN) e terá capacidade instalada de aproximadamente 752 MWac (895 MWp) e capacidade comercial estimada em 229 MW médios. Com investimento previsto da ordem de R$ 3,3 bilhões (base jan/23), a energia será 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.

Todos os contratos principais de fornecimento (módulos, inversores e *trackers*) e execução de obras dos parques solares e conexão ao sistema (subestação coletora, linha de transmissão e *bay* de conexão) já foram assinados pela Companhia. As atividades de implantação das usinas fotovoltaicas atingiram, até o final de 2023, 8,6% de avanço, e estão sendo executadas atividades de engenharia, supressão vegetal, terraplanagem e fundações dos *trackers*.

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

Projetos em desenvolvimento

A ENGIE Brasil Energia mantém diversos projetos de geração em fase de desenvolvimento, com estudos em etapa avançada. A depender da viabilidade, tais projetos podem ou não ser implementados nos próximos anos. Na esteira de desenvolvimento estão projetos de usinas fotovoltaicas e conjuntos eólicos – os quais podem agregar quase 1,8 GW ao parque gerador. Nesse sentido, a Companhia avalia tanto *greenfields* (projetos ainda a serem construídos) quanto aquisições de empreendimentos já operacionais.



Transmissão

Ativos operacionais

Em 2023, a ENGIE Brasil Energia concluiu a energização de dois Sistemas de Transmissão: Gralha Azul com 909 km no Paraná, e Novo Estado, nos estados do Pará e Tocantins, com 1.800 km. Juntos, eles somam cerca de 2,7 mil quilômetros de linhas e 6 subestações próprias – além de subestações conectadas ao Sistema Interligado Nacional e operadas por outras empresas. Ambos os contratos de concessão são vigentes até março de 2048.

Expansão em transmissão

Gavião Real Transmissora de Energia

A Companhia arrematou no Leilão de Transmissão Aneel 01/2022, realizado em 30.06.2022, o Lote 7, nominado posteriormente como Gavião Real Transmissora de Energia, composto pela ampliação da Subestação Itacaiúnas, com implantação de dois transformadores 230/138kV e novo pátio de 138kV para atendimento da rede de distribuição de energia do estado do Pará. O empreendimento ficará integrado ao Sistema de Transmissão Novo Estado, capturando sinergias entre os projetos. O prazo de concessão do serviço público de transmissão é de 30 anos e o investimento total está estimado em R$ 80,9 milhões (base jun/23).

Ao final de 2023 o avanço global da obra atingiu 81,9%. A energização do projeto está prevista para o primeiro trimestre de 2024, antes do prazo limite de 30 de março de 2026 para o início da operação, estabelecido pela Aneel.

Asa Branca Transmissora de Energia

Arrematado no Leilão de Transmissão 01/2023, promovido pela Aneel, o Lote 5 foi nomeado Asa Branca, e contará com cerca de 1.000 quilômetros de extensão. Localizado nos estados da Bahia, Minas Gerais e Espírito Santo, o empreendimento prevê a implantação de quatro linhas de transmissão de 500 kV em circuito simples, ajudando a escoar a energia gerada na Região Nordeste do país, para os maiores centros de consumo no Sudeste. O prazo de concessão do serviço público de transmissão é de 30 anos.

Ao final de 2023 foram assinados os principais contratos de serviços, equipamentos e materiais, para cumprir o plano de negócio estabelecido pela Companhia. O prazo máximo para construção é de 66 meses, com previsão de antecipação de pelo menos 24 meses.

Transporte de gás

Transportadora Associada de Gás – TAG

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

A rede de gasodutos possui diversos pontos de interconexão, com 14 pontos de recebimento de gás ativos (incluindo dois terminais de Gás Natural Liquefeito - GNL), 90 pontos de entrega de gás, conexão com 10 distribuidoras de gás - atendendo três refinarias, oito termelétricas e duas plantas de fertilizantes. A rede conta com 11 estações de compressão ao longo da malha, todas próprias, com a conclusão da aquisição de cinco estações subcontratadas, em outubro de 2023. A operação dos ativos é realizada por meio da Central de Supervisão e Controle (CSC), localizada no escritório da empresa, na cidade do Rio de Janeiro.

A TAG encontra-se 100% contratada, possuindo contratos legados de longo-prazo com a Petrobras, com prazo médio ponderado de aproximadamente sete anos, regulados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Além destes, a TAG assinou 69 contratos extraordinários ao longo de 2023, com 21 carregadores (de 14 grupos econômicos distintos), que totalizaram um volume de 14 milhões de m^3 de capacidade de transporte, em contratos de entrada e saída, com vencimento em 31.12.2023, e representaram cerca de 16% da receita total da TAG no ano (23% considerando somente malha integrada).

Em 28.12.2023, o Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia aprovou a venda de ações de emissão da TAG de titularidade da Companhia representativas de 15% do capital social total da TAG, à Caisse de Dépôt et Placement du Québec (CDPQ).

Estrutura Societária (em 31.12.2023)



Estrutura Societária (a partir de 10.01.2024)



Como fato subsequente aos reportados neste Relatório, a efetivação da transação ocorreu em 10.01.2024, após cumprimento de condições precedentes, passando a Companhia a ser titular direta de ações de emissão da TAG representativas de 17,5% do capital social total da mesma, permanecendo o Grupo ENGIE com 50% capital social total da transportadora, ambos vinculados ao acordo de acionistas da mesma, mantendo o grupo de controle atual.

Detalhamento dos contratos legados com a Petrobras

Contrato/Trecho	Extensão (km)	Vencimento do Contrato [1]	Volumes Contratados (MM m³/dia)	% da Receita Operacional Líquida [2]	Índice de reajuste
Gasene	1.400	nov-33	30,3	40,0%	46% Cesta IGP[3]; 54% US PPI
Malha Nordeste	2.000	dez-25	21,6	23,8%	IGP-M
Pilar-Ipojuca	200	nov-31	15,0	6,5%	IGP-M
Urucu-Manaus	800	nov-30	6,7	29,4%	50% IGP-M; 50% IPCA
Lagoa Parda-Vitória [4]	100	dez-24	0,3	0,3%	IGP-M
Total	**4.500,0**		**73,9**	**100,0%**	

[1] Após o vencimento dos contratos, será iniciado um ciclo de revisão tarifária, estimado em 5 anos, que determinará a receita máxima permitida (RAP).
[2] Variações na representatividade da receita entre os contratos podem ocorrer.
3 1/3 IGP-M, 1/3 IPA-DI; 1/3 IGP-DI.
4 O contrato de Lagoa-Parda foi renovado para 2024, porém como contrato extraordinário, com vencimento em 31.12.2024.

Expansão em transporte de gás

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

Projetos em construção:

- **Gasfor II**, no estado do Ceará, um gasoduto para otimização da rede, com 84 km de extensão e previsão de início de operação no terceiro trimestre de 2024. O investimento previsto é de R$ 430 milhões. Em agosto de 2022, o projeto foi classificado como prioritário pelo Ministério de Minas e Energia.
- **Interconexão entre o Gasoduto Catu-Pilar ao Terminal de Sergipe**, conectando o terminal de armazenamento e regaseificação de GNL à rede de transporte da TAG, com 25 km de extensão, está em andamento e com início de operação estimado para o segundo trimestre de 2024. O contrato de conexão de acesso com a Centrais Elétricas de Sergipe S.A. (Celse), atual membro do grupo Eneva, foi assinado em 13.06.2022, com investimento estimado em R$ 340 milhões. Em maio de 2023, o projeto foi classificado como prioritário pelo Ministério de Minas e Energia.
- **Ponto de entrega Itagibá**, no estado da Bahia, um novo ponto de entrega para atender a companhia de distribuição local, localizada no trecho norte do Gasene, está em construção e com início de operação esperada para o primeiro trimestre 2024. Esse projeto tem previsão de investimento de R$ 23 milhões.

Projetos em desenvolvimento:

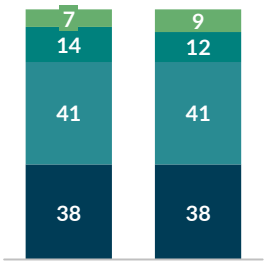
- **Estação de compressão Itajuípe**, localizada no trecho Norte do Gasene, para incrementar a capacidade de transporte atual em 3 milhões de m³/dia.
- **Conexão do Terminal de Regaseificação do Porto do Açú ao Gasoduto Cabiúnas-Vitória**, com 45 km de extensão e 18 milhões de m³/dia de capacidade de transporte. O termo de compromisso para projeto conceitual foi aprovado no final de 2022.

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

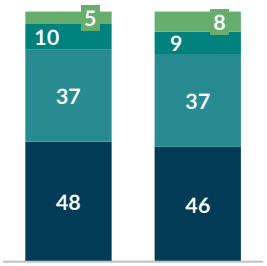
COMERCIALIZAÇÃO

A ENGIE Brasil Energia opera no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), atendendo à demanda prevista em leilões organizados pela Aneel, e no Ambiente de Contratação Livre (ACL). No acumulado de 2023, os consumidores livres (com exceção de CCEE e outras receitas) representaram 41% das vendas físicas e 37% da receita operacional líquida, ambos os números em patamares estáveis frente a 2022, que se deve ao menor volume de compras de energia e consequente estabilidade no volume disponível para venda a esse nicho de mercado.

Participação dos clientes nas vendas físicas (%)



Participação dos clientes nas vendas contratadas que compõem a receita operacional líquida do segmento de geração (%)



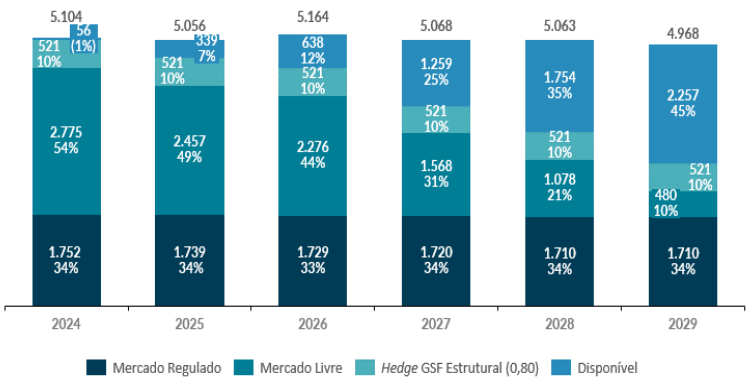


Há perspectivas de um incremento dessa participação, tendo em vista a vigência da Portaria Normativa 50/2022. Por meio dela, o Ministério de Minas e Energia concedeu a todos os consumidores em alta tensão o direito de migrar para o ACL a partir de janeiro de 2024. Na prática, isso pode representar mais de cem mil novos potenciais consumidores. Estimativas da Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (Abraceel) apontam que a nova abertura pode tornar o Mercado Livre responsável por até 48% do consumo nacional de energia elétrica. Em 2023, esse índice era de 37% - cerca de 30 mil consumidores.

A ENGIE Brasil Energia vem se preparando há alguns anos para essa expansão, trabalhando na atração de clientes que optaram pela migração para o Mercado Livre e consolidando uma estratégia que combina gestão de portfólio e dinamismo comercial, seja por meio de plataformas digitais ou novos canais de prospecção. Com isso, vem registrando crescimento no número de clientes nesse mercado – em 2023, observou um aumento de 43% no número de consumidores livres. O volume de energia contratado, no entanto, apresentou redução de 7,3%. Maiores informações sobre ações de relacionamento e detalhamentos sobre os clientes estão disponíveis no capítulo “Relações de Valor”, sessão “Clientes”.

Com uma estratégia de venda gradativa da energia disponível para entrega futura, a Companhia minimiza o risco de exposição ao Preço de Liquidação das Diferenças – PLD (preço *spot*) e compensa eventuais impactos de conjunturas negativas sobre determinados segmentos. Ou seja, as transações são realizadas dentro de 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 31.12.2023, apresenta-se o balanço de energia no gráfico ao lado.

Balanço de Energia (% do total; em MWm)*



*Não contempla os ativos fotovoltaicos em processo de aquisição.

A estratégia de comercialização também envolve inovação e digitalização. O objetivo é simplificar e automatizar o máximo possível a jornada dos consumidores, especialmente os de menor porte, e, a partir dessa jornada digital facilitada, tornar a migração para o Mercado Livre mais atrativa. O desenvolvimento de novos produtos e a adaptação daqueles já presentes no portfólio da Companhia é outra vertente da estratégia, mantendo a aderência das soluções disponíveis às necessidades de cada cliente e aos seus diferentes perfis de consumo.

Somado a isso, ser uma das maiores geradoras de energia do país também é um fator que coloca a Companhia em vantagem para fazer ofertas mais competitivas de curto e longo prazo, garantido segurança de fornecimento por meio do lastro oferecido pelo seu consistente portfólio de ativos de geração.

GOVERNANÇA E INTEGRIDADE

GOVERNANÇA CORPORATIVA

A ENGIE Brasil Energia mantém uma sólida estrutura de governança, continuamente aprimorada para assegurar a adoção das melhores práticas de *compliance* e a transparência de suas operações e negócios. Alinhados à agenda ESG, diretrizes e valores que norteiam a atuação da Companhia estão dispostos em políticas e códigos compartilhados com os diversos públicos de interesse. Assim, os mecanismos de governança são orientados por três pilares fundamentais: ética e integridade, gerenciamento de riscos e gestão integrada.

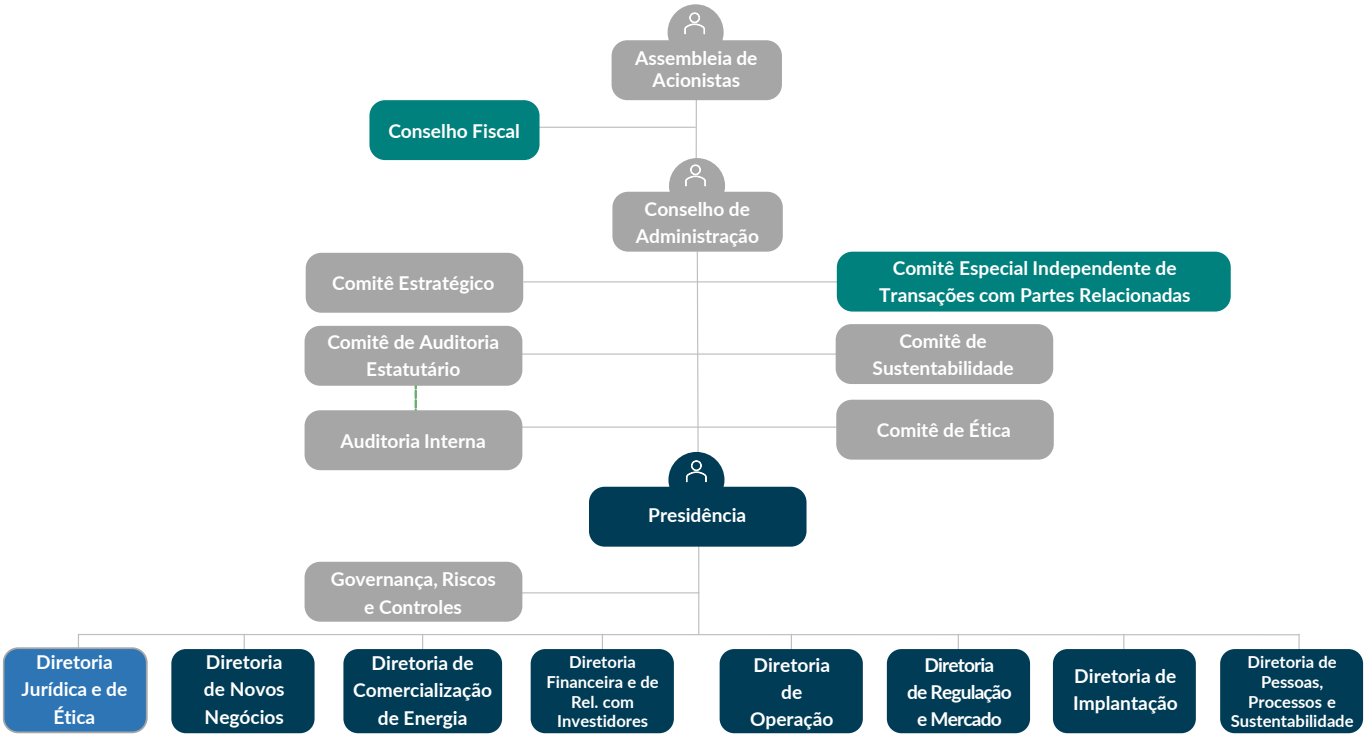
O aperfeiçoamento contínuo das práticas de governança também ocorre a partir de recomendações e referências de organizações como o Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC), ao qual a ENGIE Brasil Energia é associada, e de critérios pertinentes ao regulamento do Novo Mercado, segmento de listagem na Bolsa de Valores do Brasil – B3 composto por empresa que adotam, voluntariamente, práticas de governança corporativa adicionais às que são exigidas pela legislação brasileira.

Estrutura organizacional

Os órgãos da ENGIE Brasil Energia com atribuição de gerir, fiscalizar e controlar suas atividades e operações recebem recursos, suporte e independência necessários para o desempenho de seus papéis com segurança e transparência. Para a Companhia, essa constitui uma premissa fundamental ao desempenho sustentável dos negócios e à construção de relacionamentos éticos com os diferentes *stakeholders*.

As funções e responsabilidades de cada órgão da estrutura de governança estão previstas no Estatuto Social da Companhia e são orientadas por Regimentos Internos específicos. Essa estrutura é composta por: Assembleia Geral, Conselho de Administração, Diretoria Executiva, Comitês permanentes e órgãos de caráter temporário ou especial e Fóruns com temáticas diversas.

Estrutura organizacional (em 31.12.2023)



Órgão não permanente. Sua instalação é extraordinária, sujeita à convocação do respectivo órgão ao qual reporta
Compõem a Diretoria Executiva
Diretoria Funcional (não estatutária)
--- Supervisão

Assembleia de Acionistas

Composta pela totalidade de acionistas, a Assembleia de Acionistas é o órgão máximo decisório na estrutura de governança da ENGIE Brasil Energia. A fim de promover engajamento efetivo na discussão de temas estratégicos, a partir do entendimento amplo das questões colocadas em pauta, as assembleias são convocadas com antecedência mínima de 30 dias e é disponibilizado um canal específico para o envio de sugestões de temas a serem discutidos nas assembleias.

Os acionistas podem participar e votar de forma presencial ou eletrônica, conforme a Resolução 81 da Comissão de Valores Mobiliários (CVM). Em 2023, foi realizada uma Assembleia Geral, com participação de 86,10% do capital social com direito a voto, o que correspondia a 702.418.692 ações.

Toda a documentação relativa às assembleias é disponibilizada no website da ENGIE Brasil Energia e nas páginas da CVM (www.cvm.gov.br) e da B3 (www.b3.com.br). Na área Investidores do site da Companhia são apresentadas informações complementares sobre Assembleias (realizadas e futuras).

Conselho de Administração

Ao Conselho de Administração cabe a orientação geral dos negócios, a aprovação e o monitoramento de objetivos e ações alinhados aos propósitos e interesses dos acionistas e a fiscalização da gestão, além da eleição e destituição dos diretores. Em 2023, o Conselho era composto por nove membros efetivos (e igual número de suplentes), sendo quatro independentes, conforme os critérios do Novo Mercado da B3, quatro vinculados direta ou indiretamente ao controlador e um conselheiro eleito pelos empregados. Nenhum Conselheiro exerce funções executivas na Companhia.

A Assembleia Geral elege os representantes dos acionistas e homologa o conselheiro eleito pelos empregados, todos para um mandato de dois anos, permitida a reeleição. Critérios de qualificação técnica, profissional e acadêmica e valores éticos, entre outros requisitos exigidos da Alta Gestão, são definidos na Política de Indicação de Conselheiros, Diretores e Membros de Comitês.

Também são considerados preceitos de diversidade, de modo que os processos decisórios partam de diferentes pontos de vista, o que propicia soluções mais efetivas e inovadoras. Conforme determina o Regimento Interno, os cargos de Presidente do Conselho e de Diretor-Presidente da Companhia não podem ser ocupados pelo mesmo executivo, evitando conflitos de interesse. O prazo de mandato é de dois anos, permitida a reeleição. O Conselho vigente ao final de 2023 tomou posse em 28.04.2022.

Em 2023, foram realizadas 14 reuniões do Conselho de Administração, com frequência média dos membros titulares de 88%. Todas as atas estão disponíveis no website da Comissão de Valores Mobiliários (www.cvm.gov.br) e no website da ENGIE Brasil Energia.

Composição do Conselho de Administração (em 31.12.2023)

Conselheiro(a)	Papel no Conselho ou outros órgãos	Idade	Anos no Conselho
Maurício Stolle Bähr	Presidente do Conselho	66	25
Paulo Jorge Tavares Almirante	Vice-presidente do Conselho	59	7
Dirk Achiel Marc Beeuwsaert	Conselheiro Independente	75	23
Karin Koogan Breitman	Conselheira Independente	54	5
Pierre Jean Bernard Guiollot	Conselheiro	55	7
Simone Cristina de Paola Barbieri	Conselheira	52	6
Paulo de Resende Salgado	Conselheiro Independente e Coordenador do Comitê de Auditoria Estatutário	78	5
Manoel Eduardo Lima Lopes	Conselheiro Independente e membro do Comitê de Auditoria Estatutário	80	3
Adir Flávio Sviderskei	Representante dos Empregados no Conselho	58	3
	Percentual de Independentes: 44%	Média: 64,1 anos	Média: 9,3 anos

Avaliação e remuneração

Como em anos anteriores, em 2023 o Conselho de Administração passou por um processo de avaliação estruturado, como órgão colegiado, complementado por uma autoavaliação individual de cada membro. A Política de Remuneração dos Conselheiros, Diretores e Membros de Comitês prevê diretrizes claras de remuneração, atreladas a objetivos financeiros e não financeiros, no intuito de promover a perenidade dos negócios e a criação de valor, além de manter a Companhia atrativa a profissionais alinhados a seus valores e cultura.

Os montantes e a forma de remuneração definidos levam em conta critérios de mercado, conhecimentos exigidos, complexidade das atividades e resultados alcançados. O valor máximo destinado à remuneração é aprovado pela Assembleia Geral e corresponde à soma de remuneração fixa e variável. Todos os Conselheiros recebem uma remuneração fixa (pró-labore), composta por 13 parcelas mensais. O Presidente do Conselho de Administração recebe também uma parcela variável calculada com base nos resultados alcançados pela Companhia, considerando indicadores financeiros (EBIT, Fluxo de Caixa Livre e Despesas Gerais e Administrativas) e operacionais – dentre eles, objetivos estratégicos B3 (saúde e segurança dos colaboradores e diversidade de gênero no quadro funcional). Tal remuneração é vinculada, de forma direta, ao desempenho coletivo e individual, tendo por objetivo recompensar o executivo pelos resultados atingidos, alinhados às diretrizes de negócios, valores e cultura da Companhia.

Mais detalhes acerca da remuneração dos Administradores (Conselheiros e Diretoria Estatutária) em 2023 estarão disponíveis na Proposta da Administração da Assembleia Geral Ordinária de abril de 2024.

Órgãos de assessoramento

Para apoiar a tomada de decisão nos diferentes níveis hierárquicos e unidades da ENGIE Brasil Energia, a estrutura de governança dispõe de órgãos de assessoramento especializados em temas diversos. Desses, três têm caráter permanente e reporte direto ao Conselho de Administração:

- **Comitê Estratégico:** tem por missão opinar e aconselhar a Alta Administração da Companhia nos assuntos relacionados com a orientação estratégica dos seus negócios. Também avalia tendências, riscos e oportunidades, para propor o desenvolvimento de estratégias que impulsionem o crescimento e a vantagem competitiva da Companhia.

- Comitê de Auditoria Estatutário: criado para fortalecer o compliance e a cultura anticorrupção. Assessora o Conselho de Administração em questões relativas a auditorias externas e internas, demonstrações financeiras, controle interno, gestão de riscos e políticas. É composto por três membros, sendo dois deles membros independentes do Conselho de Administração. O mandato é de dois anos.

- Comitê de Ética: responsável pela divulgação, sensibilização, conscientização e aplicação dos referenciais de ética e conformidade. Além disso, monitora e identifica riscos éticos, para prevenção e mitigação. Também apura violações e propõe medidas disciplinares, podendo instituir Comissão de Averiguação para esse fim. Em 2023, era formado por cinco membros: Diretora de Pessoas, Processos e Sustentabilidade, Gerente de Assuntos Jurídicos, Gerente de Auditoria Interna, Gerente de Gestão de Pessoas e Cultura e Gerente de Governança, Riscos e Controles.

- Comitê de Sustentabilidade: avalia e propõe políticas e práticas relacionados a ESG, monitorando sua aplicação e cumprimento, em aderência à Política de Gestão Sustentável e às diretrizes do Grupo ENGIE. Inclui representantes de diversas áreas da Companhia, incluindo um membro do Conselho de Administração, sendo coordenado pela Diretora de Pessoas, Processos e Sustentabilidade.

Outros dois Comitês atuam em caráter não permanente:

- Conselho Fiscal: instalado a pedido dos acionistas, desempenha atividades previstas em lei, incluindo a fiscalização dos atos dos administradores e do cumprimento de deveres legais e estatutários. Totalmente independente da Administração da Companhia e de qualquer empresa de auditoria externa contratada pela ENGIE Brasil Energia, é composto por três membros efetivos e igual número de membros suplentes, sendo um dos efetivos e seu respectivo suplente indicados pelos acionistas minoritários.

- Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas: instituído pelo Conselho de Administração para analisar, negociar e recomendar transações a serem aprovadas pelos conselheiros e a Assembleia Geral. Pode ter de três a cinco integrantes, com maioria formada por conselheiros independentes. As transações devem seguir os preceitos estabelecidos na Política de Transações com Partes Relacionadas, em especial a observância de condições comutativas e a prevenção de conflito de interesses.

Em complemento aos Comitês, a ENGIE Brasil Energia mantém Fóruns compostos por equipes multidisciplinares, que apoiam a Diretoria Executiva na avaliação de temas específicos. Em 2023, os fóruns ativos eram:

- Fórum de Energia: estratégia de comercialização e gestão de risco do portfólio de clientes.

- Fórum Financeiro: finanças corporativas, tesouraria, seguros, riscos financeiros e de contraparte.

- Fórum de Gerenciamento de Riscos: mapeamento de riscos e definição de gerenciamento e procedimentos de controle.

- Fórum de Governança Tributária: mecanismos para diminuição de exposição a riscos e aproveitamento de benefícios fiscais.

- Fórum de Inovação: recebe e avalia propostas encaminhadas pelos empregados e recomenda à Diretoria a alocação de recursos, estimulando a cultura intraempreendedora e a inovação contínua.

- Fórum de Performance Humana: segurança e produtividade de empregados e terceirizados, disponibilidade das usinas e redução de custos operacionais e de impactos ambientais.

- Fórum de Processos: priorização de processos para garantir o alinhamento com os objetivos estratégicos da Companhia, gerar valor e otimizá-los.

- Fórum de Produtos: identificação, desenvolvimento e validação de novos produtos, além da melhoria daqueles já existentes.

- Fórum de Segurança de Barragens: prevenção de riscos e adoção das melhores práticas relativas ao tema.

- Fórum de Segurança em Sistemas de Controle Industrial: políticas e planos de ação voltados à segurança dos sistemas de controle industrial da ENGIE Brasil Energia.

- Fórum de Seguros: políticas e atividades relacionadas a seguros.

- Fórum de Transmissão de Energia: desenvolvimento, implantação e estruturação de projetos e atividades do segmento de transmissão de energia.

Diretoria Estatutária

Oito diretorias estatutárias atuaram de forma colegiada em 2023: Regulação e Mercado, Operação, Comercialização de Energia, Financeira e de Relações com Investidores, Novos Negócios, Implantação, Pessoas, Processos e Sustentabilidade, além da Presidência, responsável por coordenar toda a Diretoria Executiva.

Eleitos pelo Conselho de Administração, a partir de critérios curriculares, os diretores estatutários têm mandatos de três anos de duração, sendo permitida a reeleição.

Composição da Diretoria Estatutária (em 31.12.2023)

Nome	Diretoria	Idade	Anos no cargo
Eduardo Antonio Gori Sattamini	Presidência	58	7
Eduardo Takamori Guiyotoku	Financeiro e de Relações com Investidores	44	0
Gabriel Mann dos Santos	Comercialização de Energia	48	5
Guilherme Slovinski Ferrari	Novos Negócios	50	4
José Luiz Jansson Laydner	Operação	62	7
Luciana Moura Nabarrete	Pessoas, Processos e Sustentabilidade	51	3
Márcio Daian Neves	Implantação	47	2
Marcos Keller Amboni	Regulação e Mercado	49	4
		Média: 51,1 anos	Média: 4 anos

Avaliação e remuneração

A Política de Remuneração estabelece a seguinte composição para a remuneração da Diretoria Executiva, incluindo o Diretor-Presidente:

- **Remuneração fixa (pró-labore):** 13,33 parcelas mensais, como pagamento direto pelos serviços prestados, e concessão de benefícios como assistência à saúde, auxílio alimentação e seguro de vida.

- **Remuneração variável de curto prazo (anual):** combina bônus e participação nos resultados, podendo oscilar entre 40% e 90% da remuneração anual fixa, a depender do cargo e dos desafios e metas inerentes a ele, incluindo questões afetas ao ESG. O pagamento é efetuado no primeiro semestre do ano seguinte, após o fechamento do exercício, com base nos resultados coletivos e individuais.

- **Remuneração variável de longo prazo:** a controladora direta da Companhia, ENGIE Brasil Participações Ltda., oferece à Diretoria Executiva, ao final de três anos, um Plano de Incentivo de Longo Prazo (ILP) vinculado a Phantom Shares e indicadores corporativos, bem como às Performance Shares e à Política de Opção de Compra de Ações do Grupo.

- **Benefício pós-emprego:** a Companhia patrocina plano de previdência complementar, no modelo de Contribuição Definida, administrado pela Previg – Sociedade de Previdência Complementar. Os demais colaboradores também têm acesso a esse benefício.

O valor máximo anual atingível na remuneração dos Diretores é aprovado pela Assembleia Geral. A metodologia de cálculo aplicável à remuneração variável de curto prazo segue a metodologia adotada pelo Grupo ENGIE, que prevê:

- 65% atrelados a objetivos financeiros (EBIT, Fluxo de Caixa Livre e Despesas Gerais e Administrativas);
- 10% atrelados a objetivos ESG (não financeiros), contemplando duas temáticas com igual peso - saúde e segurança e diversidade de gênero no quadro funcional;
- 25% atrelados a metas individuais de gestão.

Tal metodologia estabelece ainda uma possível penalidade de até 20% nos casos de:

- queda significativa nos resultados de saúde e segurança do trabalho;
- descumprimento dos valores afetos à ética e à conformidade;
- comportamento gerencial inadequado.

Para verificação do atingimento das metas de desempenho financeiro e não financeiro estabelecidas, os Diretores são avaliados formalmente, a cada ano. O Diretor Presidente tem sua avaliação conduzida pelo Presidente do Conselho de Administração, e a avaliação dos demais diretores, pelo Diretor Presidente. Todos os resultados são discutidos e aprovados pelo Conselho de Administração. Mais informações sobre valores de remuneração fixa e variável da Diretoria Estatutária em 2023 estarão disponíveis, de forma colegiada, na Proposta da Administração da Assembleia Geral Ordinária de abril de 2024.

Políticas e diretrizes

Uma série de políticas e diretrizes orientam a governança na ENGIE Brasil Energia e contribuem para assegurar a integridade de seus procedimentos e negócios, bem como o alinhamento com seus propósitos e valores. Tais documentos buscam garantir também que as práticas da Companhia estejam em estrito cumprimento de leis e regulamentos aplicáveis, padrões externos, compromissos assumidos e procedimentos internos, em diferentes âmbitos, como Direitos Humanos, proteção ambiental, competição, proteção de dados, combate à corrupção, entre outros.

Em 2023, alguns desses documentos foram revisados e publicados em suas versões atualizadas: a Política de Divulgação de Informações e de Negociação de Valores Mobiliários, a Política de Combate à Corrupção e ao Suborno e a Política de Remuneração de Conselheiros, Diretores e Membros de Comitês.

A Política de Remuneração, juntamente à Política de Indicação e à Política de Avaliação de Desempenho, contribui para o amadurecimento permanente da governança, a partir de procedimentos íntegros e transparentes no que se refere ao corpo de gestores. Favorecem, assim, o alcance dos objetivos estabelecidos pela Companhia, já que os executivos são avaliados com base em objetivos financeiros e não financeiros (incluindo metas ESG).

Outro destaque de 2023 foi publicação, no mês de junho, do **Código de Conduta em Relações com Fornecedores**. O documento tem como base o Código de Conduta já adotado pelo Grupo ENGIE, com algumas adaptações aplicáveis ao contexto brasileiro, servindo como instrumento de extensão dos padrões éticos da Companhia à cadeia de valor. Conforme previsto nas diretrizes, qualquer fornecedor em potencial deve estar ciente e familiarizado com os princípios de integridade, compliance e privacidade de dados, aceitando cláusulas contratuais sobre esses temas, bem como sobre responsabilidade social e respeito ao meio ambiente.

Tanto a Política de Gestão Sustentável, quanto a Política Ambiental, declaram expressamente o apoio da ENGIE Brasil Energia ao Pacto Global da ONU, aos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável da Agenda 2030, aos Princípios Orientadores da OCDE, ao Acordo de Paris e à Convenção para a Diversidade Biológica (CBD).

O conjunto de diretrizes da Companhia contempla ainda o Plano de Vigilância, com o objetivo de identificar e prevenir riscos de impactos negativos na sociedade e no meio ambiente, relacionados às suas atividades. As medidas de vigilância previstas abrangem direitos humanos, saúde e segurança, meio ambiente, suprimentos e mecanismos de alerta.

Todas as políticas da ENGIE Brasil Energia são aprovadas pela Diretoria Executiva e pelo Conselho de Administração e aplicáveis a toda a sua estrutura organizacional, incluindo empresas controladas. Tais documentos são compartilhados com os *stakeholders*, dentro do princípio de uma gestão transparente, disponibilizados para acesso público pelo link.

Gestão Integrada

Tendo como premissa conduzir uma gestão responsável e sustentável, com olhar atento para todos os aspectos sensíveis do negócio, em especial questões sociais e ambientais, a ENGIE Brasil Energia busca aprimorar continuamente suas ferramentas e instrumentos de gestão. Nesse sentido, mantém em sua estrutura, desde 2021, uma Gerência de Governança, Riscos e Controles, que facilita a integração dos processos de governança dentro de uma visão sistêmica da Companhia.

Outra medida que visa aumentar a eficiência de sua governança é a manutenção do Sistema Integrado de Gestão (SIG), tendo como escopo os requisitos das normas NBR ISO 9001 – Gestão da Qualidade, NBR ISO 14001 – Gestão Ambiental e ISO 45001 – Gestão de Saúde e Segurança do Trabalho. Além da sede da ENGIE Brasil Energia, em Florianópolis (SC), todas as usinas hidrelétricas da Companhia são abrangidas pelo SIG e completarão duas décadas de certificação em 2024. As demais unidades, embora não certificadas, seguem as mesmas políticas e procedimentos contemplados pelo Sistema Integrado de Gestão.

Em agosto de 2023, foi obtida a manutenção do certificado, concedido pelo *Bureau Veritas*, após rodadas de auditorias, com verificação de requisitos cumpridos, indicadores de performance e outras informações.

Com a certificação, atesta-se para o mercado, órgãos reguladores, parceiros e demais *stakeholders*, a conformidade dos processos da Companhia em relação aos requisitos das três normas (9001, 14001 e 45001), o atendimento de requisitos legais previstos em legislações municipais, estaduais e federais e o cumprimento das próprias políticas e normas internas da do Grupo ENGIE.

A implantação do SIG traz como benefícios adicionais a padronização de documentos e de procedimentos e uma maior conscientização dos colaboradores sobre questões relacionadas a saúde, segurança e melhoria contínua, uma vez que o Sistema orienta que se faça, de forma permanente, a identificação e o tratamento de não conformidades.

O processo de certificação é conduzido por uma empresa independente e contratada a partir de critérios isonômicos, para garantir a imparcialidade e a confiabilidade das auditorias e demais procedimentos previstos.

GESTÃO DE RISCOS E OPORTUNIDADES

A diversificação do portfólio de produtos e serviços da ENGIE Brasil Energia é um dos pilares de seu modelo de negócio e isso só é possível graças a uma gestão de riscos eficaz, que assegura à Companhia a tomada de decisões assertivas em relação a novos projetos e investimentos. Ao longo de sua trajetória, a Companhia tem conseguido se manter competitiva em diferentes cenários econômicos e políticos, mantendo condições favoráveis à captura de bons projetos, que agreguem valor e contribuam para um crescimento continuado e sustentável do negócio.

Mapeamento e controle

A gestão de riscos é uma prática permanente e envolve, além dos mais altos níveis de governança da Companhia, equipes multidisciplinares e dedicadas aos processos de controle interno. A Política de Gestão de Riscos e Oportunidades, aprovada pelo Conselho de Administração em 2016, orienta os processos pertinentes, os quais também são acompanhados e apoiados pelo Fórum de Gerenciamento de Riscos e pelo Comitê de Auditoria Estatutário, além da atuação mais próxima da Gerência de Governança, Riscos e Controles, responsável direta pela execução.

A identificação e a classificação dos riscos, quanto à probabilidade de ocorrência e à relevância dos possíveis impactos, são objeto da Matriz de Riscos e Oportunidades Empresariais, validada anualmente pelo Conselho de Administração, com o assessoramento do Comitê de Auditoria Estatutário. A avaliação considera impactos reputacionais, financeiros, estratégicos, operacionais, propondo ainda ações de prevenção e mitigação. Essas informações subsidiam posteriormente o Plano Anual de Auditoria Interna do Grupo ENGIE, para a melhoria contínua da gestão.

A Matriz é elaborada e emitida pela Gerência de Governança, Riscos e Controles, com participação direta da Diretoria Executiva. Em dezembro de 2023, o Conselho de Administração aprovou a versão atualizada da Matriz de Riscos e Oportunidades Empresariais, elaborada após a condução de um novo ciclo de análise de riscos – a qual seguiu a metodologia adotada pelo Grupo ENGIE, com base na ISO 31.000 e no COSO ERM.

A revisão incluiu a identificação de novos riscos, a partir de entrevistas com diretores e gestores de diversas áreas, e considerou os chamados riscos residuais – remanescentes após a aplicação dos planos de mitigação estabelecidos pela Companhia. Foram também analisados os riscos inerentes, ou seja, existentes antes dos planos de mitigação. Como resultado, foram consolidados 10 grupos principais de riscos empresariais – com potencial de impactar negativamente os resultados financeiros da Companhia. A revisão deu origem a 55 planos de mitigação, os quais são acompanhados trimestralmente.

Riscos Monitorados:

- **Tributário**
- **Projetos em construção**
- **Regulatório**
- **Operação**
- **Segurança cibernética**
- **Mercado**
- **Ética e compliance**
- **Mudanças climática**
- **Security**
- **Operacionalização da estratégia**

Conforme determina a Política de Gestão de Riscos e Oportunidades, todos os gestores da ENGIE Brasil Energia são donos dos riscos relacionados às suas atribuições ou autoridades e assumem a responsabilidade pela exposição ao risco incorrido por suas decisões. Além da Política de Gestão de Riscos e Oportunidades, são respeitadas as diretrizes estabelecidas no Plano de Vigilância do Grupo ENGIE. O documento traz quatro abordagens de vigilância para identificação e monitoramento de riscos: direitos humanos, ambiental e social, saúde e segurança e suprimentos.

COMPROMISSO ESG

Orientada a impactar de forma positiva as pessoas e o planeta, a ENGIE Brasil Energia adota, historicamente, políticas e práticas sociais, ambientais e de governança que a alçaram ao grupo de empresas referência em sustentabilidade no país. Além da confiança dos *stakeholders*, que compartilham da visão de longo prazo e Propósito da Companhia, essa referência tem se manifestado por meio de prêmios e reconhecimentos conquistados ao longo dos últimos anos – entre os quais se destaca a presença contínua no Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da B3, desde 2005.

A Política de Gestão Sustentável da ENGIE Brasil Energia baliza sua atuação ESG em cinco frentes fundamentais: Governança, Qualidade, Meio Ambiente e Mudanças Climáticas, Saúde e Segurança no Trabalho e Responsabilidade Social. Derivadas dessa Política, diretrizes corporativas apoiam a agenda de sustentabilidade corporativa de forma transversal, ancoradas nos Objetivos não Financeiros do Grupo ENGIE, a serem alcançados, em âmbito global, até 2030 – alinhados à Agenda 2030 do Desenvolvimento Sustentável, proposta pela Organização das Nações Unidas (ONU).

Objetivos Não Financeiros do Grupo ENGIE -2030

Aspecto	Objetivo 2030
Emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE)	Reduzir para, no mínimo, 43 MtCO2e o total de emissões de gases de efeito provenientes da geração de energia elétrica do Grupo — em 2019, esse total foi de 80 MtCO2e (meta alinhada à iniciativa Science Based Target – SBTi).
Diversidade de Gênero	Ampliar para 50% a participação de mulheres na administração do Grupo — em 2019, elas ocupavam 24% das posições de liderança.
Energias Renováveis	Elevar a 58% a participação de fontes renováveis no mix de capacidade de produção de energia mundialmente — ante os 28% registrados em 2019.
Cadeia de Fornecedores	Atingimento de 100%, até 2030, do índice de compras responsáveis (excluída a aquisição de energia), que envolvem avaliações socioambientais e compras inclusivas; e atingimento de 100%, até 2030, dos top 250 fornecedores preferenciais certificados por compromissos Science Based Targets (SBTi).
Água	Atingir consumo de água em relação à energia produzida de 0,1 m3/kWh.

Orientada à sustentabilidade, a gestão dos temas socioambientais e de governança é compartilhada entre diferentes áreas corporativas, que asseguram a inserção de aspectos ESG em planos estratégicos de todas as frentes de negócio. **O Conselho de Administração supervisiona o tema**, por meio de reportes regulares das áreas e da atuação do Comitê de Sustentabilidade, do qual recebe atualizações a cada semestre. Em 2023, o Comitê teve sua composição e dinâmicas reestruturadas, para que a interação com os conselheiros seja ainda mais efetiva. O Comitê tem como coordenadora a Diretora de Processos, Pessoas e Sustentabilidade.

O contexto dos temas materiais para a sustentabilidade está condensado no *Balance Scorecard* corporativo, com base em todos os elementos descritos - Políticas, Objetivos Não Financeiros, *frameworks* e agendas de desenvolvimento sustentável, bem como orientações da Administração, perspectivas e estratégias do negócio. Assim, resulta em compromissos estratégicos e táticos ESG para todas as unidades operacionais, integrando os objetivos anuais da Companhia.

COMPROMISSO ÉTICO

Na ENGIE Brasil Energia, a conduta ética representa parte indissociável da cultura corporativa, refletida em uma série de políticas e práticas de gestão. Os preceitos a serem seguidos por representantes da Companhia, no que tange à ética e à conformidade, estão estabelecidos em diversos documentos, em especial o Código de Ética, compartilhado com todos os públicos de interesse como referencial a integridade, Direitos Humanos e conformidade, entre outros aspectos.

A ENGIE Brasil Energia mantém em sua estrutura organizacional um Comitê de Ética dedicado à gestão do tema, com reporte direto ao Conselho de Administração. O devido cumprimento das diretrizes de integridade é objeto de monitoramento permanente por parte do Comitê, bem como de outras instâncias de governança. Toda a gama de documentos referentes ao tema alinha seus compromissos aos padrões estabelecidos em pactos e declarações internacionais, como a Declaração Universal dos Direitos Humanos, a Convenção das Nações Unidas Contra a Corrupção, as Convenções da Organização Internacional do Trabalho (OIT) e as Diretrizes da Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Econômico (OCDE) relativas às empresas multinacionais.

O cumprimento das orientações apresentadas nos documentos é objeto de monitoramento e acompanhamento permanente por parte do Comitê e de outras instâncias de governança. Assim, a ética, permeia as relações da Companhia com todos os *stakeholders*, em especial clientes, investidores, parceiros, fornecedores, prestadores de serviço, representantes do poder público, comunidades e colaboradores, entre outros.

Dessa forma, a Companhia monitora o risco ético em sua integralidade, estabelecendo planos de ação específicos, em caráter permanente, voltados à mitigação. Entre os aspectos acompanhados de forma sistemática estão os relativos a Direitos Humanos, que incluem análises de alinhamento a tratados e convenções internacionais, a fim de assegurar condições dignas de trabalho a todos os envolvidos nas operações da Companhia.

Conforme preveem suas diretrizes, a ENGIE Brasil Energia não admite, em hipótese alguma, a exploração do trabalho infantil, forçado ou compulsório em sua cadeia de valor. Assim, não apenas evita relações comerciais com organizações que adotem essa prática, como tem por orientação denunciar aos órgãos competentes casos que venha a ter conhecimento.

Além da ênfase em Direitos Humanos, destacam-se na gestão de risco ético as iniciativas de combate à fraude e à corrupção, a fim de evitar o descumprimento, interno ou com conluio externo, de valores e princípios do Código de Ética, tais como suborno, uso fraudulento de propriedades da Companhia e interferência em processos de concorrência, entre outros. Nesse sentido, somam-se à certificação ISO37001 conquistada pela Companhia – referente à Gestão Antissuborno -, alguns compromissos voluntários assumidos pela Companhia, como o Pacto Global das Nações Unidas, a Iniciativa para a Transparência nas Indústrias Extrativas (EITI) e a seção francesa da ONG Transparency International.

Políticas vigentes

Entre as diretrizes que orientam o Programa de Integridade, destacam-se:

- Código de Ética;
- Guia de Práticas Éticas;
- Política de Combate à Corrupção;
- Política de Direitos Humanos;
- Política de Prevenção de Conflito de Interesses;
- Política de Consultores de Negócio;
- Políticas de *Due Diligences* de Terceiros;
- Política de Embargo;
- Política de Relacionamento com Agentes Públicos;
- Código de Conduta na Relação com Fornecedores; e
- Procedimento de Brindes e Hospitalidades.

Entre as principais atividades conduzidas pelo Comitê de Ética em 2023, no âmbito do Programa de Integridade, destacam-se:

- Obtenção do Selo Pró-Ética: A ENGIE Brasil Energia foi reconhecida com o Selo Pró-Ética 2022-2023, uma iniciativa da Controladoria-Geral da União (CGU), em parceria com Instituto Ethos, que reconhece e valoriza as empresas que adotam boas práticas de ética, transparência e integridade na gestão de seus negócios.

- Eventos de sensibilização: Durante a Semana Interna de Prevenção a Acidentes de Trabalho (SIPAT), evento realizado pela Comissão Interna de Prevenção de Acidentes (CIPA), foi promovida uma palestra, aberta a todos os colaboradores, com o Prof. Dr. Leandro Karnal, que abordou a importância da ética para as pessoas e os negócios.

- Aproximação com a CIPA: Em atenção à Lei 14.457/22, que instituiu o Programa Emprega + Mulheres e inseriu como responsabilidade da CIPA a adoção de medidas para prevenção e combate ao assédio sexual e outras formas de violência no ambiente de trabalho, o Comitê de Ética estreitou o relacionamento com a Comissão. Foram realizados treinamentos específicos relacionados ao tema, orientando membros das CIPAs sobre o tema.

- Formação da cadeia de fornecimento: Em abril, a Companhia realizou treinamento para cerca fornecedores da Companhia, conscientizando-os sobre a importância da ética na condução dos negócios e compartilhando boas práticas e, relação ao canal de denúncias e gestão da cadeia de valor.

- Revisão de políticas: três políticas da Companhia com aspectos ligados à ética e à conformidade foram revisadas, aprovadas e publicadas em suas versões atualizadas: Política de Divulgação de Informações e de Negociação de Valores Mobiliários, Política de Combate à Corrupção e ao Suborno e Política de Remuneração de Conselheiros, Diretores e Membros de Comitês. Também foi aprovado no período o Código de Conduta na Relação com Fornecedores, uma adaptação das diretrizes adotadas pelo Grupo ENGIE.

- Monitoramento de exposição política e compliance: a fim de acompanhar a exposição política e compliance dos membros da Alta Gestão, o Comitê de Ética acompanha a declaração de integridade de conselheiros fiscais e de administração da Companhia.

Mecanismos de *compliance*

O compromisso da ENGIE Brasil Energia com a ética e a integridade é amparado por sua estrutura de governança, a qual prevê papéis específicos voltados ao controle de conformidade, nos mais altos níveis de gestão. Ao Comitê de Ética cabe garantir o cumprimento dos valores individuais e coletivos e adequar os meios necessários para aplicar as regras de conduta estabelecidas. Assim, o Comitê é responsável pela divulgação, sensibilização, conscientização, aplicação e monitoramento dos referenciais de ética e conformidade, bem como pela identificação, prevenção e mitigação de riscos éticos. O órgão também apura violações e propõe medidas disciplinares, podendo instituir Comissão de Averiguação para esse fim.

Por meio de relatórios trimestrais do Comitê de Ética, o Conselho de Administração acompanha as atividades realizadas, o registro e o tratamento de incidentes de ética e outros fatos relevantes. Esses relatórios também são compartilhados com o Diretor de Ética e Compliance da ENGIE Brasil Participações e com o Comitê de Auditoria Estatutário, outro órgão com papel relevante nos mecanismos de *compliance*, assessorando o Conselho de Administração em todas as questões afetas a auditorias, controles internos e gestão de riscos.

Ainda no âmbito dos mecanismos de *compliance*, destacamos o Programa INCOME, vigente na Companhia desde 2006 para aprimorar a gestão de controles internos. Anualmente, os principais processos e controles relevantes são avaliados internamente por meio da técnica de autoavaliação (*self-assessment*), e uma amostra é testada por terceira parte independente. Os resultados do Programa são comunicados aos Diretores Executivos, ao Comitê de Auditoria Estatutário e ao Conselho de Administração. Qualquer desvio identificado nos controles é abordado por meio de planos de ação, sendo a gestão dessas iniciativas realizada pelas áreas pertinentes em colaboração com a equipe de controles internos.

Outro mecanismo de *compliance* relevante são as avaliações periódicas dos fornecedores, realizadas trimestralmente, por meio de uma plataforma automatizada, com recursos de *big data*. Às empresas fornecedoras que recebem maior volume de recursos são aplicados requisitos de controle ainda mais aprofundados.

Canal de denúncias

Além de estabelecer compromisso público com a ética e a integridade, a ENGIE Brasil Energia cria e mantém instrumentos adequados para a identificação e o tratamento de qualquer episódio que possa representar transgressão aos princípios e diretrizes da Companhia. Uma ferramenta essencial a esse processo é o Canal de Denúncias, aberto a qualquer pessoa que queira relatar situações inapropriadas, como assédio, conflito de interesse, conduta inadequada, corrupção, discriminação, fraude, quebra de sigilo, violação de leis ou de políticas internas.

Gerido por uma empresa externa independente, o Canal garante a segurança e a privacidade de quem o utiliza. Assim, a ENGIE Brasil Energia incentiva a comunicação e o registro de eventuais desvios éticos em toda a cadeia de valor, assegurando a não retaliação ao denunciante, que pode registrar sua manifestação por meio do website, de um endereço de e-mail específico ou ainda de uma linha telefônica gratuita, com atendimento 24 horas por dia, sete dias por semana.

Canal de denúncias

www.canalintegro.com.br/engiebrasil

0800 580 2566

- Amplamente divulgado
- Anonimato assegurado
- Apuração confidencial
- Sem retaliação
- Averiguação isenta
- Resultado reportado aos interessados
- Sanções para violações éticas

As denúncias, que podem ser anônimas, são registradas pela empresa independente, a qual, após análise preliminar de procedência, envia seus registros para o Comitê de Ética, para que recebam o tratamento adequado, conforme prevê a Política de Tratamento de Alegações. Ao Comitê, cabe definir se o caso deve ser investigado por um agente externo ou interno e, posteriormente, encaminhar recomendações ao gestor responsável, para que providencie a implementação das medidas sugeridas, conforme padrões internos e aspectos legais. O comunicante do incidente é informado periodicamente sobre encaminhamentos e resultados.

Todas as informações relativas à denúncia (registro da manifestação, relatório de investigação, atas de reunião do Comitê e decisão conclusiva) são armazenadas, garantidas a confidencialidade e a proteção dos dados. Nos casos em que fique comprovada alguma violação, são previstas medidas disciplinares que podem ir de advertência à rescisão contratual por parte da Companhia, a depender da gravidade do caso.

A existência do Canal de Denúncias é amplamente divulgada junto aos *stakeholders*, de modo a estimular o uso responsável da ferramenta e para que ela seja reconhecida como um meio confiável de recebimento e tratamento de denúncias.

SEGURANÇA DA INFORMAÇÃO

A proteção de dados pessoais, além de uma obrigação legal diante da vigência da recente Lei Geral de Proteção de Dados Pessoais (LGPD), também é condição essencial para garantir o respeito à privacidade de cada indivíduo e a ética nos negócios. Essa responsabilidade está demonstrada nos compromissos que a ENGIE Brasil Energia assume em sua **Política de Privacidade e Proteção de Dados Pessoais** e em sua **Política de Segurança da Informação**. Os documentos, disponíveis no site da Companhia, estão alinhados à LGPD, ao Código de Ética e às abordagens de gerenciamento de riscos e de proteção do patrimônio da ENGIE Brasil Energia.

A **Política de Proteção de Dados Pessoais** determina expressamente que dados pessoais devem ser coletados e processados por meios justos e para fins específicos, explícitos e legalmente previstos, sem que sejam desviados de tais finalidades, e atendendo, sempre que pertinente, a requisitos de notificação do titular dos dados e de seu prévio consentimento, quando cabível.

Já a **Política de Segurança da Informação** prevê princípios gerais visando à proteção de ativos tangíveis e intangíveis. Entre eles, está o de prevenir, monitorar, identificar e responder aos incidentes de segurança da informação. O documento destaca que as medidas de prevenção e controle buscam gerenciar e manter os riscos em nível adequado ao negócio.

Ambas as políticas estabelecem diretrizes relacionadas à responsabilização e à prestação de contas no que tange a manipulação, uso e proteção de dados. Assim, preveem que o Comitê Executivo da ENGIE Brasil Energia é o responsável pela análise e aprovação dessas Políticas e por estabelecer o Comitê de Segurança da Informação e Privacidade, a quem cabe mantê-las atualizadas e divulgadas, supervisionar seu cumprimento, definir e manter um Programa de Proteção de Dados Pessoais e realizar treinamentos e conscientizações.

O Comitê de Segurança da Informação e Privacidade é formado pelas áreas de Segurança da Informação, Tecnologia da Informação, Jurídica, Proteção de Dados Pessoais, Pessoas e Cultura, Riscos e Controles Internos.

CAPITAL HUMANO

A ENGIE Brasil Energia reconhece no capital humano um de seus principais diferenciais competitivos. Por isso, se empenha em construir e manter um ambiente de trabalho seguro, respeitoso e inclusivo, que ofereça a todas as pessoas oportunidades de desenvolver seu potencial e prosperar. Conduzido pela Diretoria de Pessoas, Processos e Sustentabilidade, o time de Gestão de Pessoas e Cultura (GPC) é responsável pela coordenação das ações direcionadas aos colaboradores, além do aprimoramento das políticas, normas e processos internos. As lideranças dos ativos de geração e transmissão também têm um papel importante, pois gerenciam as peculiaridades de cada local, em todas as regiões do país.

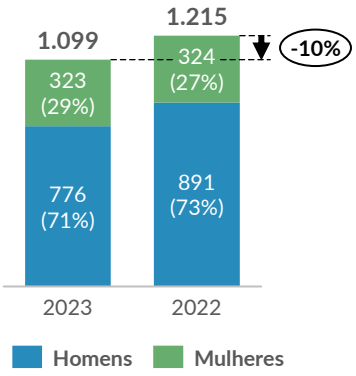
Ao final de 2023, **o quadro funcional da Companhia era formado por 1.099 colaboradores diretos**, majoritariamente alocados na Região Sul do país (vide gráficos a seguir). Esse dado se refere aos profissionais que trabalham em ativos nos quais a ENGIE Brasil Energia detém 100% de controle.

Somavam-se a esse grupo outras 301 pessoas, vinculadas a empresas não controladas integralmente – 266 à TAG, 31 à Companhia Energética Estreito e quatro à Itá Energética –, além de 71 estagiários e dois aprendizes.

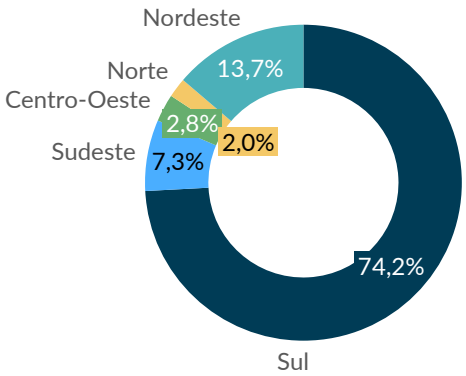
O número de colaboradores apresentou decréscimo, se comparado ao ano anterior, **por conta da venda da Usina Termelétrica Pampa Sul**, que contava com cerca de 120 colaboradores – o que não impactou o número de desligamentos, uma vez que a saída dos colaboradores do quadro da ENGIE Brasil Energia se deu por motivo de cisão.

Adicionalmente, durante 2023 a média de prestadores de serviços de longo prazo, que atuam regularmente nas instalações ou projetos da Companhia (tanto em ativos operacionais quanto em implantação), foi de cerca de 5,3 mil profissionais. Considerando apenas projetos em implantação, a média é de 3,4 mil, 64% do total.

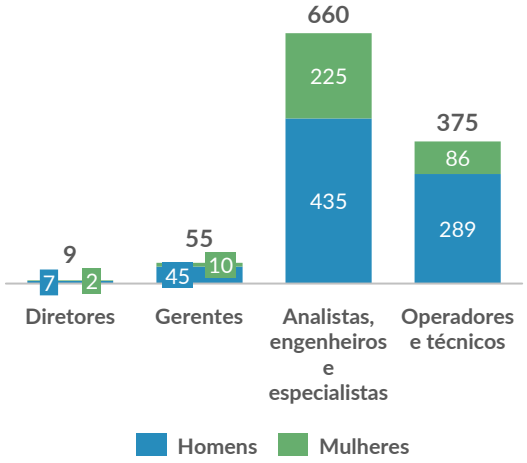
Total de colaboradores, por gênero



Colaboradores por região



Total de colaboradores por categoria funcional



Admissões e demissões

Ao longo de 2023, foram realizadas **135 admissões**, número 33% inferior às registradas em 2022, que foi de 201 novos colaboradores. Das novas contratações, 38% se deram na região Nordeste, especialmente vinculada aos projetos em implantação – Conjunto Eólico Serra do Assuruá e Conjunto Fotovoltaico Assú Sol. Dentre as oportunidades abertas no ano, 24% foram preenchidas por candidatos internos, número 13 p.p. maior que o percentual de 2022, de 11%.

Ocorreram 130 desligamentos em 2023, 17% menos que em 2022, onde o número foi de 156. A taxa de rotatividade (*turnover*) foi de 10,9%, e a de rotatividade voluntária, quando o colaborador deixa a Companhia por livre iniciativa, foi de 4,4%. Parte significativa dos desligamentos (50) está vinculada ao fim do período de construção da Linha de Transmissão Novo Estado, envolvendo colaboradores que tinham contrato de trabalho por tempo determinado.

Remuneração e benefícios

Para atrair e reter talentos, a ENGIE Brasil Energia oferece remuneração justa e competitiva, que somam componentes fixos e variáveis. Os componentes variáveis são divididos em **Participação nos Lucros e/ou Resultados (PLR) e Bônus Gerencial**, e têm como objetivo estimular a alta performance e a superação de desafios.

A PLR é paga a todos os colaboradores e negociada anualmente com os sindicatos. O Bônus Gerencial, por sua vez, constitui uma remuneração de curto prazo oferecida a gestores.

A Companhia realiza regularmente pesquisas de mercado, com consultoria independente, para mensurar a competitividade e atratividade do pacote ofertado. A última pesquisa, realizada em 2021, indicou que o pacote total de remuneração da Companhia fica acima de 30% da mediana do setor.

Além da remuneração, a ENGIE Brasil Energia concede aos colaboradores um conjunto de benefícios, que inclui:

- Adicional de férias (1/3 além do exigido por Lei).
- Assistência Médica e Odontológica, extensível a filhos e cônjuges.
- Auxílio-creche.
- Auxílio-farmácia, extensível a filhos e cônjuges.
- Extensão da licença-maternidade (6 meses) e da licença-paternidade (28 dias).
- Horário flexível e Regime Híbrido de Trabalho.
- Previdência Privada com coparticipação da Companhia.
- Programa de Apoio Psicológico, extensível a filhos e cônjuges.
- Seguro de Vida.
- Vale Refeição e/ou alimentação.
- Vale transporte.

Saúde, segurança e bem-estar

A segurança e o bem-estar dos colaboradores se destacam como prioridades na agenda de sustentabilidade da ENGIE Brasil Energia. A Companhia adota a Política de Saúde e Segurança do Trabalho como diretriz fundamental, delineando ações voltadas para assegurar um ambiente de trabalho seguro e saudável para todos os profissionais.

Nesse sentido, a Companhia conta com um sistema de gestão de Saúde e Segurança do Trabalho (SST), pautado na ISO 45.001, que abrange todas as atividades, ativos e colaboradores. Esse sistema contribui para a otimização das atividades da área, visando prevenir, controlar, eliminar ou reduzir riscos, assegurando total conformidade com a legislação e normativas vigentes, além de informar os canais para participação e consulta dos colaboradores sobre o tema.

As responsabilidades estão claramente definidas nos procedimentos internos da ENGIE Brasil Energia, para todos - desde a Diretoria até as gerências, o núcleo de SST corporativo, as equipes de SST dos ativos e os profissionais de todas as áreas. As Diretorias definem, periodicamente, indicadores de desempenho, acompanhados e tratados estrategicamente pela Alta Gestão. Essas diretrizes e responsabilidades compartilhadas fortalecem a cultura de saúde e segurança da Companhia, promovendo o cuidado individual e coletivo.

Para estimular o comprometimento dos colaboradores, a Companhia investe em ações de sensibilização e conscientização, tais como:

- Parada Geral de Segurança;
- Campanhas de conscientização (Setembro Amarelo, Outubro Rosa, Novembro Azul, Segurança no Trânsito etc.);
- Programa ENGIE One Safety Culture;

- Lançamento GR14: Reconhecimento e Sanções;

- Projeto transformação cultural em Saúde e segurança;

- Fortalecimento do Momento Segurança;

- Ciclos de Auditorias.

Indicadores relativos a colaboradores próprios	2023	2022
Número de horas de exposição ao risco	2.173.077	2.219.779
Número de acidentes de trabalho e de trajeto com e sem afastamento	2	7
Número de acidentes fatais (óbitos)	0	0
Número de dias perdidos — acidentes de trabalho com afastamento	0	0
Casos de doenças profissionais de comunicação obrigatória	0	0

Indicadores relativos a prestadores de serviço	2023	2022
Número de horas de exposição ao risco	8.928.490	13.822.341
Número de acidentes de trabalho e de trajeto com e sem afastamento	50	107
Número de acidentes fatais (óbitos)	1	0
Número de dias perdidos — acidentes de trabalho com afastamento	41	269

Taxas de frequência e gravidade

	2023	2022	Meta 2023	Meta 2024
Taxa de Frequência (TF) empregados próprios*	0,00	0,00	≤ 1,40	N.A.
Taxa de Frequência (TF) prestadores de serviços*	0,90	1,29	≤ 1,40	N.A.
Taxa de Gravidade (TG) empregados próprios**	0,00	0,00	≤ 0,02	≤ 0,02
Taxa de Gravidade (TG) prestadores de serviços**	0,005	0,017	≤ 0,02	≤ 0,02

TF = nº de acidentes de trabalho ocorridos a cada milhão de horas de exposição ao risco
TG = nº de dias perdidos com acidentes de trabalho ocorridos em cada mil horas de exposição ao risco.

Promoção da saúde

A ENGIE Brasil Energia investe na promoção da saúde integral de seus colaboradores, por meio de medidas preventivas e protetivas – individuais e coletivas –, as quais respeitam aspectos sociais e culturais. Entre as ações desenvolvidas estão:

- Campanhas de conscientização (Setembro Amarelo, Outubro Rosa, Novembro Azul, Janeiro Branco, Segurança no Trânsito etc.);

- Ampliação de questionário de saúde com questões relacionadas a saúde mental;

- Campanha de Vacinação contra a Gripe;

- Caminhadas na natureza (trilhas) para colaboradores e famílias;

- Espaço de Condicionamento Físico *in company* (musculação, pilates, dança e funcional);

- Esportes coletivos organizados pelas equipes locais;

- Fornecimento de Frutas no ambiente de trabalho;

- Massoterapia;

- Exames extras (complementares aos estabelecidos pela legislação) para todos os colaboradores, realizados dentro do Exame Periódico;

- Incentivo para exames e consultas com especialista de Saúde do Homem e da Mulher.

Nesse sentido, a Companhia mantém equipes especializadas em saúde laboral para acompanhar as condições de saúde de seus colaboradores, tendo como base exames ocupacionais, complementares e consultas clínicas, fornecendo orientações e acompanhamento individualizado.

As informações de saúde dos colaboradores são protegidas com sigilo absoluto. Os atendimentos são realizados em locais privados e não reportados a nenhum outro colaborador, incluindo gestores e líderes. O acesso a qualquer atendimento de saúde é facilitado, sem a necessidade de aprovação ou encaminhamento do gestor. Essa política garante que todos se sintam seguros e confortáveis em buscar atendimento de saúde.

Além disso, todos os colaboradores e seus dependentes têm à disposição dois planos de saúde com cobertura nacional que abrangem diversas especialidades médicas e não médicas, cobrindo procedimentos como cirurgias, internações e transporte. Os benefícios também incluem plano odontológico, auxílio-farmácia e assistência financeira para aquisição de óculos de grau, lentes oftalmológicas, aparelhos auditivos e dispositivos ortopédicos.

Promoção da diversidade, equidade e inclusão

A ENGIE Brasil Energia reconhece que o impulso à diversidade, à equidade e à inclusão auxilia no combate à discriminação, na promoção os direitos humanos e na redução das desigualdades sociais. Além do impacto social positivo, essas ações são essenciais para o crescimento sustentável da Companhia, pois agregam diferentes experiências e perspectivas ao cotidiano das operações, impulsionando a sustentabilidade dos resultados a longo prazo.

Lançada em 2022, a Política de Diversidade & Inclusão orienta as ações desenvolvidas pela Companhia e define a estrutura da cultura ampla de diversidade. Para tanto, a Companhia tornou obrigatório, a todos os colaboradores, o treinamento-base de Diversidade & Inclusão, que aborda vieses inconscientes e atitudes para tornar o ambiente de trabalho mais inclusivo.

A ENGIE tem como objetivo proporcionar a cada colaborador a sensação de segurança para expressar suas ideias e contribuir para alcançar os melhores resultados. No âmbito da avaliação de riscos relacionados à diversidade, a pesquisa de engajamento ENGIE&Me, conduzida anualmente, é a fonte dos insumos para defini-los. Essa pesquisa permite uma análise diferenciada, abordando temas como relacionamentos, condições de trabalho, e segurança no ambiente profissional, entre outros. Quando identificada a necessidade de intervenção, são estabelecidos planos de ação corporativos e/ou por área.

É por meio do Programa **#geraDiversidade** que as Políticas e objetivos ENGIE no tema são executados, desenvolvendo ações relacionadas à criação de um ambiente cada vez mais inclusivo, seja por campanhas de sensibilização, atração de talentos diversos e desenvolvimento de homens e mulheres. Estruturado em três pilares – cultura, desenvolvimento e atração –, promove o respeito e bem-estar no ambiente de trabalho, por meio da educação e da capacitação dos colaboradores, apoiando o desenvolvimento dos grupos sub-representados dentro e fora da ENGIE Brasil Energia, além de atrair esses profissionais para aumentar, efetivamente, o percentual de pessoas diversas na Companhia.

Inclusão de pessoas com deficiência (PCD)

O Programa **#GeraInclusão** é uma iniciativa para oferecer oportunidades de desenvolvimento a pessoas com deficiência – em formação técnica ou universitária – que desejam entrar para o mercado de trabalho.

Ao longo do Programa, são oferecidas aos profissionais atividades de aprendizagem e desenvolvimento de carreira, por meio de capacitações em habilidades comportamentais e técnicas. Além disso, são oferecidas mentorias com colaboradores seniores e experiências práticas em processos e projetos, contribuindo assim para sua empregabilidade.

Em 2023, foram abertas 18 vagas relacionadas à iniciativa.

Como fruto de uma série de ações de desenvolvimento (incluindo programa de trainees com vagas afirmativas para mulheres) e culturais desenvolvidas ao longo dos últimos anos, **foi registrado aumento de 2,7p.p. no número de mulheres no quadro funcional – passando de 26,7% em 2022, para 29,4% em 2023** – incremento em linha com os observados nos anos anteriores. Houve aumento também no percentual de **mulheres em posições de liderança – de 23,2% em 2022 para 27,7%** em 2023.

Desenvolvimento profissional

Fomentar a aprendizagem ao longo da vida, fazendo do conhecimento uma plataforma de desenvolvimento pessoal e profissional é um compromisso firmado pela ENGIE Brasil Energia com cada colaborador. Por isso, a Companhia mantém um time exclusivamente dedicado ao tema na área de Gestão de Pessoas e Cultura (GPC), que compartilha com os gestores das áreas a responsabilidade por identificar demandas por treinamentos técnicos e de *soft skills*.

A gestão acompanha as metas de desenvolvimento, incluindo o percentual participações, ao longo do ano vigente, acesso aos programas do Grupo ENGIE, horas de desenvolvimento para diferentes níveis e cargos e temas desdobrados em ações efetivas. Para fortalecer o processo de desenvolvimento profissional, a ENGIE Brasil Energia criou o Diálogos de Carreira, uma plataforma que apoia o PDI. Na plataforma, o colaborador reflete sobre a evolução de sua trajetória profissional e os resultados de seu trabalho no ano, junto ao seu gestor, e também sobre perspectivas futuras.

Os PDIs também orientam a oferta formativa na plataforma de educação corporativa da Companhia, que pode ser acessada livremente pelos colaboradores. Programas de desenvolvimento complementares são oferecidos na ENGIE University, universidade corporativa do Grupo ENGIE. Além disso, um programa de formação permite aos colaboradores receberem contrapartida financeira da Companhia para realizar pós-graduação e cursos de idiomas.

Em 2023, **a Companhia investiu cerca de R$ 6,8 milhões em ações de treinamento e capacitação**, um incremento de 19% em relação ao ano anterior, que foi de R$ 5,7 milhões. **Ao todo, foram cerca de 79,6 mil horas** dedicadas à aprendizagem, aumento de 13,4% quando comparado a 2022, que somou 70,2 mil horas.

Clima organizacional

A Companhia avalia a efetividade dos programas de Gestão de Pessoas por meio de pesquisas de clima organizacional realizadas regularmente. Em 2023, 95% dos colaboradores participaram da pesquisa.

- Acredito plenamente nas metas e objetivos da ENGIE – **97%**
- Eu recomendaria a ENGIE como um bom lugar para se trabalhar – **93%**
- Tenho orgulho de ser associado à ENGIE – **98%**
- Acredito firmemente na capacidade da ENGIE de avançar rumo a uma economia neutra em carbono – **97%**
- A ENGIE é uma empresa socialmente responsável – **98%**
- Compreendo como meu trabalho contribui para os objetivos de negócio da minha empresa – **97%**

MEIO AMBIENTE E CLIMA

ESTRATÉGIA PARA A CONSERVAÇÃO

Assegurar a conformidade com a legislação, evitar, mitigar e compensar riscos e impactos das operações sobre os ecossistemas e engajar *stakeholders* na preservação dos recursos naturais e do clima. Essas são as premissas da estratégia de conservação ambiental executada pela ENGIE Brasil Energia, a fim de **potencializar o impacto positivo de sua atuação sobre o planeta e as pessoas**. A partir dessa estratégia, diretrizes corporativas e compromissos voluntários orientam programas, projetos e iniciativas dedicados à melhoria contínua do desempenho ambiental da Companhia.

A conformidade legal das atividades da Companhia é atestada pelos órgãos ambientais competentes, responsáveis por expedir e monitorar as 117 licenças de operação e 14 licenças de instalação gerenciadas pela ENGIE Brasil Energia ao final de 2023 – juntas, essas licenças somam mais de 2,9 mil condicionantes de monitoramento e controle ambientais. Durante o ano, 11 Licenças de Operação (LOs) foram obtidas e 07 foram renovadas, resultando na conformidade de 100% das operações da Companhia.

Como resultado do esforço empreendido pela Companhia para assegurar a conformidade de suas operações, assim como nos quatros anos fiscais anteriores, em 2023 a ENGIE Brasil Energia não foi condenada ao pagamento de sanções monetárias significativas em 2023 (superiores a U$ 10 mil), assim como nos quatros anos fiscais anteriores, decorrentes do descumprimento de requisitos legais ou relacionados a impactos ambientais.

Em 2023, **a Companhia investiu cerca de R$ 27,3 milhões para implementação dos programas ambientais nos ativos em operação e R$ 14,8 milhões previstos nos Projetos Básicos Ambientais dos projetos em implantação**, para manter suas ações em consonância com os padrões socioambientais determinados pelo Grupo ENGIE, bem como para atender à legislação vigente e às condicionantes ambientais das Licenças Ambientais.

GESTÃO AMBIENTAL

A ENGIE Brasil Energia mantém diretrizes corporativas estratégicas – bem como metas e compromissos públicos globais – relacionadas a **biodiversidade, florestas, água, economia circular e clima**. Alinhada à Política Ambiental do Grupo ENGIE, a gestão desses temas é conduzida pela Diretoria de Pessoas, Processos e Sustentabilidade, abrangendo tanto ativos operacionais quanto projetos em desenvolvimento e implantação.

A estrutura da Companhia voltada à gestão socioambiental inclui equipes multidisciplinares ambientais alocadas nos ativos, formadas por profissionais especializados, as quais atuam em sinergia com a Gerência de Meio Ambiente e Clima, alinhando políticas e práticas corporativas à realidade de cada território.

Orientado pelas normas NBR ISO 14001 – Gestão Ambiental; NBR ISO 9001 – Gestão de Qualidade; e ISO 45001 – Gestão de Saúde e Segurança do Trabalho, o Sistema Integrado de Gestão (SIG) estabelece procedimentos e monitora os indicadores de desempenho em cada ativo. Em 2023, **assegurou a continuidade da certificação, sem ocorrência de não conformidades**, em 11 dos seus ativos, além da sede da Companhia, – o que corresponde a 79,8% da capacidade instalada operada no segmento de geração. Os ativos ainda não certificados seguem os mesmos requisitos de gestão e desempenho.

Biodiversidade

A atenção à biodiversidade constitui um pilar das políticas corporativas e da estratégia de conservação ambiental da ENGIE Brasil Energia. Aliada aos movimentos globais e aos compromissos assumidos pelo Grupo ENGIE em relação ao tema, a Companhia deu início, em 2023, a estruturação de seu Programa *Nature Positive*, aprofundando estudos que permitam identificar dependências e impactos de suas operações, além de oportunidades de contribuir com a recuperação da natureza. A ENGIE Brasil Energia passará a categorizar suas iniciativas em biodiversidade a partir das cinco dimensões previstas pela Taskforce on Nature-related Financial Disclosure (TNFD) – terra, água doce, sociedade, atmosfera, oceano - tendo como base os desafios de conservação que se apresentam em cada bioma brasileiro, com perspectiva territorial.

A identificação de impactos à biodiversidade, consideradas as suas relações de dependência, é realizada com rigor em todas as atividades e fases dos ativos da Companhia, de modo a assegurar o desenvolvimento de ações de mitigação, orientadas pela seguinte hierarquia de ação: evitar, reduzir, compensar. Assim, busca antecipar e prevenir impactos na biodiversidade e nos serviços ecossistêmicos naturais e, somente quando isso não for possível, limitá-los ao menor impacto possível, reabilitando ou restaurando os ecossistemas impactados e, em última instância, compensando efeitos residuais significativos.

As análises de risco à biodiversidade são conduzidas desde a fase de desenvolvimento de novos negócios, com avaliação prévia de informações geoespaciais e mapeamento de restrições socioambientais que indicam proximidade do projeto com áreas protegidas e outros aspectos relevantes do ecossistema local, bem como permitem ajustes técnicos aos projetos para minimização parcial ou total destes impactos. Já na fase seguinte de implantação, estudos de avaliação de impacto ambiental são conduzidos no âmbito dos processos de licenciamento ambiental, antecipando medidas mitigatórias e compensatórias.

Síntese – desempenho ambiental

A seguir, estão elencados os principais indicadores de desempenho ambiental monitorados, com comentários sintetizados sobre a forma de gestão e os resultados observados. Mais informações sobre esses e outros aspectos estarão no Relatório de Sustentabilidade de 2023, a ser publicado a partir de abril de 2024 no *website* da Companhia.

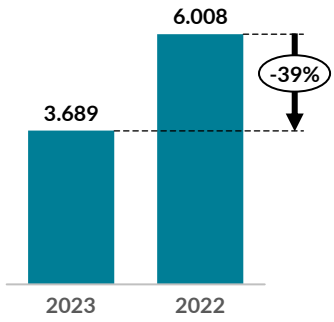
Água

A gestão da água constitui um dos eixos de atuação da Política Ambiental da ENGIE Brasil Energia, dada a essencialidade do recurso não apenas para suas operações, mas para toda a sociedade. Conforme preveem os Objetivos Não Financeiros do Grupo ENGIE, a Companhia busca ser cada vez mais eficiente no uso de recursos hídricos e atua para a reduzir o consumo de água doce pela energia produzida em cerca de 70%, tendo como base de referência o ano de 2019.

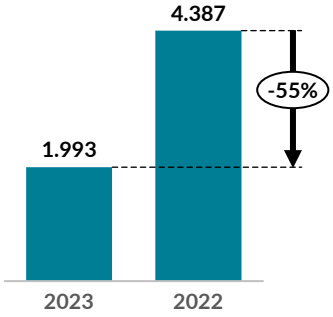
Além de identificar potenciais contribuições à conservação da água, com qualidade e disponibilidade, a Companhia desenvolve iniciativas de redução do consumo, buscando reduzir a pegada hídrica de suas atividades. A demanda por água nas operações da Companhia está predominantemente concentrada nas usinas hidrelétricas, nas quais todo o volume captado para fins de geração é devolvido ao corpo hídrico, em condições iguais ou melhores às apresentadas no momento da captação.

Em 2023, com a saída da Usina Termelétrica Pampa Sul do parque gerador da Companhia, tanto a retirada quanto o consumo de água seguiram em queda significativa – um movimento iniciado em 2021 com a venda do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda. Considerando o indicador estabelecido pelo Grupo para a aplicação na ENGIE Brasil Energia, **a taxa de consumo de água doce passou de 0,19m³/MWh em 2019 para 0,046m³/MWh em 2023, representando cerca de 76% de redução.**

Total de água retirada (em megalitros)



Consumo de água (em megalitros)

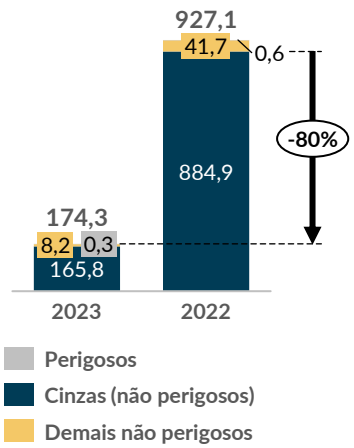


Resíduos

Orientado pela Política de Gestão Sustentável da Companhia – e em conformidade com a Política Nacional de Resíduos Sólidos (Lei nº 12.305/2010) – o gerenciamento de resíduos da ENGIE Brasil Energia obedece a critérios e diretrizes rigorosos, aplicáveis a todas as suas unidades, que visam, principalmente, eliminar ou reduzir ao máximo a sua geração. Quando isso não é possível, a prioridade passa a ser a reutilização, a reciclagem, o tratamento e a disposição final adequada (nessa ordem).

Assim, todas as unidades de negócio possuem um Plano de Gerenciamento de Resíduos Sólidos (PGRS) próprio, compatível com suas atividades, devidamente atualizado e em conformidade com a legislação vigente. Os resíduos sob responsabilidade da Companhia são armazenados em locais apropriados, segregados conforme seu estado físico, nível de periculosidade e incompatibilidade química, de modo a garantir o completo atendimento à legislação e às boas práticas ambientais.

Total de resíduos gerados (em milhares de toneladas)



Ao longo do ano de 2023, a temática Economia Circular e Gestão de Resíduos foi abordada sistematicamente de forma mensal por um Grupo de Trabalho interno que avaliou meios de mitigar riscos e capturar oportunidades de melhoria de forma colaborativa considerando as realidades de cada ativo da Companhia. Indicadores de desempenho relacionados a resíduos são acompanhados regularmente, a partir de relatórios mensais, de modo a avaliar parâmetros de geração, destinação e recuperação de materiais. **Em 2023 a Companhia gerou 174,3 mil toneladas de resíduos, valor 81,2% menor que o gerado em 2022**, que foi de 927,1 mil toneladas. A redução se deve à venda da Usina Termelétrica Pampa Sul, e o consequente menor volume de cinzas gerados, que representavam a maior parte do volume dos resíduos.

CLIMA

Contexto da estratégia

- O ano de 2023, foi marcado, globalmente, pela consolidação do consenso, liderado pela comunidade científica, em relação à **emergência climática**. Mais frequentes e intensos, fenômenos climáticos extremos assolaram diversas regiões do mundo, incluindo o Brasil, e confirmaram a urgência de medidas efetivas para travar o aquecimento global e os impactos econômicos, sociais e ambientais decorrentes.

- A demanda global por **ação climática** reflete o movimento empreendido pela ENGIE de "**agir para acelerar a transição à economia neutra em carbono**", que se desdobra em compromissos públicos globais, com foco em atingir status NetZero em 2045, a partir da descarbonização das próprias operações, bem como as da cadeia de valor, reduzindo drasticamente suas emissões e compensando as emissões residuais.

- Com papel fundamental no alcance dos compromissos assumidos pelo Grupo, a ENGIE Brasil Energia fortaleceu, em 2023, sua Jornada pelo Clima – plataforma de governança climática desenhada pela Companhia para consolidar estratégia, gestão de riscos, métricas e metas relacionadas ao tema. A Jornada pelo Clima foi estruturada em três pilares – gestão, mitigação e adaptação – a partir de um diagnóstico aprofundando, que considera todas as emissões diretas e indiretas da Companhia, bem como uma análise de materialidade de seu Escopo 3 – com vistas à cobertura total das emissões da sua cadeia de valor.

Metas

- Com base nesse diagnóstico e nos diferentes cenários projetados, a ENGIE Brasil Energia passou a avaliar iniciativas de redução, eliminação e compensação de emissões, a fim de orientar ambições e iniciativas alinhadas à Ciência – com base nos parâmetros estabelecidos pelo *Science Based Targets Initiative* (SBTi). A Companhia definiu metas de curto, médio e longo prazo relacionadas aos três pilares fundamentais: gestão, mitigação e adaptação. São elas:

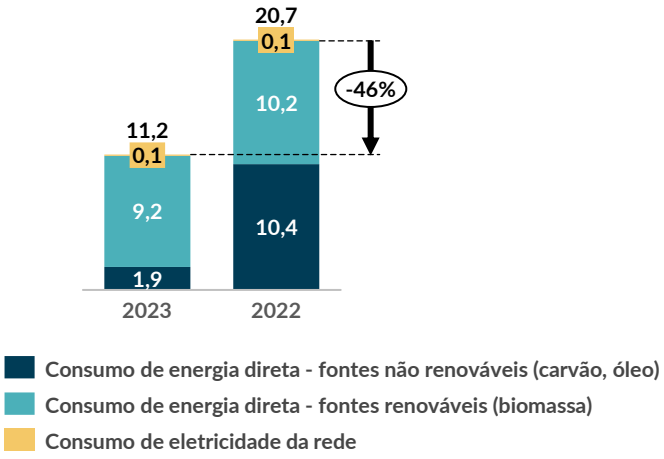
GESTÃO	MITIGAÇÃO	ADAPTAÇÃO
• Metas: • Engajar 100% dos principais fornecedores ofensores do escopo 3 a definirem metas alinhadas a ciência até 2030. • Realização de 02 treinamentos anuais (aplicáveis para colaboradores e/ou diretoria e conselho de administração) sobre mudanças climáticas.	• Metas: • Reduzir a intensidade emissões de GEE (escopo 1,2 e 3) em 30% até 2025 e 56% até 2030. • Ampliar a geração de energia renovável em 3,8gw até 2030.	• Meta: • Ter 100% dos ativos cobertos por planos de adaptação climática até 2030.

Métricas

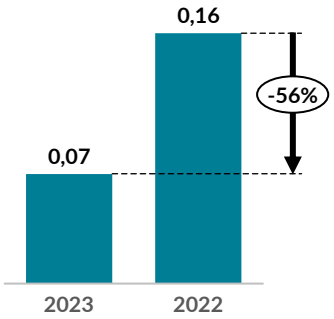
Energia

Até maio de 2023, a maior parcela desse consumo estava relacionada à operação da Usina Termelétrica Pampa Sul, a carvão. Com a saída dessa usina do portfólio de ativos, foi registrada redução de 46% no consumo total de energia, se comparada ao ano anterior. A partir de maio, o consumo direto de energia na ENGIE Brasil Energia está majoritariamente vinculado às operações de usinas termelétricas movidas a biomassa.

Consumo de energia (em milhões de GJ*)



Intensidade energética (GJ consumido/ GJ produzido*)



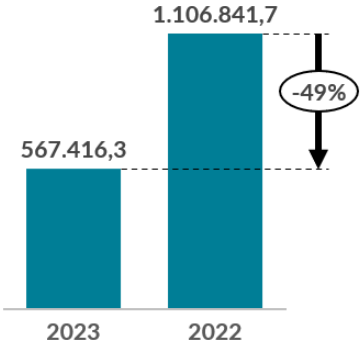
Emissões de Gases de Efeito Estufa

A Companhia realiza o controle rigoroso das próprias emissões desde 2010, avaliando a pegada de carbono de suas atividades e implementando ações para reduzi-la. O Inventário Corporativo de GEE é elaborado a partir dos conceitos, princípios e diretrizes estabelecidos pela metodologia GHG Protocol, divulgados pelo Programa Brasileiro GHG Protocol (PBGHGP), utilizando as suas especificações para contabilização, quantificação e publicação de Inventários Corporativos de Emissões de Gases de Efeito Estufa. Também são utilizadas equações fornecidas pelo Painel Intergovernamental de Mudanças do Clima (IPCC) para cálculo das emissões de determinadas fontes e sumidouros.

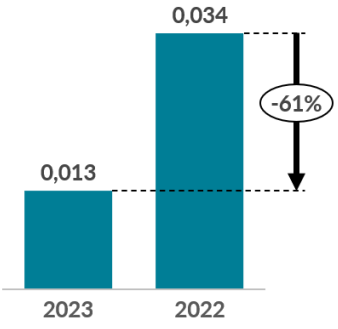
A estrutura do relatório segue as especificações da norma ISO 14064 - Sistema de Gestão de Gases do Efeito Estufa, publicada pela Organização Internacional de Normatização (*International Organization for Standartization*) em 2007. As emissões totais de GEE da Companhia foram calculadas e classificadas em Escopo 1 (emissões diretas), Escopo 2 (emissões indiretas por energia adquirida) e Escopo 3 (outras emissões indiretas) e o Inventário é verificado por parte externa independente, consolidando dados a partir das duas abordagens utilizadas pelo Programa: controle operacional e participação societária.

Até a data de publicação do presente Relatório, o inventário do ano de 2023 estava em elaboração. Portanto, as informações relativas a 2023 abaixo são preliminares e passarão por consolidação e asseguração por terceira parte até a publicação dos dados definitivos em abril de 2024, no Relatório de Sustentabilidade 2023. O Inventário, em sua íntegra, também é publicado no *website* da Companhia.

Emissões totais (tCO_2e)



Intensidade de emissões (tCO_2e/MWh)



A redução significativa das emissões absolutas de CO2 e respectiva intensidade de emissões, a partir de 2022, converge com a estratégia de descarbonização dos ativos da Companhia, bem como com a estratégia de ampliação do seu parque gerador, que se tornou 100% renovável em 2023.

Avaliação dos Riscos Climáticos

Para aprofundar a análise dos impactos das mudanças climáticas nos ativos da ENGIE Brasil Energia, são realizados estudos em escala local e regional. Com base na metodologia de análise e identificação de riscos climáticos desenvolvida pela Controladora, os indicadores foram adaptados para representar de forma mais precisa a realidade climática do Brasil.

Ondas de calor, ventos extremos, inundações, deslizamentos e estresse hídrico são os principais eventos climáticos extremos avaliados na análise de risco. Para cada um dos indicadores utilizados na caracterização desses eventos, foram elaboradas adaptações para o contexto regional, utilizando séries históricas de dados registrados por estações meteorológicas do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET).

Os estudos também incluem bases de dados oficiais de órgãos brasileiros como Agência Nacional de Águas (ANA), Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) e AdaptaBrasil – Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI). O objetivo é garantir a resiliência das atividades ao longo do tempo, a integridade das instalações físicas, o apoio às regiões de entorno e a saúde e segurança dos trabalhadores.

RELAÇÕES DE VALOR

Fornecedores

Ciente da relevância que os fornecedores de bens e serviços têm para a mitigação de impactos e riscos, bem como para o atendimento dos compromissos assumidos em relação à ética e à responsabilidade social, a ENGIE busca o aprimoramento contínuo do relacionamento com esse grupo de *stakeholders*, de modo a fortalecer suas práticas de sustentabilidade ao longo da cadeia de valor.

Em 2023, uma das principais iniciativas nesse sentido foi a aplicação uma pesquisa junto aos fornecedores, para ampliar a compreensão de suas políticas e práticas ESG. A partir de questionários respondidos por meio de uma plataforma digital, foram identificados desafios relacionados a meio ambiente, saúde e segurança, direitos humanos e ética, entre outros aspectos.

As informações levantadas na pesquisa, além de apoiarem o mapeamento de riscos, resultam em uma pontuação que qualifica os fornecedores de acordo com o grau de alinhamento que apresentam com os valores e os compromissos da Companhia. A pontuação obtida no desempenho em saúde e segurança do trabalho também é utilizada para fins de qualificação em processos de cotação, exigindo-se uma pontuação mínima para a participação em concorrências.

Os dados ajudam, ainda, a perceber o grau de maturidade de cada fornecedor em relação à agenda ESG e subsidiam o planejamento de ações voltadas ao desenvolvimento contínuo desses parceiros.

Combate ao trabalho infantil, forçado e compulsório

Comprometida com a promoção dos direitos humanos, a ENGIE Brasil Energia não admite, em hipótese alguma, a exploração do trabalho infantil, forçado ou compulsório. Assim, recusa relações comerciais com organizações envolvidas com essas práticas e tem por orientação denunciar aos órgãos competentes casos que venha a ter conhecimento.

A conduta esperada de colaboradores, fornecedores e parceiros em relação ao tema está descrita na Política de Direitos Humanos e no Código de Ética da ENGIE Brasil Energia, amplamente divulgados a todos os públicos e acessíveis no website da Companhia.

Além da nova dinâmica de pesquisa iniciada em 2023, a ENGIE Brasil Energia já mantinha mecanismos de avaliação e gestão dos fornecedores, calcada na política *Due Diligence* do Grupo ENGIE, com medidas que buscam mitigar riscos de corrupção e de outras transgressões às políticas ambientais e de direitos humanos da Companhia. Em resumo, essa sistemática prevê:

- Análise ética prévia na entrada de qualquer novo fornecimento, com reavaliações anuais;

- Avaliação trimestral dos fornecedores de longo prazo ou fornecedores críticos, quando prestam serviço dentro das instalações da ENGIE, contemplando quatro abordagens: comercial, social, ambiental e saúde e segurança. Havendo desempenho abaixo de 70%, são previstos planos de ação para tratamento dos pontos de melhoria identificados;

- Avaliação conduzida por empresa externa independente e com critérios mais aprofundados para fornecedores que recebem volumes maiores de recursos, observando-se critérios como: condenações por atos de improbidade, associação a trabalho escravo, registro em cadastros de empresas inidôneas ou punidas, processos ligados a violações ambientais, entre outros;

- Monitoramento de reputação, por meio da ferramenta RepRisk, para dois perfis de fornecedores: os de longo prazo e os que recebem volumes de recursos mais expressivos.

As iniciativas voltadas à gestão de fornecedores são apoiadas pela estrutura de governança, políticas e diretrizes da ENGIE Brasil Energia. Em 2023, a Companhia publicou o **Código de Conduta em Relações com Fornecedores**, documento que internaliza, com algumas adaptações, o Código de Conduta já adotado pelo Grupo ENGIE, de modo a orientar padrões éticos, assegurando a conformidade dessas relações. Outros compromissos e expectativas relacionados aos fornecedores estão indicados na Política de Suprimentos.

Ambas as políticas deixam claro que fornecedores em potencial devem estar alinhados com os princípios de ética e compliance da Companhia e, mais do que isso, assegurar o respeito a esses compromissos dentro de suas próprias cadeias de suprimentos, buscando meios de garantir que seus próprios fornecedores estejam em conformidade com as diretrizes estabelecidas.

Em complemento, os contratos firmados pela Companhia preveem clausulas de ética, meio ambiente e responsabilidade social, as quais formalizam o alinhamento exigido dos fornecedores com os valores e compromissos assumidos pela Companhia em seu Código de Ética, em sua Política de Gestão Sustentável e nas demais diretrizes aplicáveis.

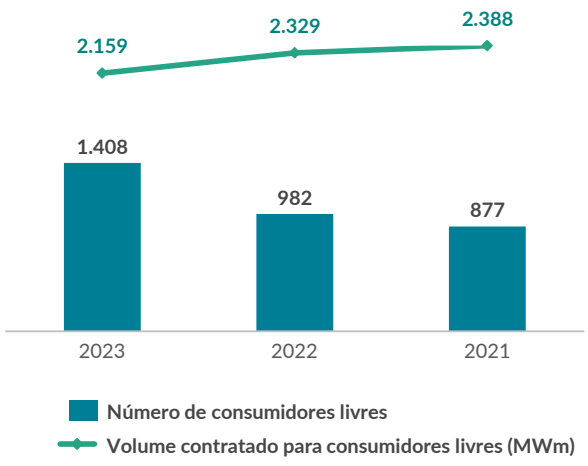
Ao longo de 2023, a Companhia manteve relações comerciais com 3.902 fornecedores, tendo sido cadastrados 2.081 novos parceiros – 100% deles passaram pela análise ética prévia.

Clientes

A gestão dos clientes na ENGIE Brasil Energia assume dois papéis estratégicos: reter clientes já conquistados, a partir de uma jornada comercial satisfatória, e manter a competitividade da Companhia, para atrair outros em potencial. A relevância desse trabalho aumentou com as expectativas relacionadas à abertura do Ambiente de Contratação Livre (ACL) para todos os consumidores de alta tensão – abrindo oportunidade para uma adição de mais de cem mil novos potenciais clientes.

Em 2023, a Companhia registrou um acréscimo significativo no número de clientes no mercado livre, indo de 982 para 1.408, um crescimento de 43%, reflexo da abertura gradual de mercado ocorrida nos últimos anos, somados aos esforços para capturar e expandir o *market share* – tais esforços serão melhor detalhados abaixo. A diminuição no volume de energia deve-se, principalmente, pelo menor volume de compras de energia, e consequentemente, menor volume disponível para venda.

Número de clientes e volume de energia comercializado



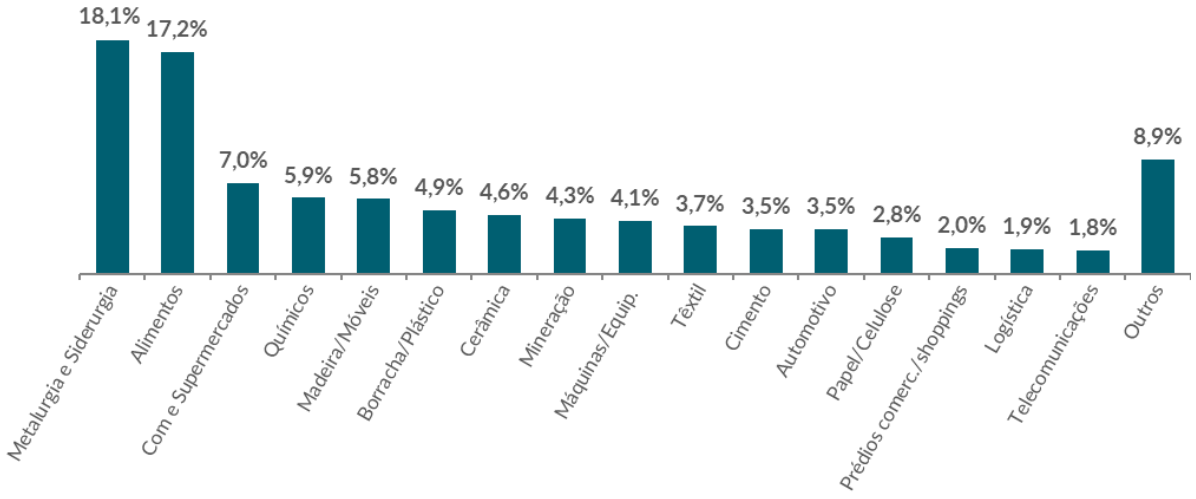
Entre as estratégias adotadas pela Companhia está a aceleração da jornada de migração das empresas para o ACL por meio de soluções digitais que facilitam a interação dos agentes e automatizam a contratação da energia. Alguns produtos desenvolvidos pela Companhia reduziram o tempo de contratação de quatro dias para quatro horas, tornando a migração ainda mais atrativa.

O E-conomiza, por exemplo, é uma linha de soluções para os consumidores que buscam eficiência energética e redução de custos e, por meio dele, o processo de migração para o ACL foi simplificado, especialmente para pequenas e médias empresas. Outra vantagem é que ele aumenta a autonomia desses consumidores, permitindo que façam a autogestão da energia nos seus negócios.

Destaca-se também a Energy Place, plataforma digital criada pela ENGIE Brasil Energia para funcionar como um *e-commerce* de energia, para todos os agentes do ACL. Nela, pode-se cotar e comprar energia de curto e longo prazo e gerenciar contratos e estratégias de sazonalização, de forma prática, ágil e 100% digital.

Outra iniciativa voltada a uma gestão mais efetiva do cliente foi a ampliação dos canais de atendimento, de modo a estreitar a relação. Além de atendimento via chat e aplicativos de mensagens, a ENGIE Brasil Energia agregou novos parceiros na cadeia de representantes que mantém distribuídos no país para a geração de negócios no Mercado Livre. O objetivo é aumentar a capilaridade de vendas e a acessibilidade de um atendimento mais próximo.

Diversificação do portfólio de clientes no Mercado Livre



A Companhia também implementou um projeto de *Customer Success*, que entre outras medidas prevê uma pesquisa mensal com amostras de clientes para identificar oportunidades de melhoria e apoiar o planejamento de novas ações. Cada cliente responde à pesquisa uma vez ao ano. **O índice de satisfação levantado em 2023 foi de 93,5%, 2,5 p.p acima do observado em 2022.**

Além de apoiar a jornada de seus clientes em direção a uma maior eficiência enérgica dentro do Mercado Livre de Energia, a ENGIE Brasil Energia também se posiciona como parceira e apoiadora de empresas que buscam a descarbonização de suas operações. Nesse sentido, disponibiliza soluções para compensar emissões identificadas nos Inventários Emissões de GEE, nos três escopos: emissões diretas (escopo 1), emissões indiretas provenientes da aquisição de energia (escopo 2) e emissões indiretas relativas a fontes sobre as quais a empresa não tem controle (escopo 3).

As principais soluções disponíveis são:

- **I-RECs:** atesta que o consumo de energia elétrica é feito a partir de fontes renováveis, sem emissões de GEE. O certificado é reconhecido internacionalmente e pode ser utilizado para compensar emissões de Escopo 2, sem uma redução efetiva de emissões.

- **ENGIE-REC:** permite aos consumidores livres, principalmente grandes empresas industriais ou comerciais, firmar um acordo com a ENGIE para garantir que a energia consumida em suas operações está sendo gerada por uma fonte renovável, livre de emissões de gases de efeito estufa (GEE). Com isso, a empresa consumidora pode zerar as emissões de Escopo 2 em seu Inventário.

- **Créditos de carbono:** permitem reduzir, efetivamente, emissões diretas e indiretas de GEE. Os créditos podem ser utilizados para compensar as emissões dos Escopos 1, 2 e 3, inclusive de períodos anteriores ao do ano vigente do inventário de GEE. Para potencializar o acesso dos clientes aos créditos, a Companhia assinou no ano o primeiro contrato de investimento (*venture capital*) em uma startup focada nessa solução. Trata-se da **Descarbonize**, focada em serviços para neutralização de emissões de gases de efeito estufa (GEE), por meio da compensação das emissões com créditos de carbono certificados pela ONU. Trata-se de uma plataforma integrada para automatizar, simplificar o cálculo e a gestão das emissões anuais das pequenas e médias empresas, com soluções também para neutralização de eventos.

Investidores

A relação da ENGIE Brasil Energia com seus investidores baseia-se, sobretudo, na transparência e na confiança. Ciente de sua responsabilidade em conduzir os negócios de modo sustentável, ético e íntegro, a Companhia reporta resultados de maneira sistemática, prezando pela disponibilização de informações relacionadas a todos os aspectos de suas operações, sem limitar-se aos resultados financeiros.

Algumas diretrizes para essa relação são estabelecidas na **Política de Divulgação de Informações e de Negociação de Valores Mobiliários**. Todos os fatos relevantes, anúncios de resultados, avisos aos acionistas e demais comunicados ao mercado, além de serem disponibilizados na área "Investidores" do website da Companhia, são divulgados nos websites da Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e da B3.

Ao final de 2023, a ENGIE Brasil Energia superou a marca de 300 mil acionistas, um incremento de 9,8% em relação ao ano anterior. Todos eles, sejam pessoas jurídicas ou físicas, recebem tratamento isonômico no que se refere ao acesso de informações sobre a estratégia, governança, riscos, desempenho dos negócios, entre outros assuntos de potencial interesse dos acionistas e investidores.

Interações com investidores em 2023

- **142 analistas e investidores institucionais** atendidos via conferências (presenciais e vídeo) e *non-deal roadshows*;
- Cerca de **5,5 mil expectadores** em videoconferências de resultados trimestrais;
- **3 lives** com foco em investidor pessoa física;
- Cerca de **2 mil participantes no Por Dentro da ENGIE** (sendo 40 presenciais);
- Mais de **55 mil** acessos ao website de investidores no ano.

Comunidades

A responsabilidade social e o desenvolvimento sustentável alicerçam a atuação da ENGIE Brasil Energia e sua forma de se relacionar, especialmente nas comunidades das quais faz parte, abrangidas pelos ativos que implanta e opera. Nesse sentido, a Companhia busca se posicionar como uma agente de transformação social, impulsionando ações e projetos que tragam qualidade de vida e progresso aos territórios onde está inserida. Esse é um dos compromissos assumidos expressamente pela Companhia em sua **Política de Gestão Sustentável.**

O direcionamento de recursos leva em conta demandas previamente mapeadas junto às comunidades locais, a partir da escuta ativa das comunidades. Dessa forma, o planejamento de programas e apoio financeiro tem viés participativo, baseado em princípios como transparência, ética e cooperação.

Em 2023, cerca de R$ 18,6 milhões foram aportados em projetos socioambientais, incluindo investimentos voluntários, desvinculados do processo de licenciamento, nas regiões dos projetos em implantação e os repasses voluntários para as comunidades em que está inserida.

Investimentos voluntários em Responsabilidade Social (R$ mil)

Fonte de Recurso	2023	2022	Variação
Investimentos não incentivados relacionados a ativos operacionais ou programas corporativos	3.944	3.499	12,7%
Investimentos não incentivados e voluntários relacionados a projetos em implantação	4.394	1.389	216,3%
Investimentos com recursos incentivados*	10.339	16.487	-37,3%
TOTAL	**18.677**	**21.375**	**-12,6%**

** Fundo da Infância e Adolescência, Lei de Incentivo à Cultura (Rouanet e do Audiovisual), Lei de incentivo ao Esporte e Fundo Municipal do Idoso.*

Ao conduzir suas iniciativas de responsabilidade social, a ENGIE Brasil Energia também fomenta o associativismo e o cooperativismo, de modo a construir ações com bases duradouras e sustentáveis e melhorar as condições socioeconômicas dos grupos mais vulneráveis. As áreas de investimento prioritárias da Companhia são:

- Acesso à educação, à cultura e ao esporte;
- Proteção da infância e da juventude;
- Geração de renda.

A seguir são apresentadas as principais iniciativas apoiadas e desenvolvidas em 2023, tanto no escopo de programas estruturantes, quanto ações pontuais que trouxeram impacto social.

Mulheres do Nosso Bairro

Criado em 2020, como mecanismo de enfrentamento aos efeitos socioeconômicos da pandemia de Covid-19, o **Mulheres do Nosso Bairro** se tornou um dos programas permanentes da ENGIE Brasil Energia. O objetivo é promover a **equidade de gênero** a partir de quatro eixos fundamentais: educação, saúde, geração de renda e combate à violência doméstica.

A cada edição, a Companhia faz repasses financeiros para **apoiar negócios liderados por mulheres** (cisgêneros e transgêneros) e oferece capacitação gratuita em educação empreendedora e gestão de negócios. O Programa inclui ainda orientação sobre redes de apoio, suporte à saúde física e mental e ações de sensibilização e conscientização para combater a violência doméstica.

Em 2023, a ENGIE lançou o 4º edital do Mulheres do Nosso Bairro, o maior desde então. Ao todo, 93 projetos foram selecionados para receber um incentivo financeiro de R$ 10 mil cada um. Além de apoiar um número significativamente maior de projetos (em 2022, foram 36 iniciativas contempladas), o novo edital trouxe como diferencial o foco no empoderamento de mulheres pretas, ao priorizar negócios liderados exclusivamente por candidatas autodeclaradas negras.

Apoio à educação

Motivada pelo poder de transformação social da educação, a ENGIE Brasil Energia apoia ações que promovam inclusão social e melhoria das condições de aprendizado de crianças e adolescentes. Em 2023, a Companhia lançou o **3º Edital de Educação**, por meio do qual reconhece e premia experiências educativas inovadoras e inclusivas que beneficiam estudantes do Ensino Fundamental e Médio.

Somadas as três edições já lançadas – 2021, 2022 e 2023, estima-se que mais de 15 mil crianças e adolescentes tenham sido impactados em municípios em que a Companhia atua. Ao todo, a 3ª edição selecionou **35 projetos, de 24 municípios, localizados em 13 estados**.

Outra iniciativa de apoio à educação foi o Profissões do Futuro. Em uma parceria com a *edtech* Cubos Academy, a ENGIE Brasil Energia ofereceu **cinco mil bolsas integrais em cursos de tecnologia**. Os beneficiados são estudantes de comunidades em que a Companhia está inserida, em mais de dez estados no Brasil. O único requisito era que os interessados tivessem no mínimo 16 anos e estivessem cursando o ensino médio. Além da formação técnica, os cursos abordam preparação para entrevistas de emprego, habilidades comportamentais e técnicas para destacar o perfil no LinkedIn.

Centros de Cultura e Sustentabilidade

Implantados e apoiados com patrocínio da ENGIE Brasil Energia, em diferentes regiões que sediam ativos da Companhia, os Centros de Cultura e Sustentabilidade oferecem atividades culturais, educativas e recreativas para comunidades locais. Com isso, a Companhia atua de forma efetiva na democratização da cultura, tornando música, teatro, cinema e outras manifestações mais acessíveis à população.

A implantação dos Centros teve início em 2011 e contou, em sua maior parte, com recursos incentivados. Os espaços dispõem de anfiteatro, museu, biblioteca e ambientes para oficinas e exposições. A gestão é feita pelas próprias comunidades, por meio de associações locais, de forma autônoma e independente do poder público e da ENGIE.

Centros de Cultura e Sustentabilidade



Ao final de 2023, cinco centros estavam em operação e três se encontravam em construção: Trairi (CE), com inauguração prevista para junho de 2024, Saudade do Iguaçu (PR) e Itá (SC). A estimativa é que mais de meio milhão de pessoas já os tenham visitado e mais de quatro mil jovens tenham sido atendidos.

Parcerias do Bem

Somando esforços e recursos de clientes e parceiros da ENGIE Brasil Energia, de diferentes portes e segmentos, o **Parcerias do Bem já viabilizou o investimento de R$ 8,3 milhões** em programas de geração de renda, educação e cultura. Mais de 150 parcerias foram concretizadas desde 2021, quando o programa foi lançado para ampliar o alcance das iniciativas de responsabilidade social da Companhia.

Ao convidar clientes e parceiros a se engajarem em ações e projetos com impacto social, a ENGIE Brasil Energia se alinha ao 17º Objetivo de Desenvolvimento Sustentável (ODS), da Agenda 2030 da ONU, que prevê "fortalecer os meios de implementação e revitalizar a parceria global para o desenvolvimento sustentável". A estimativa é que as parcerias já firmadas tenham impactado milhares de pessoas em todo o país.

Em 2023, o Parcerias do Bem possibilitou a realização de diversos projetos, com resultados significativos:

+ 100 parcerias estabelecidas;

+ de R$ 900 mil investidos em programas de geração de renda;

+ de R$ 1 milhão investidos em projetos de educação;

+ de R$ 3,5 milhões investidos em projetos de cultura integralmente por parceiros ou com contrapartida da ENGIE Brasil Energia.

BALANÇO SOCIAL

1 - Base de cálculo	2023 (R$ mil)	2022 (R$ mil)
Receita Líquida (RL)	10.747.784	11.565.101
Resultado Operacional (RO)	4.397.300	3.319.768
Folha de Pagamento Bruta (FPB)	218.759	222.149
Valor Adicionado Total (VAT)	8.626.887	8.088.447

2 - Indicadores sociais internos	R$ mil	% sobre FPB	% sobre RL	% sobre VAT	R$ mil	% sobre FPB	% sobre RL	% sobre VAT
Alimentação	28.775	13,15	0,27	0,33	27.746	12,49	0,24	0,34
Encargos Sociais Compulsórios	65.588	29,98	0,61	0,76	95.044	42,78	0,82	1,18
Previdência Privada	47.278	21,61	0,44	0,55	56.010	25,21	0,48	0,69
Saúde	28.818	13,17	0,27	0,33	27.411	12,34	0,24	0,34
Segurança e Saúde no Trabalho	5.033	2,30	0,05	0,06	14.002	6,30	0,12	0,17
Educação	-	0,00	0,00	0,00	56	0,03	0,00	0,00
Cultura	-	0,00	0,00	0,00	-	0,00	0,00	0,00
Capac. e Desenv. Profissional	1.487	0,68	0,01	0,02	5.585	2,51	0,05	0,07
Creches ou Auxílio-Creches	3.589	1,64	0,03	0,04	684	0,31	0,01	0,01
Esporte	554	0,25	0,01	0,01	435	0,20	0,00	0,01
Participação Lucros/Resultados	16.234	7,42	0,15	0,19	61.680	27,77	0,53	0,76
Transporte	6.301	2,88	0,06	0,07	6.567	2,96	0,06	0,08
Outros	1.133	0,52	0,01	0,01	1.292	0,58	0,01	0,02
Total - Indicadores sociais internos	**204.790**	**93,60**	**1,91**	**2,37**	**296.512**	**133,47**	**2,56**	**3,67**

3 - Indicadores sociais externos	R$ mil	% sobre RO	% sobre RL	% sobre VAT	R$ mil	% sobre RO	% sobre RL	% sobre VAT
Educação	240	0,01	0,00	0,00	288	0,01	0,00	0,00
Cultura	4.386	0,10	0,04	0,05	10.003	0,30	0,09	0,12
Saúde e saneamento	-	0,00	0,00	0,00	90	0,00	0,00	0,00
Esporte	2.040	0,05	0,02	0,02	2.350	0,07	0,02	0,03
Outros	7.891	0,18	0,07	0,09	7.636	0,23	0,07	0,09
Total das contribuições para a sociedade	**14.557**	**0,33**	**0,14**	**0,17**	**20.367**	**0,61**	**0,18**	**0,25**
Tributos (excluídos encargos sociais)	1.843.000	41,91	17,15	21,36	2.036.775	61,35	17,61	25,18
Total - Indicadores sociais externos	**1.857.557**	**42,24**	**17,28**	**21,53**	**2.057.142**	**61,97**	**17,79**	**25,43**

4 - Indicadores ambientais	R$ mil	% sobre RO	% sobre RL	% sobre VAT	R$ mil	% sobre RO	% sobre RL	% sobre VAT
4.1 - Investimentos relacionados com a produção/operação da empresa								
Passivos e contingências ambientais	17.951	0,41	0,17	0,21	16.347	0,49	0,14	0,20
Programa de desenvolvimento tecnológico e industrial	15.626	0,36	0,15	0,18	8.629	0,26	0,07	0,11
Outros	1.121	0,03	0,01	0,01	3.644	0,11	0,03	0,05
Total dos investimentos relacionados com a produção/operação da empresa	**34.698**	**0,79**	**0,32**	**0,40**	**28.620**	**0,86**	**0,25**	**0,35**
4.2 - Investimentos em programas e/ou projetos externos								
Projetos de educação ambiental em comunidades	2.318	0,05	0,02	0,03	1.311	0,04	0,01	0,02
Preservação e/ou recuperação de ambientes degradados	3.807	0,09	0,04	0,04	6.269	0,19	0,05	0,08
Outros	1.460	0,03	0,01	0,02	6.021	0,18	0,05	0,07
Total dos investimentos em programas e/ou projetos externos	**7.585**	**0,17**	**0,07**	**0,09**	**13.601**	**0,41**	**0,12**	**0,17**
Total dos investimentos em meio ambiente (4.1 + 4.2)	**42.283**	**0,96**	**0,39**	**0,49**	**42.221**	**1,27**	**0,37**	**0,52**

Distribuição dos investimentos em meio ambiente	Em mil R$	% sobre total	Em mil R$	% sobre total
Total dos investimentos em ações de prevenção ambiental	12.505	89,77	6.488	25,08
Total dos investimentos em ações de manutenção ambiental	1.233	8,85	17.484	67,57
Total dos investimentos em ações de compensação ambiental	192	1,38	1.902	7,35

5 - Indicadores do corpo funcional	2023	2022
Número de empregados(as) no fim do exercício	1.099	1.215
Número de admissões durante o exercício	135	201
Número de desligamentos durante o exercício	130	156
Número de estagiários	71	73
Número de empregados por faixa etária		
Menos de 30 anos	166	199
Entre 30 e 50 anos	833	906
Mais de 50 anos	100	110
Número e percentual de mulheres que trabalham na empresa	323 (29,4%)	324 (26,7%)
Percentual de cargos de chefia ocupados por mulheres	27,7%	23,2%
Número e percentual de homens que trabalham na empresa	776 (70,6%)	891 (73,3%)
Percentual de cargos de chefia ocupados por homens	72,3%	76,8%
Número e percentual de negros(as) e pardos (as) que trabalham na empresa	222 (20,2%)	Não existe declaração formal por parte dos empregados.
Número e percentual de cargos de chefia ocupados por negros(as) ou pardos (as)	7 (10,9%)	Não existe declaração formal por parte dos empregados.
Número de portadores(as) de deficiência ou necessidades especiais	54	54
Proporção entre o maior salário pago pela empresa e a mediana salarial dos demais empregados	28,2X	23,1X
Proporção entre o maior salário pago pela empresa e a média salarial dos demais empregados	20,3X	16,9X

6 - Informações relevantes quanto ao exercício da Cidadania Empresarial	2023	2022
Número total de acidentes de trabalho e de trajeto	ENGIE: 2 Prestadores de Serviços: 50	ENGIE: 6 Prestadores de Serviços: 109
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por:	( ) Direção ( ) Direção e gerências (X) Todos(as) os(as) empregados(as)	( ) Direção ( ) Direção e gerências (X) Todos(as) os(as) empregados(as)
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por:	( ) Direção e gerências ( ) Todos(as) os(as) empregados(as) (X) Todos(as) + CIPA	( ) Direção e gerências ( ) Todos(as) os(as) empregados(as) (X) Todos(as) + CIPA
Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos(as) trabalhadores(as), a empresa:	( ) Não se envolve (X) Segue as normas da OIT (X) Incentiva e segue as normas da OIT	( ) Não se envolve (X) Segue as normas da OIT (X) Incentiva e segue as normas da OIT
A previdência privada contempla:	( ) Direção ( ) Direção e gerências (X) Todos(as) os(as) empregados(as)	( ) Direção ( ) Direção e gerências (X) Todos(as) os(as) empregados(as)
A participação nos lucros ou resultados contempla:	( ) Direção ( ) Direção e gerências (X) Todos(as) os(as) empregados(as)	( ) Direção ( ) Direção e gerências (X) Todos(as) os(as) empregados(as)

Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:	( ) Não são considerados ( ) São sugeridos (X) São exigidos	( ) Não são considerados ( ) São sugeridos (X) São exigidos
Quanto à participação de empregados(as) em programas de trabalho voluntário, a empresa:	( ) Não se envolve ( ) Apoia (X) Organiza e incentiva	( ) Não se envolve (X) Apoia ( ) Organiza e incentiva
Número total de reclamações e críticas de consumidores(as):	(0) Na empresa (N.A.) No Procon (0) Na Justiça	(0) Na empresa (N.A.) No Procon (0) Na Justiça
Valor Adicionado total a distribuir (em mil R$)	**8.626.887**	**8.088.447**

Distribuição do Valor Adicionado	**Em mil R$**		**Em mil R$**	
Governo	2.762.105	32,0%	2.599.778	32,1%
Colaboradores(as)	366.872	4,3%	345.955	4,3%
Acionistas	3.420.325	39,6%	2.655.615	32,8%
Terceiros	2.068.850	24,0%	2.478.146	30,6%
Retido	8.735	0,1%	8.953	0,1%

DESEMPENHO FINANCEIRO E OPERACIONAL

CENÁRIO MACROECONÔMICO

O panorama macroeconômico global em 2023 pode ser sintetizado por dois vieses. O primeiro deles, positivo, é que as pressões inflacionárias mundiais, que assombravam os mercados nos últimos anos, arrefeceram, trazendo um pouco mais de estabilidade aos preços. Isso permite políticas econômico-monetárias menos restritivas no médio prazo, que por sua vez trazem crescimento econômico. No espectro negativo, as questões geopolíticas, já complexas em 2022 por conta do conflito russo-ucraniano, ganharam novos contornos com conflitos em Israel e territórios vizinhos, o que gera mais instabilidades e possibilidades de novas escaladas inflacionárias. O cenário em geral foi de crescimentos econômicos bastante modestos.

A economia brasileira em 2023 apresentou desempenho levemente superior ao projetado pelos economistas e pelo mercado, com inflação mais controlada e corte nas taxas de juros. A perspectiva da Secretaria de Política Econômica (SPE) é de crescimento de 1,6% do PIB, ajudado pelo bom desempenho do mercado de trabalho formal e do agronegócio. O país colheu uma supersafra e se beneficiou de preços ainda elevados das *commodities* no cenário internacional. Se em 2022, a maior parte da contribuição para o PIB veio da indústria e dos serviços, em 2023 o impulso veio do agronegócio e das atividades de extração. Os setores industrial e de serviços continuaram sendo afetados pelos juros em patamares ainda altos.

A inflação baixou gradualmente e encerrou o ano em 4,62%, portanto, dentro da meta estipulada pelas autoridades (de até 4,75%). A valorização do real e o choque de preços das *commodities*, que aumentaram cerca de 20% em 2022 e caíram em 2023, puxaram o índice de preços para baixo, assim como o aumento da oferta de alimentos. O dólar PTAX encerrou o ano em R$ 4,84, 7,1% menor que a cotação ao final de 2022, que era R$ 5,21.

O alívio inflacionário permitiu que o Banco Central iniciasse seu ciclo de queda da taxa Selic, com o primeiro corte anunciado em agosto. Ainda que continue alta, a taxa básica de juros da economia começou 2023 em 13,75% e terminou o ano em 11,75%, com mais sinalizações de cortes pela frente.

Cenário no setor elétrico

A queda do consumo de eletricidade nas economias avançadas restringiu o crescimento da demanda global de energia em 2023. O consumo cresceu 2,2% em 2023, menos do que o crescimento de 2,4% observado em 2022. Enquanto a China, a Índia e vários países do Sudeste Asiático registaram um crescimento robusto no consumo, as economias avançadas registaram quedas substanciais devido a um ambiente macroeconômico desacelerado e a uma inflação elevada, que reduziu especialmente a produção industrial.

No Brasil, o ano foi marcado por forte aumento no consumo, derivado das ondas de calor que atravessaram o país no segundo semestre e do bom desempenho de alguns setores da economia. Conforme dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o consumo anual de energia elétrica no país foi de 531.013 GWh, aumento de 4,2% se comparado ao consumo de 2022, de 509.441 GWh. Se comparado a dezembro de 2022, o aumento no consumo foi de 9,1% - crescimento que se deu tanto no ambiente regulado (8,6%) quanto no livre (10,0%).

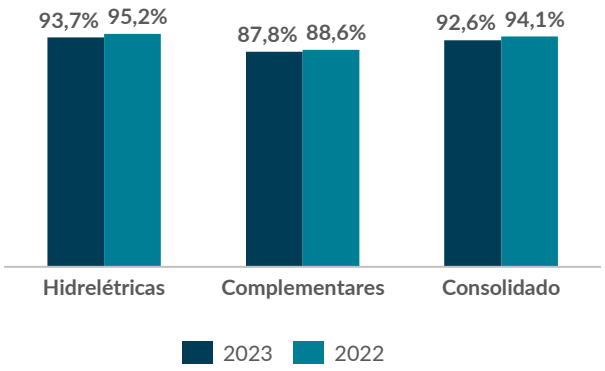
O consumo residencial registrou crescimento de 7,6%, o comercial 5,6% e o industrial 2,0%. Já com relação às regiões do país, destaque para os aumentos acima da média das regiões Norte (7,7%), Nordeste (7,5%) e Centro-Oeste (5,2%). As regiões Sul (3,4%) e Sudeste (2,7%) registraram aumentos mais modestos.

Disponibilidade do parque gerador

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

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

Disponibilidade do parque gerador



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

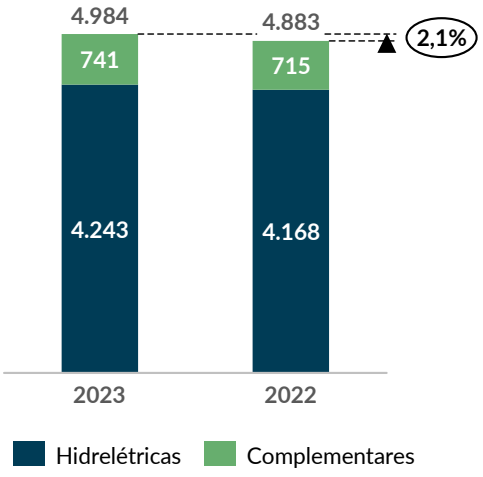
Disponibilidade dos sistemas de transmissão

A ENGIE Brasil Energia apresentou alto desempenho operacional dos seus ativos de transmissão Gralha Azul e Novo Estado, atingindo disponibilidade global de 99,95% em 2023. Os ativos de transmissão tiveram sua implantação concluída em fevereiro de 2023.

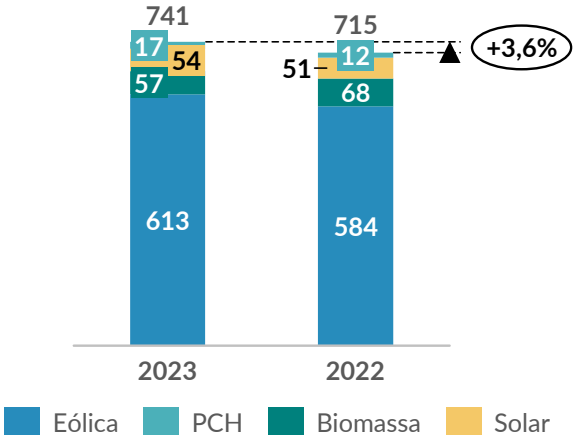
Produção de energia

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

Geração de energia (MW médios)



Geração – fontes complementares (MW médios)



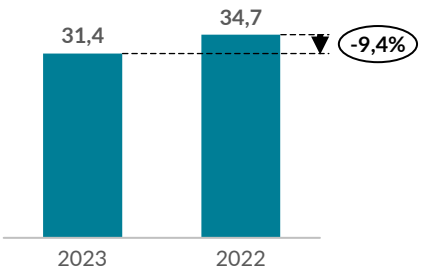
Nas usinas hidrelétricas, a produção no ano de 2023 foi de 37.171 GWh (4.243 MW médios), valor 1,8% superior ao ano anterior. Isso se deve ao fato de que, durante todo o ano de 2022, houve a ocorrência do fenômeno La Niña, que permaneceu até o início do ano de 2023. Neste período, ocorreram chuvas mais fortes no Norte, combinando com períodos mais secos no Sul do país. A partir do segundo semestre de 2023, se estabeleceu a presença do fenômeno El Niño, quando o predomínio de chuvas foi mais intenso na Região Sul, favorecendo a maximização da geração nas usinas desta região. Considerando que, em razão dos diferentes regimes climáticos verificados no decorrer dos anos de 2022 e 2023, houve uma alternância de períodos hidrológicos favoráveis, de forma que a média anual, entre os dois anos, se apresentou muito próxima. Nas usinas complementares, a produção de energia verificada no ano de 2023 foi de 6.492 GWh (741 MW médios), valor 3,6% superior ao ano anterior. Essa maior produção deve-se principalmente à entrada em operação do Conjunto Eólico Santo Agostinho e pela contabilização do ano completo dos Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu e Floresta, que foram adquiridos em março de 2022.

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

Transporte de gás

Em 2023, a TAG transportou um volume médio de gás de 31,4 milhões de m^3/dia (34,7 milhões de m^3/dia em 2022). O volume dos contratos extraordinários foi de 14,2 milhões de m^3/dia, representando aproximadamente 16% do volume total contratado pela TAG, e 23% considerando somente a malha integrada (excluindo o contrato Urucu-Manaus, onde a Petrobras se mantém como único carregador). Em 2023, a TAG assinou 69 contratos extraordinários com 21 carregadores, um incremento considerável em relação a 2022, quando foram assinados 52 contratos de transporte com 15 carregadores além da Petrobras (de 11 grupos econômicos distintos).

Volume médio de gás movimentado (MM m^3/dia)



INOVAÇÃO

Mais do que um importante fator de competitividade, a ENGIE Brasil Energia vislumbra na inovação um caminho promissor para o enfrentamento dos desafios que preocupam a sociedade em relação ao desenvolvimento sustentável. De forma colaborativa, aliando ciência, tecnologia e capital humano, a Companhia estimula ideias que gerem impacto positivo no mundo, focadas em eficiência energética, fontes renováveis, cidades inteligentes e sustentabilidade. A colaboração ocorre internamente e por meio de parcerias externas.

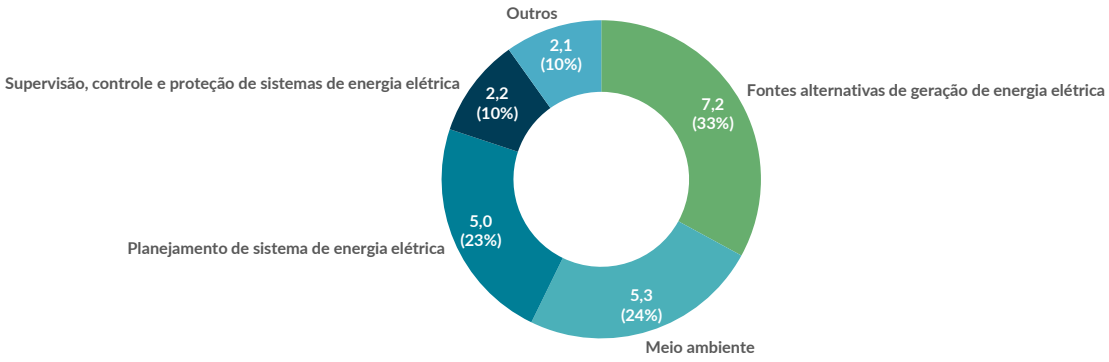
O P&D da Aneel representa um dos mecanismos mais relevantes para a prática da inovação na ENGIE Brasil Energia. Ao todo, a Companhia já investiu mais de R$ 200 milhões em quase 200 projetos executados por meio de parcerias com empresas, universidades e instituições de pesquisa, fomentando o modelo *open innovation*.

Em 2023, foram destinados mais de R$ 59,6 milhões ao Programa, distribuídos da seguinte forma:

- R$ 23,9 milhões ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT);
- R$ 11,9 milhões ao Ministério de Minas e Energia (MME), para custeio da Empresa de Pesquisa Energética (EPE);
- R$ 7,1 milhões à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), para custeio da modicidade tarifária;
- R$ 16,7 milhões a serem aportados em projetos de P&D.

O volume investido pela ENGIE Brasil Energia nos Projetos em 2023, que utilizam recursos do saldo disponível para aportes em P&D Aneel, foi de R$ 21,8 milhões, distribuídos nas categorias conforme gráfico abaixo.

Total aportado nos projetos de PD&I Aneel em 2023 (R$ milhões e % do total)



Entre os novos projetos desenvolvidos em 2023, destacam-se:

- Ferramenta computacional para detecção, identificação e quantificação de perdas energéticas em usinas fotovoltaicas: Alinhado aos objetivos de expansão em geração de energia renovável complementar, o projeto, desenvolvido em parceria com o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina (IFSC) e a Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), prevê a detecção de falhas em sistemas fotovoltaicos, por meio de aprendizado de máquina (*machine learning*) e modelagem física.

- MagAnalyzer: Trata-se de um sistema de monitoramento contínuo do campo magnético criado no entorno de geradores síncronos de usinas hidrelétricas, a fim de detectar anormalidades que indiquem a presença de faltas em estágio inicial ou em evolução. O objetivo é a detecção de anormalidades. A invenção, ao final de 2023, percorria as últimas fases da cadeia de inovação, visando à industrialização do produto.

Também foram iniciados os trabalhos para o desenvolvimento do projeto "Valoração dos Serviços de Usinas Hidrelétricas e Proposições Comerciais". Com duração de 22 meses e investimentos estimados em R$ 3,3 milhões, o objetivo é quantificar os chamados "atributos de hidrelétricas", valorando os serviços de qualidade e a segurança de suprimento oferecida por esses ativos. Com centenas de usinas em cascata no país e uma capacidade de acumulação expressiva nos reservatórios, o projeto traz boas perspectivas de valorização das usinas no mercado, especialmente levando em conta estudos já existentes que consideram um cenário futuro com leilões de capacidade e exportação de energia vertida turbinável.

Aplicabilidade

Um projeto da ENGIE Brasil Energia desenvolvido por meio do P&D da Aneel recebeu o 29º Prêmio Expressão de Ecologia 2022/2023, na categoria Tecnologia. Com um investimento de cerca de R$ 6 milhões, foi desenvolvido um software inédito no mercado, voltado à proteção da ictiofauna no entorno das hidrelétricas. O software foi integrado ao sistema operacional da Usina Hidrelétrica Machadinho, onde foi realizado o piloto do projeto, para monitorar a atividade e o volume de biomassa do peixe pintado-amarelo no tubo de sucção da Usina.

Outro fato relevante foi o início do recebimento de *royalties*, pela Companhia, devido à comercialização de aerogeradores nacionais, desenvolvidos em parceria com a WEG e as Centrais Elétricas de Santa Catarina (Celesc), por meio de outro projeto P&D da Aneel. Com potência nominal de 4,2 MW, a máquina é o primeiro aerogerador nacional e foi o maior projeto de P&D da ENGIE no Brasil – foram aproximadamente R$ 80 milhões investidos pela Companhia. A previsão é que mais de R$ 8 milhões em royalties sejam recebidos nos próximos anos, pela participação no desenvolvimento da tecnologia.

Os *royalties* recebidos em 2023 são relativos a 17 aerogeradores instalados no país em 2022. Além de confirmar o valor estratégico da inovação para geração de valor, a iniciativa se mostrou benéfica para todos os agentes do mercado que usufruem das soluções desenvolvidas, como a cadeia envolvida na concepção, testagem, implantação e operação de plantas eólicas no país.

Inovação Aberta

Na ENGIE Brasil Energia, o fomento à inovação constitui as bases da cultura da empresa, com destaque para o Inove – programa interno que estimula sugestões inovadoras, voltadas a melhorias operacionais e processuais e à criação de novos produtos e serviços, incluindo o uso de novas tecnologias e o desenvolvimento de projetos pertinentes a aspectos ESG. Todos os colaboradores, de todos os níveis hierárquicos e áreas, podem participar e as ideias aprovadas recebem recursos para implantação efetiva, reconhecendo e recompensando seus autores.

Inove em números – 2023

- 249 colaboradores diretamente envolvidos
- 136 iniciativas cadastradas
- R$ 1,1 milhões em investimentos
- R$ 5,8 milhões de retorno estimado ou custo potencialmente evitado

Além do Inove, outras ações foram realizadas em 2023 para fortalecer a cultura inovadora:

- 1º Encontro Virtual de Inovação com equipes das Usinas Hidrelétricas, para o compartilhamento de soluções implementadas nos ativos;

- Café com Inovação: encontros mensais nos ambientes internos da ENGIE para disseminar os mecanismos de fomento à inovação disponíveis;

- *Workshop* de mapeamento de oportunidades de inovação dentro do setor de operação e manutenção;

- Imersão em ecossistemas distribuídos pelo Brasil, como o de São Luís (MA), Florianópolis (SC) e Bridge Ecosystem, da USP - São Paulo (SP), além de *benchmarking* com empresas inovadoras de diferentes setores; e;

- Reconhecimento corporativo das melhores iniciativas de inovação apresentadas em 2022 e 2023.

Resultado por segmento – 2023 x 2022 (em R$ milhões)

	Energia elétrica					
	Geração	Transmissão	*Trading*	Painéis Solares[1]	Transporte de Gás	Consolidado
2023						
Receita operacional líquida	9.174	1.135	439	-	-	10.748
Custos operacionais	(4.096)	(310)	(435)	-	-	(4.841)
Lucro bruto	**5.078**	**825**	**4**	**-**	**-**	**5.907**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(408)	(20)	(4)	-	-	(432)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	40	(59)	-	-	-	(19)
Reversão de *Impairment*, líquido	1.198	-	-	-	-	1.198
Alienação de subsidiária	(1.287)	-	-	-	-	(1.287)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	993	993
Lucro antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**4.621**	**746**	**-**	**-**	**993**	**6.360**
2022						
Receita operacional líquida	9.512	1.703	685	7	-	11.907
Custos operacionais	(4.505)	(1.140)	(669)	(3)	-	(6.317)
Lucro bruto	**5.007**	**563**	**16**	**4**	**-**	**5.590**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(346)	(13)	(5)	(2)	-	(366)
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	(21)	22	-	-	-	1
Impairment, líquido	(185)	-	-	118	-	(67)
Alienação de subsidiária	10	-	-	(94)	-	(84)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	727	727
Lucro antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**4.465**	**572**	**11**	**26**	**727**	**5.801**
Variação						
Receita operacional líquida	(338)	(568)	(246)	(7)	-	(1.159)
Custos operacionais	409	830	234	3	-	1.476
Lucro (prejuízo) bruto	**71**	**262**	**(12)**	**(4)**	**-**	**317**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(62)	(7)	1	2	-	(66)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	61	(81)	-	-	-	(20)
Reversão de *Impairment*, líquido	1.383	-	-	(118)	-	1.265
Alienação de subsidiária	(1.297)	-	-	94	-	(1.203)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	266	266
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**156**	**174**	**(11)**	**(26)**	**266**	**559**

[1]*Em 21.02.2022, foi concluída a operação de venda da participação societária que a Companhia possuía na subsidiária ENGIE Geração Solar Distribuída (EGSD). Nesta data, a sociedade deixou de ser controlada pela Companhia, passando também a não ser consolidada.*

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

Receita operacional líquida

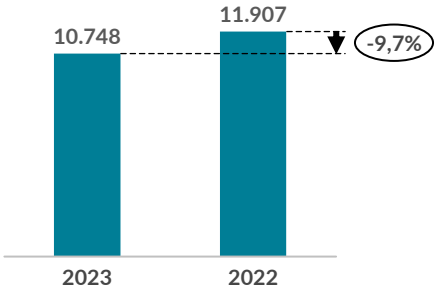
Receita por segmento – 2023 X 2022 (em R$ milhões)

	Energia elétrica				
	Geração	Transmissão	*Trading*	Painéis Solares	Consolidado
2023					
Distribuidoras de energia elétrica	4.106	-	-	-	4.106
Consumidores livres	3.176	-	-	-	3.176
Remuneração dos ativos de concessão	468	831	-	-	1.299
Receita de construção	-	237	-	-	237
Comercializadoras de energia elétrica	827	-	-	-	827
Operações de *trading* de energia	-	-	438	-	438
Receita de serviços prestados	145	67	-	-	212
Transações no mercado de curto prazo	388	-	1	-	389
Outras receitas	64	-	-	-	64
Receita operacional líquida	**9.174**	**1.135**	**439**	**-**	**10.748**
2022					
Distribuidoras de energia elétrica	4.181	-	-	-	4.181
Consumidores livres	3.412	-	-	-	3.412
Remuneração dos ativos de concessão	485	755	-	-	1.240
Receita de construção	-	915	-	-	915
Comercializadoras de energia elétrica	859	-	-	-	859
Operações de *trading* de energia	-	-	683	-	683
Receita de serviços prestados	138	33	-	-	171
Transações no mercado de curto prazo	351	-	1	-	352
Ganhos não realizados em operações de *trading*	-	-	1	-	1
Outras receitas	86	-	-	7	93
Receita operacional líquida	**9.512**	**1.703**	**685**	**7**	**11.907**
Variação					
Distribuidoras de energia elétrica	(75)	-	-	-	(75)
Consumidores livres	(236)	-	-	-	(236)
Remuneração dos ativos de concessão	(17)	76	-	-	59
Receita de construção	-	(678)	-	-	(678)
Comercializadoras de energia elétrica	(32)	-	-	-	(32)
Operações de *trading* de energia	-	-	(245)	-	(245)
Receita de serviços prestados	7	34	-	-	41
Transações no mercado de curto prazo	37	-	-	-	37
Ganhos não realizados em operações de *trading*	-	-	(1)	-	(1)
Outras receitas	(22)	-	-	(7)	(29)
Receita operacional líquida	**(338)**	**(568)**	**(246)**	**(7)**	**(1.159)**

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

Geração e venda de energia do portfólio: redução de R$ 338 milhões (3,6%), motivado, substancialmente, pelos seguintes efeitos negativos: (i) queda de R$ 343 milhões na receita com contratos de venda de energia nos ambientes regulado e livre, resultado da combinação das variações de quantidade de energia vendida e do preço médio líquido de vendas; (ii) redução de R$ 17 milhões na remuneração dos ativos financeiros de concessão correspondentes à parcela do pagamento pela outorga das concessões das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda referente à energia destinada ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR), pela contração da inflação entre os anos analisados. Esses efeitos foram parcialmente atenuados pelo acréscimo de R$ 37 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo, principalmente na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), mais detalhes podem ser obtidos em "Detalhamento das Operações de Curto Prazo".

Receita operacional líquida (R$ milhões)



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

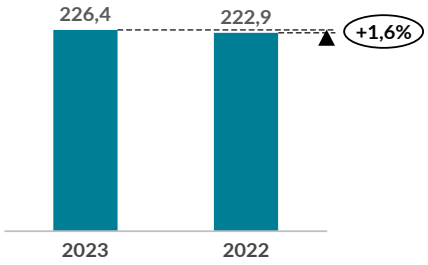
***Trading*:** redução de R$ 246 milhões (35,9%) oriundo, principalmente, das reduções da receita das operações realizadas. Mais detalhes estão descritos a seguir no item "Resultado operacional do segmento de *trading* de energia".

Comentários sobre as Variações da Receita Operacional Líquida

Geração e Venda de Energia do Portfólio

O **preço médio de venda de energia, líquido dos encargos sobre a receita e operações de *trading*, foi de R$ 226,42/MWh**, 1,6% superior ao praticado em 2022, que foi de R$ 222,85/MWh. O aumento do preço entre os períodos em análise foi motivado, substancialmente, pela atualização monetária dos contratos vigentes, parcialmente atenuado, pela venda da subsidiária Pampa Sul, que vendia energia por preços acima do preço médio do restante do portfólio da Companhia.

Preço médio líquido de vendas (R$/MWh)*

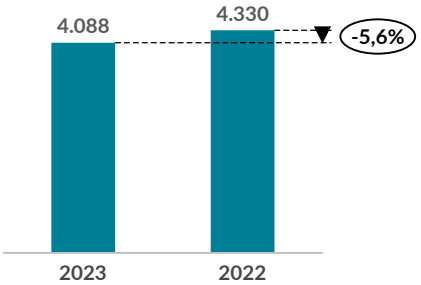


* Líquido de impostos sobre a venda e operações de *trading*.

A quantidade de energia vendida em contratos, líquida de operações de *trading*, atingiu 35.816 GWh (4.088 MW médios) em 2023, contra 37.932 GWh (4.330 MW médios) registrados em 2022 - decréscimo de 2.116 GWh (242 MW médios) ou 5,6%. A redução na quantidade de energia vendida, foi motivada pela redução do volume de venda às distribuidoras, em decorrência da alienação da subsidiária Pampa Sul e pelo menor volume de compras, e consequentemente, menor volume disponível para venda.

A redução no volume de vendas e o aumento no preço médio de venda, ocasionou redução de R$ 343 milhões entre os anos na receita operacional líquida da Companhia - R$ 348 milhões, referem-se à alienação da subsidiária Pampa Sul, ocorrida no 2T23.

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

A redução no volume de vendas é consequência, principalmente, da alienação da subsidiária Pampa Sul, que contava com capacidade comercial de 323,5 MW médios, parcialmente suavizada pela aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Floresta e Paracatu.

O aumento do preço médio foi motivado pela atualização monetária dos preços de vendas, e, parcialmente atenuado pelo aumento do reconhecimento dos ressarcimentos na comparação entre os anos.

- **Consumidores Livres:**

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

- **Comercializadoras:**

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

A redução no preço médio líquido de vendas observada se deve, basicamente, aos preços mais elevados durante o ano de 2022 que sofreram influência da perspectiva hidrológica pessimista vista em 2021. Esta redução foi ligeiramente atenuada pela atualização monetária dos contratos vigentes. O aumento da quantidade decorre, principalmente, de novos contratos firmados.

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

Em 2023, em relação ao ano anterior, houve acréscimo de R$ 37 milhões (10,5%) na receita das transações de curto prazo, passando de R$ 351 milhões em 2022 para R$ 388 milhões em 2023. Mais explicações sobre tais operações e acerca da variação podem ser obtidas em “Detalhamento das operações de curto prazo”.

- **Remuneração dos Ativos Financeiros de Concessões**

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

A remuneração dos ativos financeiros de concessões passou R$ 485 milhões em 2022 para R$ 468 milhões em 2023, decréscimo de R$ 17 milhões (3,5%). A variação foi motivada, substancialmente, pela redução do IPCA entre os períodos em comparação.

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

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

O valor da GAG reconhecida em 2023 foi de 145 milhões, superior em R$ 7 milhões (5,1%) ao montante reconhecido em 2022, de R$ 138 milhões.

Custos operacionais

Custos por segmento – 2023 x 2022 (em R$ milhões)

	Energia elétrica				
	Geração	Transmissão	*Trading*	Painéis Solares	Consolidado
2023					
Compras de energia	1.492	-	418	-	1.910
Depreciação e amortização	871	11	-	-	882
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	668	-	-	-	668
Materiais e serviços de terceiros	371	43	-	-	414
Pessoal	237	12	-	-	249
Custos de construção	-	228	-	-	228
Transações no mercado de curto prazo	201	-	-	-	201
Royalties	169	-	-	-	169
Seguros	85	3	-	-	88
Combustíveis para geração	66	-	-	-	66
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	17	-	17
Repactuação do risco hidrológico	(115)	-	-	-	(115)
Outros custos operacionais, líquidos	51	13	-	-	64
Custos operacionais	**4.096**	**310**	**435**	**-**	**4.841**
2022					
Compras de energia	1.700	-	666	-	2.366
Depreciação e amortização	953	-	-	-	953
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	625	-	-	-	625
Materiais e serviços de terceiros	417	17	-	-	434
Pessoal	236	-	-	-	236
Custos de construção	-	1.120	-	-	1.120
Transações no mercado de curto prazo	167	-	-	-	167
Royalties	154	-	-	-	154
Seguros	90	1	-	-	91
Combustíveis para geração	115	-	-	-	115
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	3	-	3
Outros custos operacionais, líquidos	48	2	-	3	53
Custos operacionais	**4.505**	**1.140**	**669**	**3**	**6.317**
Variação					
Compras de energia	(208)	-	(248)	-	(456)
Depreciação e amortização	(82)	11	-	-	(71)
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	43	-	-	-	43
Materiais e serviços de terceiros	(46)	26	-	-	(20)
Pessoal	1	12	-	-	13
Custos de construção	-	(892)	-	-	(892)
Transações no mercado de curto prazo	34	-	-	-	34
Royalties	15	-	-	-	15
Seguros	(5)	2	-	-	(3)
Combustíveis para geração	(49)	-	-	-	(49)
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	14	-	14
Repactuação do risco hidrológico	(115)	-	-	-	(115)
Outros custos operacionais, líquidos	3	11	-	(3)	11
Custos operacionais	**(409)**	**(830)**	**(234)**	**(3)**	**(1.476)**

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

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

Comentários sobre as Variações dos Custos Operacionais

Geração e Venda de Energia do Portfólio

- Compras de energia: Na comparação anual, houve decréscimo de R$ 208 milhões (12,2%) nessas operações, substancialmente motivado pela combinação dos seguintes eventos: (i) R$ 119 milhões — redução de 625 GWh (71 MW médios) na quantidade de energia comprada; e (ii) R$ 89 milhões — redução de 5,6% no preço médio líquido de compras de energia. O decréscimo do volume decorre da gestão de portfólio da Companhia. A redução do preço médio de compras em 2023 reflete as quedas em relação aos maiores preços praticados para o ano de 2022, que estavam pressionados pela hidrologia crítica durante o ano de 2021.

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

- Encargos de uso da rede elétrica e conexão: acréscimo de R$ 43 milhões (6,9%) entre os anos analisados, oriundo, substancialmente, do reajuste anual das tarifas de transmissão e distribuição e pela entrada em operação comercial de parte do Conjunto Eólico Santo Agostinho durante o ano de 2023, parcialmente suavizado pela alienação da UTE Pampa Sul.

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

- Pessoal: aumento de R$ 1 milhão (0,4%) na comparação entre os anos, motivado principalmente pelo reajuste anual da remuneração e benefícios dos colaboradores e do aumento do quadro de colaboradores entre os anos, suavizado pela alienação da subsidiária Pampa Sul.

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

- Combustíveis para geração: decréscimo de R$ 49 milhões (42,6%) na comparação anual. A variação foi impactada, principalmente, pela alienação da UTE Pampa Sul ocorrida em maio de 2023 e pela redução da geração de energia elétrica na Usina de Cogeração Lages (UCLA).

- Repactuação do risco hidrológico: a Lei nº 13.360/16 determina que a Aneel adicione um prazo à concessão original na mesma quantidade de dias em que houver atrasos no início da operação da usina, com origem a fatos alheios à responsabilidade do agente reconhecidos pelo órgão regulador. Com base nesta lei, a Nota Técnica nº 877/2022–SCG/SFG/ANEEL foi aprovada pela Diretoria Colegiada da Aneel em 31.01.2023, determinando que os dias de extensão de prazo de concessão por impactos não hídricos desloquem os dias de Extensão do GSF (*Generation Scaling Factor*). Em 27.04.2023, a Aneel emitiu o Ofício nº 281/2023-SRG-SCG/ANEEL, o qual solicitou a apuração dos cálculos de extensão da concessão pela CCEE, fazendo com que estes precisem ser recalculados no tempo, aumentando o prazo de concessão da UHE Estreito em 852 dias. Tal cálculo foi realizado pela CCEE, no documento CT-CCEE06666/2023, publicado em 10.05.2023, gerando 620 dias adicionais em relação à extensão calculada anteriormente. Diante disto, o efeito no resultado desta transação foi um ganho de R$ 115 milhões em 2023.

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

Resultado operacional do segmento de transmissão de energia

A Companhia é a responsável primária pela construção e instalação de infraestrutura relacionada à concessão dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul, Novo Estado, Gavião Real e Asa Branca, e está exposta aos riscos e benefícios dessas construções. Desta forma, com base nas práticas contábeis vigentes, a Companhia reconhece receita de implementação de infraestrutura de transmissão, ao longo da implantação, em montante correspondente aos custos de construção adicionados de uma margem bruta na prestação de serviços de construção. Os gastos incorridos na construção estão reconhecidos no custo da infraestrutura de transmissão. A Receita Anual Permitida (RAP) é recebida a partir da entrada em operação comercial do Sistema de Transmissão. Dessa forma, só há entrada de recursos advindos da atividade operacional a partir deste momento. Os Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado entraram em operação comercial integral em 19 e 27.02.2023, respectivamente.

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

Adicionalmente, durante o ano de 2023, houve o reconhecimento no grupo de outras despesas operacionais do montante de R$ 64 milhões com efeito negativo no resultado a título de revisão tarifária periódica em contrapartida do ativo de contrato, baseado no Ofício Circular CVM nº 04/2020 e na resolução homologatória Aneel nº 3.216, de 04.07.2023, em decorrência da redução da NTN-B, a qual é calculada com base na composição do estoque de dívida já emitida e nas taxas de juros implícitas nas cotações do mercado secundário dos últimos 5 anos. Em razão da revisão, o saldo do ativo contratual é ajustado para considerar o novo fluxo financeiro.

O valor de RAP, líquida de PIS e Cofins, recebida em 2023 foi de R$ 695 milhões, (R$ 355 milhões em 2022), sendo R$ 628 milhões (R$ 322 milhões em 2022) correspondentes à amortização do ativo de contrato, registrada em contrapartida do ativo de contrato, e R$ 67 milhões (R$ 33 milhões em 2022) relativos à receita de serviços prestados de O&M.

Abaixo a composição do Ebitda regulatório de transmissão:

(Valores em R$ milhões)	2023	2022	Variação
RAP, líquida de PIS e Cofins	695	355	340
Custos operacionais	(71)	(20)	(51)
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(20)	(13)	(7)
Outras receitas operacionais, líquidas	5	22	(17)
Ebitda regulatório de transmissão	**609**	**344**	**265**

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.

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

Detalhamento das operações de curto prazo

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

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

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

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

	Geração	*Trading*	Consolidado
2023			
Receita operacional líquida	388	1	389
Custos operacionais	(201)	-	(201)
Resultado líquido	**187**	**1**	**188**
2022			
Receita operacional líquida	351	1	352
Custos operacionais	(167)	-	(167)
Resultado líquido	**184**	**1**	**185**
Variação			
Receita operacional líquida	37	-	37
Custos operacionais	(34)	-	(34)
Resultado líquido	**3**	**-**	**3**

Essas variações foram consequência, fundamentalmente, da combinação dos seguintes fatores positivos: (i) exportação de vertimento turbinável, ou seja, a energia não utilizada para atendimento do Sistema Interligado Nacional (SIN) e que seria desperdiçada pelas usinas hidrelétricas participantes do MRE, foi direcionada à uma nova transação comercial com países vizinhos; (ii) aumento do Fator de Ajuste do MRE (GSF), em razão do maior volume de energia produzido pelas usinas participantes do MRE, resultando em variação positiva entre os períodos em análise. Esses fatores foram atenuados pelos seguintes efeitos negativos: (iii) redução da energia livre devido à estratégia de alocação de energia sazonalizada no decorrer dos períodos, suavizada pela variação positiva do PLD; (iv) efeito negativo no MRE, em virtude da redução da garantia física das usinas da Companhia, suavizado pelo aumento na geração hidrelétrica das usinas; e (v) operações de fechamento de mês, recontabilizações e modulações entre os anos analisados.

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

PLD médio em R$/MWh	2023	2022	Var. (%)
Sul	72,17	58,99	22,3%
Sudeste/Centro-Oeste	72,17	58,99	22,3%
Nordeste	72,17	58,51	23,3%

Despesas com vendas, gerais e administrativas

A Companhia apresentou acréscimo nas despesas com vendas, gerais e administrativas, no montante de R$ 66 milhões entre 2023 e 2022. A principal variação decorre do segmento de geração, no montante de R$ 62 milhões, que foi impactada, substancialmente, pelos seguintes eventos: (i) aumento nas despesas com propaganda e publicidade, em decorrência da estratégia comercial para capturar oportunidades com a abertura do mercado livre de energia; e (ii) aumento nas despesas com serviços de terceiros de informática, consultoria e advocacia.

Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas

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

Em 2022 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.

Reversão (provisão) para redução ao valor recuperável (*Impairment*) e alienação de subsidiárias

	Geração					
	Pampa Sul	Paracatu	Lages	Diamante	Painéis Solares	Consolidado
	2023					
Reversão de *Impairment*, líquido	1.243	(45)	-	-	-	1.198
Alienação de subsidiária	(1.296)	-	-	9	-	(1.287)
	2022					
Impairment, líquido	(164)	-	(21)	-	118	(67)
Alienação de subsidiária	10	-	-	-	(94)	(84)
	Variação					
Reversão de *Impairment*, líquido	1.407	(45)	21	-	(118)	1.265
Alienação de subsidiária	(1.306)	-	-	9	94	(1.203)

Impairment

Durante o ano de 2023 a Companhia registrou **o montante de R$ 1.243 milhões de reversão de *impairment***, em decorrência alienação da subsidiária Usina Termelétrica Pampa Sul S.A. e **o montante de R$ 45 milhões** de provisão para redução ao valor recuperável, referente ao sinistro do Conjunto Fotovoltaico Paracatu. No ano de 2022, a Companhia (i) reconheceu o montante de R$ 21 milhões de provisão de *impairment* relativos ao aumento nos custos de fornecimento de matéria prima da subsidiária Lages; (ii) complementou o *impairment* da Pampa Sul no montante de R$ 164 milhões; e (iii) reverteu R$ 118 milhões referente à EGSD, em virtude da venda, ocorrida em 21.02.2022.

Alienação de subsidiária

Em 31.05.2023, após o cumprimento das condições precedentes, foi concluída a operação de venda da participação societária que a Companhia possuía na subsidiária Usina Termelétrica Pampa Sul S.A. Nesta data, a sociedade deixou de ser controlada pela Companhia, passando também a não ser consolidada. **O resultado com a alienação do ativo, líquido dos custos de venda (R$ 1.296 milhões negativos) e reversão do *impairment* (R$ 1.243 milhões), foi negativo em R$ 53 milhões, no ano de 2023**.

Adicionalmente à esta operação, a Companhia registrou uma receita de alienação no montante de R$ 9 milhões oriundas de ajuste de preço da venda da subsidiária Diamante, ocorrido em 2021 – tal ajuste de preço provém de obrigações condicionadas para o recebimento.

Em 21.02.2022 e 01.09.2022, foram concluídas as operações de venda das participações societárias que a Companhia possuía nas subsidiárias EGSD e Norte Catarinense. Nestas datas, as sociedades deixaram de ser controladas pela Companhia, passando também a não serem consolidadas. O resultado com a alienação da EGSD, líquido dos custos de venda (R$ 94 milhões), e reversão do *impairment* (R$ 118 milhões), foi positivo em R$ 24 milhões. O resultado com a alienação da Norte Catarinense, líquido dos custos de venda, foi positivo em R$ 10 milhões.

Resultado de Equivalência Patrimonial – Transporte de Gás

A Companhia possuía, em 31.12.2023, 32,5% de participação societária direta na TAG. O resultado de equivalência patrimonial da TAG dos anos de 2023 e 2022 é composto pelos seguintes itens:

	2023		2022	
DRE – em R$ milhões	**100%**	**Participação da Companhia**	**100%**	**Participação da Companhia**
Receita operacional líquida	9.029	2.934	8.426	2.738
Custos dos serviços prestados	(2.486)	(808)	(2.722)	(885)
Lucro bruto	**6.543**	**2.126**	**5.704**	**1.853**
Despesas gerais e administrativas	(233)	(76)	(192)	(62)
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**6.310**	**2.050**	**5.512**	**1.791**
Resultado financeiro	(1.662)	(540)	(2.102)	(683)
Lucro antes dos impostos	**4.648**	**1.510**	**3.410**	**1.108**
Imposto de renda e contribuição social	(1.592)	(517)	(1.172)	(381)
Lucro líquido da TAG	**3.056**	**993**	**2.238**	**727**

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

	2023		2022	
Ebitda – em R$ milhões	**100%**	**Participação da Companhia**	**100%**	**Participação da Companhia**
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**6.310**	**2.050**	**5.512**	**1.791**
Depreciação e amortização	674	219	672	218
Amortização da mais valia	592	192	914	297
Ebitda	**7.576**	**2.461**	**7.098**	**2.306**
Margem Ebitda	**83,9%**		**84,2%**	

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

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

Estes aumentos foram parcialmente atenuados pela elevação de R$ 136 milhões, nas despesas de Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CSLL), em virtude, basicamente do aumento do lucro antes dos impostos.

Adicionalmente, a receita operacional líquida e os custos dos serviços prestados, foram impactados, ambos no montante de R$ 89 milhões, decorrentes do repasse de custos aos clientes, referentes aos encargos que não devem gerar margem ao transportador, tais como encargos de congestionamento, balanceamento e gás para o uso no sistema. Cabe destacar, que os repasses são previstos em resoluções da ANP.

Balanço Patrimonial

Os principais grupos do ativo e passivo da TAG em 31.12.2023 e 2022 eram:

Balanço Patrimonial	31.12.2023	31.12.2022
ATIVO		
Ativo circulante	**3.439**	**2.828**
Caixa e equivalentes de caixa	1.423	688
Contas a receber de clientes	1.541	1.513
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	50	284
Outros ativos circulantes	425	343
Ativo não circulante	**29.573**	**30.585**
Depósitos vinculados	633	217
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	-	284
Outros ativos não circulantes	119	624
Imobilizado	26.074	26.706
Intangível	2.747	2.754
Total	**33.012**	**33.413**
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Passivo circulante	**4.693**	**4.341**
Instrumentos de dívida	3.107	3.974
Outros passivos circulantes	1.586	367
Passivo não circulante	**20.505**	**20.356**
Instrumentos de dívida	13.969	15.584
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	376	
Imposto de renda e contribuição social diferidos	5.626	3.908
Outros passivos não circulantes	534	864
Patrimônio líquido	**7.814**	**8.716**
Total	**33.012**	**33.413**

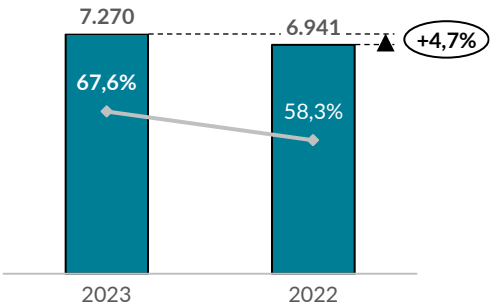
Ebitda e Margem Ebitda

Ebitda por segmento – 2023 x 2022 (em R$ milhões)

	Energia elétrica					
	Geração	Transmissão	*Trading*	Painéis Solares	Transporte de Gás	Consolidado
2023						
Lucro antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	4.621	746	-	-	993	6.360
Depreciação e amortização	914	11	-	-	-	925
Ebitda	**5.535**	**757**	**-**	**-**	**993**	**7.285**
Reversão de *Impairment*, líquido	(1.198)	-	-	-	-	(1.198)
Alienação de subsidiária	1.287	-	-	-	-	1.287
Indenização de seguros	(104)	-	-	-	-	(104)
Ebitda ajustado	**5.520**	**757**	**-**	**-**	**993**	**7.270**
Margem Ebitda ajustada	**60,2%**	**66,7%**	**-**	**-**	**-**	**67,6%**
2022						
Lucro antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	4.465	572	11	26	727	5.801
Depreciação e amortização	989	-	-	-	-	989
Ebitda	**5.454**	**572**	**11**	**26**	**727**	**6.790**
Impairment, líquido	185	-	-	(118)	-	67
Alienação de subsidiária	(10)	-	-	94	-	84
Ebitda ajustado	**5.629**	**572**	**11**	**2**	**727**	**6.941**
Margem Ebitda ajustada	**59,2%**	**33,6%**	**1,6%**	**28,6%**	**-**	**58,3%**
Variação						
Lucro antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	156	174	(11)	(26)	266	559
Depreciação e amortização	(75)	11	-	-	-	(64)
Ebitda	**81**	**185**	**(11)**	**(26)**	**266**	**495**
Reversão de *Impairment*, líquido	(1.383)	-	-	118	-	(1.265)
Alienação de subsidiária	1.297	-	-	(94)	-	1.203
Indenização de seguros	(104)	-	-	-	-	(104)
Ebitda ajustado	**(109)**	**185**	**(11)**	**(2)**	**266**	**329**
Margem Ebitda ajustada	**1,0 p.p.**	**33,1 p.p.**	**(1,6 p.p.)**	**(28,6 p.p.)**	**-**	**9,3 p.p.**

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

Ebitda ajustado (R$ milhões) **e margem Ebitda ajustada** (%)*



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

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

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

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

Margem Ebitda Ajustada Consolidada

A margem Ebitda ajustada consolidada **passou de 58,3% em 2022 para 67,6% em 2023**, aumento de 9,3 p.p.

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

(Valores em R$ milhões)	2023	2022	Var. (%)
Lucro líquido recorrente	3.429	2.665	28,7
(+) Imposto de renda e contribuição social	968	621	55,9
(+) Resultado financeiro	1.963	2.515	(21,9)
(+) Depreciação e amortização	925	989	(6,5)
Ebitda	**7.285**	**6.790**	**7,3**
Efeitos não recorrentes			
(+) (Reversão) provisão de *Impairment*, líquido	(1.198)	67	(1.888,1)
(+) Alienação de subsidiária	1.287	84	1.432,1
(-) Indenização de seguros	(104)	-	100,0
Ebitda ajustado	**7.270**	**6.941**	**4,7**
Ebitda societário transmissão (IFRS)	(757)	(572)	32,3
Ebitda regulatório transmissão (RAP)	609	344	77,0
Ebitda societário cotistas (IFRS)	(726)	(717)	1,3
Ebitda regulatório cotistas	632	611	3,4
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão e cotas	**7.028**	**6.607**	**6,4**

Resultado Financeiro

(Valores em R$ milhões)	2023	2022	Var. (R$)
Renda de aplicações financeiras	392	518	(126)
Outras receitas financeiras	57	67	(10)
Total receitas financeiras	**449**	**585**	**(136)**
Dívida:			
Juros	(1.029)	(1.433)	404
Atualização monetária	(645)	(768)	123
Outras despesas financeiras, líquidas	(139)	(172)	33
Total despesas financeiras	**(1.813)**	**(2.373)**	**560**
Concessões a pagar (Uso de Bem Público):			
Atualização monetária	(109)	(264)	155
Atualização a valor presente	(490)	(463)	(27)
Total despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	**(599)**	**(727)**	**128**
Resultado financeiro	**(1.963)**	**(2.515)**	**552**

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

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

Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público): Na comparação entre os anos, houve redução de R$ 128 milhões, ou seja 17,6%, passando de R$ 727 milhões em 2022 para R$ 599 milhões em 2023, resultado dos seguintes efeitos: (i) queda de R$ 155 milhões de atualização monetária, motivada, principalmente, pela desaceleração do IPCA e do IGP-M entre os anos, destaca-se que o IGP-M no ano de 2023 apresentou deflação; e (ii) R$ 27 milhões de aumento pela atualização a valor presente das concessões a pagar.

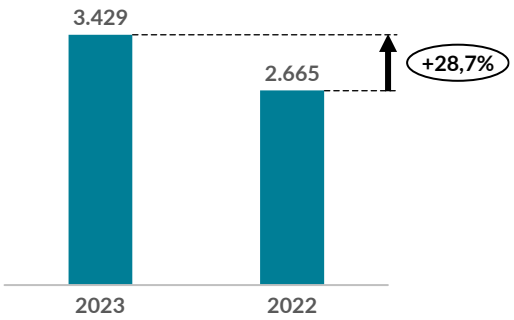
Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CSLL)

No acumulado do ano, o valor apurado de IR e CSLL **aumentou R$ 347 milhões (55,9%), passando de R$ 621 milhões em 2022 para R$ 968 milhões em 2023**. A variação foi motivada, principalmente, pelo aumento do lucro antes do IR e CSLL entre os anos observados. Desconsiderando os efeitos não recorrentes, as despesas com IR e CSLL reduziram R$ 288 milhões (42,8%) entre os anos.

Lucro Líquido

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

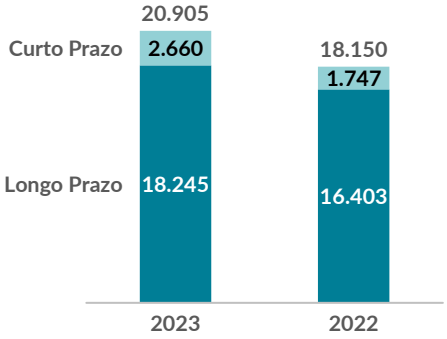
Lucro líquido (R$ milhões)



Endividamento

Em 31.12.2023, **a dívida bruta total consolidada**, representada, principalmente, por empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais resgatáveis, líquidos dos efeitos de operações de *hedge*, **totalizava R$ 20.905 milhões** — aumento de 15,2% (R$ 2.755 milhões) comparativamente à posição de 31.12.2022. O prazo médio de vencimento da dívida no fim de 2023 era de 7,4 anos.

Dívida bruta (R$ milhões)



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

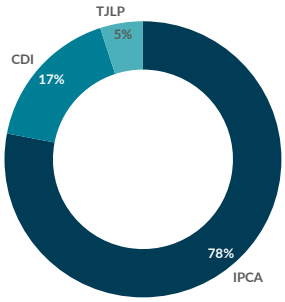
O **custo médio ponderado nominal da dívida** ao fim do ano de 2023 foi **10,1%** — equivalente a IPCA + 5,3% — 1,3 p.p. abaixo do registrado no fim de 2022 (11,4% — equivalente a IPCA + 5,3%). A redução em relação ao mesmo trimestre do ano anterior deve-se, principalmente, à desaceleração do IPCA no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

Em 31.12.2023, a dívida líquida (dívida total menos resultado de operações com derivativos, depósitos vinculados à garantia do pagamento dos serviços da dívida e caixa e equivalentes de caixa) da Companhia era de R$ 15.335 milhões, redução de 2,2% em relação ao registrado ao fim de 2022.

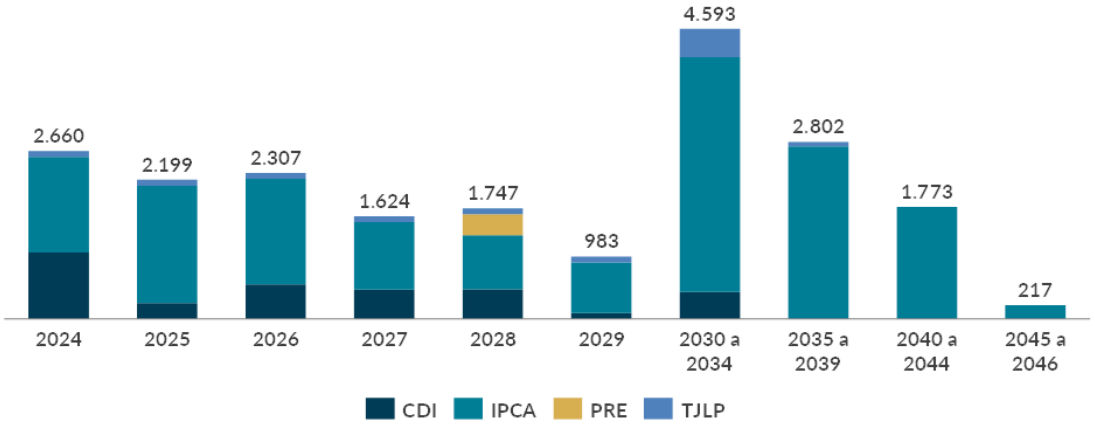
Dívida Líquida

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

Composição da dívida



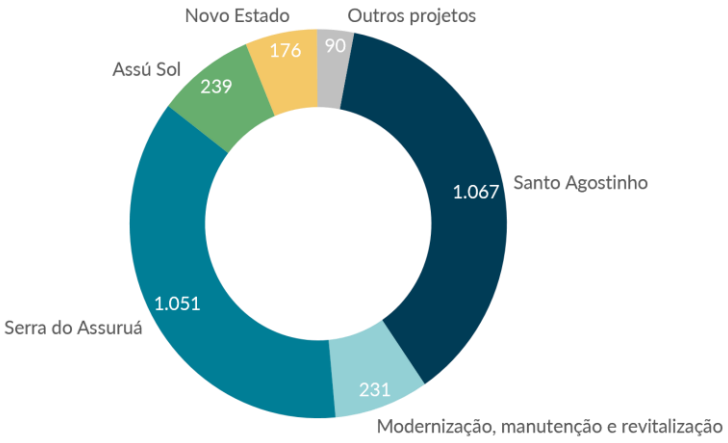
Cronograma de vencimento da dívida (R$ milhões)



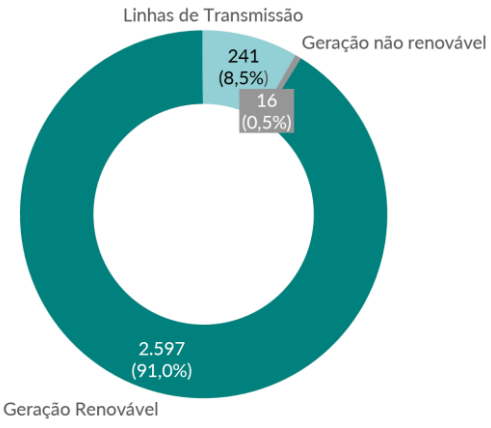
Investimentos

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

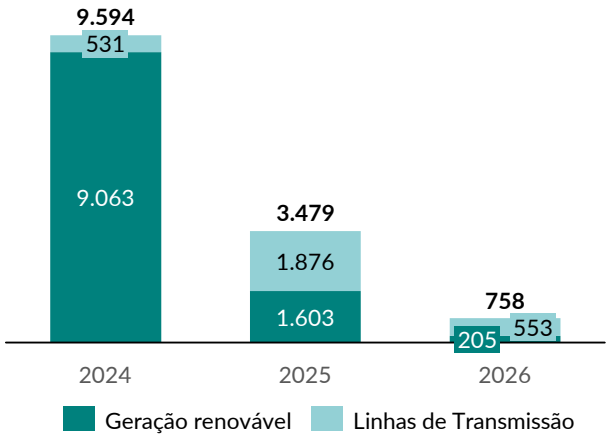
Investimentos em 2023 (R$ milhões)



Investimentos 2023 por linhas de negócios (R$ milhões e % do total)



Investimentos estimados para os próximos anos (R$ milhões)



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 ainda 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.

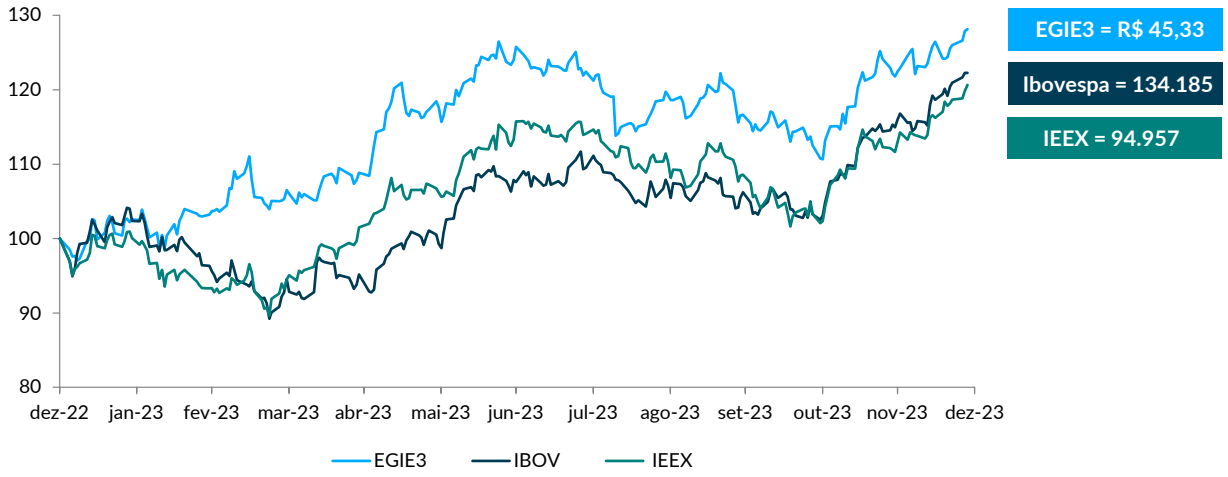
As ações da Companhia também fazem parte do principal índice de ações da B3 – o Índice Bovespa – e são negociadas sob o código **EGIE3**. No mercado de balcão americano Over-The-Counter (OTC), os *American Depositary Receipts* (ADR) Nível I da Companhia são negociados com o código EGIEY, sendo a relação de um ADR para cada ação ordinária.

Desempenho das ações

O Ibovespa (principal índice da bolsa de valores brasileira) teve uma trajetória de bastante volatilidade no decorrer de 2023, porém, fechou o ano em seu melhor desempenho desde 2019 e históricos 134 mil pontos. No acumulado de 2023, o desempenho do **EGIE3 superou o Ibovespa e o Índice do Setor de Energia Elétrica (IEEX)**, acumulando valorização positiva de 28,2%, frente aos 21,0% do IEEX e 22,3% do Ibovespa.

O volume médio diário de negociação alcançou R$ 68,7 milhões no ano, acréscimo de 2,8% em relação a 2022, quando atingiu R$ 66,8 milhões. No último pregão de dezembro de 2023, as ações da Companhia encerraram cotadas a **R$ 45,33/ação**, o que confere à Companhia valor de mercado de R$ 37,0 bilhões.

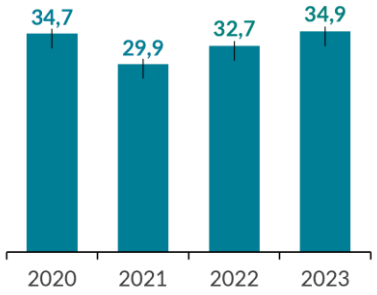
EGIE3 vs. Ibovespa vs. IEEX (Base 100 – 31.12.2022)



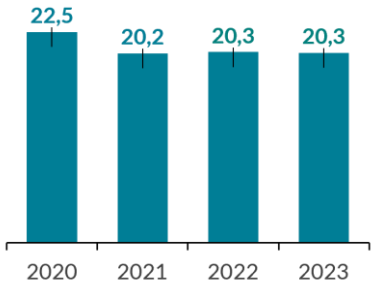
ROE e ROIC

O Retorno sobre o Patrimônio Líquido Ajustado (ROE) e o Retorno sobre o Capital Investido Ajustado (ROIC) são duas das principais métricas financeiras para a mensuração da geração de valor para o acionista e rentabilidade. Os valores alcançados pela Companhia nos últimos exercícios estão disponíveis nos gráficos.

ROE[1] – Retorno sobre o Patrimônio Líquido Ajustado (%)



ROIC[2] – Retorno Sobre o Capital Investido Ajustado (%)



Notas: Estudo interno da ENGIE Brasil Energia baseado nas Demonstrações Financeiras da Companhia.
1 - ROE: lucro líquido dos últimos 4 trimestres / patrimônio líquido. ROE ajustado desconsidera não recorrentes.
2 - ROIC: taxa efetiva x EBIT / capital investido (capital investido: dívida – caixa e eq. caixa – depósitos vinculados ao serviço da dívida + PL). ROIC ajustado desconsidera não recorrentes.

Dividendos e Juros sobre o Capital Próprio

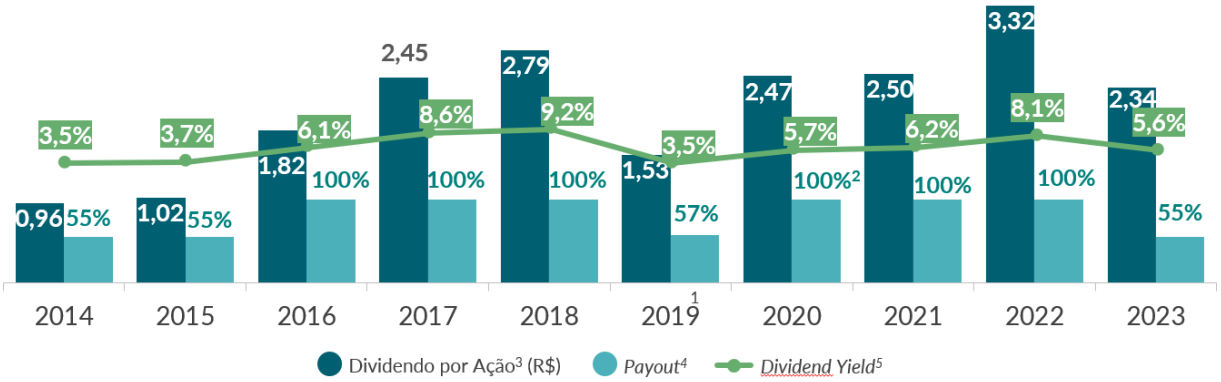
O Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia aprovou, em reunião realizada em 08.08.2023, o crédito de dividendos intercalares com base nas demonstrações financeiras levantadas em 30.06.2023, no valor de R$ 767,2 milhões (R$ 0,94027879765 por ação), representando um *payout* de 55% do lucro líquido distribuível do primeiro semestre de 2023. O montante foi pago em 27.12.2023.

Posteriormente, na reunião do dia 08.12.2023, foi aprovada a distribuição de juros sobre o capital próprio referentes ao exercício de 2023, no valor de R$ 145,0 milhões (R$ 0,17771181551 por ação). A data ex-juros sobre o capital próprio foi 22.12.2023 e a data de pagamento será definida posteriormente pela Diretoria Executiva.

Adicionalmente, na Reunião do Conselho de Administração de 27.02.2024, foi aprovada a proposta de distribuição de dividendos obrigatórios e complementares ao exercício de 2023, no montante de R$ 994,5 milhões (R$ 1,21880323443 por ação). A proposta mencionada será ratificada na Assembleia Geral Ordinária, a quem caberá definir as condições de crédito e pagamento.

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

Dividendos (calculados sobre o lucro líquido distribuível)



Notas:

1 Os valores de 2019 foram reapresentados tendo em vista a retenção dos dividendos complementares ref. ao exercício de 2019 pela AGO.

2 Considerando payout equivalente a 100% do lucro líquido ajustado distribuível ex-repactuação do risco hidrológico.

3 Para fins de comparabilidade entre os anos, houve ajuste do dividendo por ação decorrente da bonificação aprovada em 07.12.2018.

4 Considera o lucro líquido ajustado distribuível do exercício.

5 Baseado no preço de fechamento ponderado por volume das ações ON no período.

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

RELATÓRIO DE SUSTENTABILIDADE

Informações complementares sobre os aspectos socioambientais da Companhia, bem como sobre questões relacionadas à geração de valor para os públicos de relacionamento, serão publicados no Relatório de Sustentabilidade da ENGIE Brasil Energia, a ser publicado em abril de 2024.

Identificação do responsável pelas informações socioambientais e forma de contato

O coordenador do Comitê de Sustentabilidade é a pessoa responsável pelas informações socioambientais e o contato pode ser realizado por meio do e-mail: comitedesustentabilidade.brenergia@engie.com.

AUDITORES INDEPENDENTES

De acordo com o Artigo 2º da Instrução CVM nº 381/03, a ENGIE Brasil Energia informa que a Ernst & Young Auditores Independentes S/S Ltda., auditores independentes da Companhia e de suas controladas, prestou serviços não relacionados à auditoria independente em 2023.

Durante o ano de 2023, a Companhia contratou, **mediante aprovação do Conselho de Administração em reunião ocorrida no dia 11.10.2023**, carta de conforto para emissão de instrumentos de dívida junto ao auditor independente. Os honorários referentes a este serviço foram de R$ 1.427 mil e representam 54,6% dos honorários relativos aos de serviços de auditoria externa contratados para 2023.

Adicionalmente, ao longo do ano de 2023 a Companhia contratou serviços de consultoria tributária, os quais foram **aprovados na Reunião do Conselho de Administração realizada no dia 16.02.2023**. Os honorários referentes a este serviço foram de R$ 315 mil e representam 12,1% dos honorários relativos aos de serviços de auditoria externa contratados para 2023.

As políticas da Companhia na contratação de serviços de auditores independentes visam assegurar que não haja conflito de interesse e perda de independência ou objetividade, e se substanciam nos princípios que preservam a independência do auditor: (i) o auditor não deve auditar o seu próprio trabalho; (ii) o auditor não deve exercer funções gerenciais no seu cliente; e (iii) o auditor não deve promover os interesses de seu cliente.

DECLARAÇÃO DA DIRETORIA EXECUTIVA

A Diretoria Executiva declara, em conformidade com o inciso VI do artigo 27 da Resolução CVM Nº 80, que revisou, discutiu e concorda com as demonstrações financeiras contidas neste Relatório e opiniões expressas no Relatório dos Auditores Independentes referente às mesmas.

A Administração

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.
CNPJ Nº 02.474.103/0001-19 | NIRE Nº 42 3 0002438-4
BALANÇOS PATRIMONIAIS LEVANTADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2023 E 31 DE DEZEMBRO DE 2022
(Em milhares de reais)

ATIVO

	Nota	Controladora		Consolidado	
		31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
ATIVO CIRCULANTE					
Caixa e equivalentes de caixa	3	3.250.488	321.005	5.255.767	2.235.887
Contas a receber de clientes	4	521.099	547.279	1.132.836	1.143.117
Crédito de imposto de renda e contribuição social	18.a	186.570	131.251	249.839	181.438
Dividendos a receber	25.a.1	1.251.049	309.862	325.000	-
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	13.a.4	-	-	74.532	209.928
Depósitos vinculados	5	26.214	30.877	36.177	34.527
Ativo financeiro de concessão	6	-	-	377.543	363.802
Ativo de contrato	7	-	-	615.096	558.179
Outros ativos circulantes	8	582.034	191.273	842.084	318.872
		5.817.454	**1.531.547**	**8.908.874**	**5.045.750**
Ativos não circulantes mantidos para venda		4.577	327.107	4.577	2.332.778
		5.822.031	**1.858.654**	**8.913.451**	**7.378.528**
ATIVO NÃO CIRCULANTE					
Realizável a longo prazo					
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	13.a.1	12.921	-	12.921	31.981
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	13.a.4	-	-	30.110	45.638
Depósitos vinculados	5	11.992	10.741	322.021	235.970
Depósitos judiciais	17.b	54.656	67.898	59.005	71.435
Ativo financeiro de concessão	6	-	-	2.955.998	2.856.475
Ativo de contrato	7	-	-	6.214.341	5.895.776
Outros ativos não circulantes	8	206.108	187.966	348.381	332.623
		285.677	**266.605**	**9.942.777**	**9.469.898**
Investimentos	**9**	**14.334.273**	**14.099.469**	**2.713.065**	**3.006.423**
Imobilizado	**10**	**3.269.513**	**3.397.697**	**16.563.397**	**14.196.959**
Intangível	**11**	**2.161.811**	**2.265.850**	**4.091.783**	**4.134.944**
		20.051.274	**20.029.621**	**33.311.022**	**30.808.224**
TOTAL DO ATIVO		**25.873.305**	**21.888.275**	**42.224.473**	**38.186.752**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.
CNPJ Nº 02.474.103/0001-19 | NIRE Nº 42 3 0002438-4
BALANÇOS PATRIMONIAIS LEVANTADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2023 E 31 DE DEZEMBRO DE 2022
(Em milhares de reais)

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO

		Controladora		Consolidado	
	Nota	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
PASSIVO CIRCULANTE					
Fornecedores	12	161.705	150.191	828.865	535.398
Dividendos e juros sobre o capital próprio	21	411.443	180.617	411.578	181.104
Instrumentos de dívida	14	1.567.635	830.271	2.549.863	1.652.968
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	15.a	754.774	399.390	762.588	406.871
Obrigações fiscais e regulatórias	18.b	99.929	88.543	319.916	264.258
Obrigações trabalhistas	16.a	133.767	150.208	136.387	153.809
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	13.a.4	-	-	64.008	189.932
Provisões	17.a	950	4.106	951	4.144
Obrigações com benefícios de aposentadoria	16.b	34.127	54.015	34.127	54.015
Outros passivos circulantes	19	171.343	125.516	1.005.382	442.049
		3.335.673	**1.982.857**	**6.113.665**	**3.884.548**
Passivos relacionados a ativos não circulantes mantidos para venda		-	-	-	2.005.671
		3.335.673	**1.982.857**	**6.113.665**	**5.890.219**
PASSIVO NÃO CIRCULANTE					
Instrumentos de dívida	14	7.274.255	5.427.274	18.127.381	16.288.157
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	13.a.4	-	-	23.004	31.527
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	15.a	4.601.816	4.794.057	4.657.314	4.849.081
Provisões	17.a	223.773	207.085	507.607	531.756
Obrigações com benefícios de aposentadoria	16.b	366.076	218.959	366.076	218.959
Imposto de renda e contribuição social diferidos	18.c	1.016.211	694.143	2.087.298	1.505.352
Outros passivos não circulantes	19	192.730	127.378	525.918	431.529
		13.674.861	**11.468.896**	**26.294.598**	**23.856.361**
TOTAL DO PASSIVO		**17.010.534**	**13.451.753**	**32.408.263**	**29.746.580**
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Capital social	20.b	4.902.648	4.902.648	4.902.648	4.902.648
Reservas de capital	9	(176.543)	(156.743)	(176.543)	(156.743)
Reservas de lucros	20.c	3.950.408	2.381.683	3.950.408	2.381.683
Dividendos adicionais propostos	21.a	721.661	1.455.160	721.661	1.455.160
Ajustes de avaliação patrimonial	20.d	(535.403)	(146.226)	(535.403)	(146.226)
		8.862.771	**8.436.522**	**8.862.771**	**8.436.522**
Participação de acionistas não controladores	20.e	-	-	953.439	3.650
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		**8.862.771**	**8.436.522**	**9.816.210**	**8.440.172**
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		**25.873.305**	**21.888.275**	**42.224.473**	**38.186.752**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

CNPJ Nº 02.474.103/0001-19 | NIRE Nº 42 3 0002438-4
DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2023 E 2022

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de forma diferente)

	Nota	Controladora		Consolidado	
		2023	2022	2023	2022
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	22	**4.732.619**	**4.569.792**	**10.747.784**	**11.906.605**
CUSTOS OPERACIONAIS	23.a	**(1.855.545)**	**(1.784.860)**	**(4.840.645)**	**(6.317.412)**
LUCRO BRUTO		**2.877.074**	**2.784.932**	**5.907.139**	**5.589.193**
Receitas (despesas) operacionais					
Despesas com vendas	23.b	(57.580)	(20.624)	(57.921)	(27.031)
Despesas gerais e administrativas	23.b	(364.262)	(331.385)	(374.091)	(339.153)
Reversão (constituição) de provisão para redução ao valor recuperável de ativos, líquida	9/10	1.205.158	(6.824)	1.198.494	(66.078)
Alienação de subsidiária	9.f	(1.248.923)	(84.519)	(1.287.320)	(84.518)
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas		(5.084)	(711)	(19.120)	1.035
		(470.691)	**(444.063)**	**(539.958)**	**(515.745)**
Resultado de participações societárias					
Equivalência patrimonial	9.b	2.571.963	1.993.971	993.117	727.136
Amortização da mais valia	9.c	(2.540)	(3.341)	-	-
		2.569.423	**1.990.630**	**993.117**	**727.136**
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS		**4.975.806**	**4.331.499**	**6.360.298**	**5.800.584**
Resultado financeiro					
Receitas financeiras	24	185.091	247.975	448.980	585.191
Despesas financeiras	24	(772.519)	(1.019.622)	(1.813.081)	(2.373.763)
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	24	(589.931)	(717.251)	(598.897)	(726.718)
		(1.177.359)	**(1.488.898)**	**(1.962.998)**	**(2.515.290)**
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO		**3.798.447**	**2.842.601**	**4.397.300**	**3.285.294**
Imposto de renda e contribuição social					
Corrente	18.d	2.587	(272.284)	(325.247)	(569.224)
Diferido	18.d	(371.479)	92.762	(642.993)	(51.502)
		(368.892)	**(179.522)**	**(968.240)**	**(620.726)**
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		**3.429.555**	**2.663.079**	**3.429.060**	**2.664.568**
LUCRO ATRIBUÍDO AO(S):					
Acionistas da ENGIE Brasil Energia		3.429.555	2.663.079	3.429.555	2.663.079
Acionistas não controladores		-	-	(495)	1.489
		3.429.555	**2.663.079**	**3.429.060**	**2.664.568**
LUCRO POR AÇÃO BÁSICO E DILUÍDO - EM REAIS		**4,20326**	**3,26387**	**4,20326**	**3,26387**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.
CNPJ Nº 02.474.103/0001-19 | NIRE Nº 42 3 0002438-4
DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS ABRANGENTES PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2023 E 2022
(Em milhares de reais)

	Nota	Controladora		Consolidado	
		2023	2022	2023	2022
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		**3.429.555**	**2.663.079**	**3.429.060**	**2.664.568**
Outros resultados abrangentes que no futuro:					
- Não serão reclassificados para o resultado					
Benefício de aposentadoria					
Remensuração de obrigações com aposentadoria	16.b	(145.326)	196.047	(145.326)	196.039
Imposto de renda e contribuição social diferidos	18.c	49.411	(66.655)	49.411	(66.652)
Equivalência patrimonial dos efeitos acima		-	(5)	-	-
		(95.915)	**129.387**	**(95.915)**	**129.387**
- Serão reclassificados para o resultado					
***Hedges* de fluxo de caixa**					
Perdas não realizadas originadas no exercício	13.a.1	-	(23.039)	(332.257)	(124.890)
Imposto de renda e contribuição social diferidos[1]	18.c	-	7.833	-	7.833
Equivalência patrimonial dos efeitos acima		(332.257)	(101.851)	-	-
Ganhos não realizados originados no exercício de controlada em conjunto	9	78.525	416.329	78.525	416.329
		(253.732)	**299.272**	**(253.732)**	**299.272**
RESULTADO ABRANGENTE DO EXERCÍCIO		**3.079.908**	**3.091.738**	**3.079.413**	**3.093.227**
RESULTADO ATRIBUÍDO AO(S):					
Acionistas da ENGIE Brasil Energia		3.079.908	3.091.738	3.079.908	3.091.738
Acionistas não controladores		-	-	(495)	1.489
		3.079.908	**3.091.738**	**3.079.413**	**3.093.227**

(1) As controladas que apresentaram *Hedge* de Fluxo de Caixa têm sua tributação pelo lucro presumido, não incorrendo em imposto de renda diferido.

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

CNPJ Nº 02.474.103/0001-19 | NIRE Nº 42 3 0002438-4

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2023 E 2022

(Em milhares de reais)

		Reservas de lucros							Ajustes de avaliação patrimonial				
	Nota	Capital social	Reserva de capital	Reserva legal	Reserva de incentivos fiscais	Reserva de retenção de lucros	Dividendos adicionais propostos	Lucros acumulados	Custo atribuído	Outros resultados abrangentes	Patrimônio líquido dos acionistas da Companhia	Participação dos acionistas não controladores	Patrimônio líquido consolidado
Saldos em 31.12.2021		**4.902.648**	**-**	**980.530**	**264.783**	**1.766.086**	**549.798**	**-**	**331.070**	**(865.907)**	**7.929.008**	**3.589**	**7.932.597**
Transações com partes relacionadas - Aquisição de subsidiária		-	(156.743)	-	-	-	-	-	-	-	**(156.743)**	-	**(156.743)**
Dividendos intermediários	21.d	-	-	-	-	(638.669)	-	-	-	-	**(638.669)**	(159)	**(638.828)**
Dividendos adicionais	21.d	-	-	-	-	-	(549.798)	-	-	-	**(549.798)**	(1.120)	**(550.918)**
Lucro líquido do exercício		-	-	-	-	-	-	2.663.079	-	-	**2.663.079**	1.489	**2.664.568**
Remensuração de obrigações com aposentadoria	16.b/20.d.2	-	-	-	-	-	-	-	-	129.387	**129.387**	-	**129.387**
Valor justo de *hedge* de fluxo de caixa	13.a.2/20.d.2	-	-	-	-	-	-	-	-	(117.057)	**(117.057)**	-	**(117.057)**
Participação em controlada em conjunto	9.b	-	-	-	-	-	-	-	-	416.329	**416.329**	-	**416.329**
Dividendos e JCP prescritos	21.a	-	-	-	-	-	-	11.684	-	-	**11.684**	-	**11.684**
Realização do custo atribuído	21.a	-	-	-	-	-	-	40.048	(40.048)	-	-	-	-
Destinações propostas à AGO:													
-Reserva de incentivos fiscais	21.a	-	-	-	8.953	-	-	(8.953)	-	-	-	-	-
-Dividendos intercalares	21.a	-	-	-	-	-	-	(1.050.698)	-	-	**(1.050.698)**	-	**(1.050.698)**
-Dividendos mínimos obrigatórios		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(149)	**(149)**
-Juros sobre o capital próprio (JCP)	21.a	-	-	-	-	-	-	(200.000)	-	-	**(200.000)**	-	**(200.000)**
-Dividendos adicionais propostos	21.a	-	-	-	-	-	1.455.160	(1.455.160)	-	-	-	-	-
Saldos em 31.12.2022		**4.902.648**	**(156.743)**	**980.530**	**273.736**	**1.127.417**	**1.455.160**	**-**	**291.022**	**(437.248)**	**8.436.522**	**3.650**	**8.440.172**
Transações com partes relacionadas - Aquisição de subsidiária	9.e.1	-	(19.800)	-	-	-	-	-	-	-	**(19.800)**	-	**(19.800)**
Aporte de capital de acionistas minoritários	9.g	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	951.759	**951.759**
Dividendos adicionais	21.d	-	-	-	-	-	(1.455.160)	-	-	-	**(1.455.160)**	(1.340)	**(1.456.500)**
Lucro líquido do exercício		-	-	-	-	-	-	3.429.555	-	-	**3.429.555**	(495)	**3.429.060**
Remensuração de obrigações com aposentadoria	16.b/20.d.2	-	-	-	-	-	-	-	-	(95.915)	**(95.915)**	-	**(95.915)**
Valor justo de *hedge* de fluxo de caixa	13.a.2/20.d.2	-	-	-	-	-	-	-	-	(332.257)	**(332.257)**	-	**(332.257)**
Participação em controlada em conjunto	9.b	-	-	-	-	-	-	-	-	78.525	**78.525**	-	**78.525**
Dividendos e JCP prescritos	21.a	-	-	-	-	-	-	6.295	-	-	**6.295**	-	**6.295**
Realização do custo atribuído	21.a	-	-	-	-	-	-	39.530	(39.530)	-	-	-	-
Destinações propostas à AGO:													
-Reserva de incentivos fiscais	21.a	-	-	-	8.735	-	-	(8.735)	-	-	-	-	-
-Dividendos intercalares	21.a	-	-	-	-	-	-	(767.200)	-	-	**(767.200)**	-	**(767.200)**
-Dividendos mínimos obrigatórios	21.a	-	-	-	-	-	-	(272.794)	-	-	**(272.794)**	(135)	**(272.929)**
-Juros sobre o capital próprio (JCP)	21.a	-	-	-	-	-	-	(145.000)	-	-	**(145.000)**	-	**(145.000)**
-Dividendos adicionais propostos	21.a	-	-	-	-	-	721.661	(721.661)	-	-	-	-	-
-Reserva de retenção de lucros		-	-	-	-	1.559.990	-	(1.559.990)	-	-	-	-	-
Saldos em 31.12.2023		**4.902.648**	**(176.543)**	**980.530**	**282.471**	**2.687.407**	**721.661**	**-**	**251.492**	**(786.895)**	**8.862.771**	**953.439**	**9.816.210**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.
CNPJ Nº 02.474.103/0001-19 | NIRE Nº 42 3 0002438-4
DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA (MÉTODO INDIRETO)
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2023 E 2022
(Em milhares de reais)

		Controladora		Consolidado	
	Nota	2023	2022	2023	2022
Fluxo de caixa das atividades operacionais					
Lucro antes dos tributos sobre o lucro		3.798.447	2.842.601	4.397.300	3.285.294
Conciliação do lucro com o caixa gerado nas operações:					
Resultado de participações societárias	9	(2.569.423)	(1.990.630)	(993.117)	(727.136)
Depreciação e amortização	10/11/12.a.2	421.357	425.155	924.259	989.800
(Reversão) constituição de provisão para redução ao valor recuperável de ativos, líquida	9.f/10	(1.205.158)	6.824	(1.198.494)	66.078
Alienação de subsidiária	9.f	1.248.923	84.519	1.287.320	84.518
Juros e variação monetária	24	713.422	970.576	1.683.893	2.219.473
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	24	589.931	717.251	598.897	726.718
Repactuação do risco hidrológico	11.b.1	-	-	(114.508)	-
Remuneração de ativo financeiro de concessão	6	-	-	(467.748)	(485.490)
Remuneração de ativo de contrato	7	-	-	(831.388)	(755.119)
Receita de construção de infraestrutura de transmissão	7	-	-	(236.755)	(914.384)
Perdas por ineficiência na construção	7	-	-	538	217.249
Perdas não realizadas em operações de *trading*, líquidas	13	-	-	16.477	2.301
Outros		7.883	26.172	131.681	15.924
Lucro antes dos tributos ajustado		**3.005.382**	**3.082.468**	**5.198.355**	**4.725.226**
(Aumento) redução nos ativos					
Contas a receber de clientes		37.818	(49.357)	28.947	(47.241)
Crédito de imposto de renda e contribuição social		17.461	31.931	4.540	26.340
Depósitos vinculados e judiciais		24.993	18.242	17.641	60.473
Ativo financeiro de concessão	6	-	-	354.484	327.963
Ativo de contrato	7	-	-	628.560	323.022
Outros ativos		(24.950)	6.751	(203.084)	(16.205)
(Redução) aumento nos passivos					
Fornecedores		1.882	(22.957)	(41.032)	(127.614)
Obrigações fiscais e regulatórias		19.868	23.184	19.709	17.714
Obrigações trabalhistas		(16.441)	(8.855)	(17.627)	(9.342)
Obrigações com benefícios de aposentadoria		(49.769)	(41.531)	(49.770)	(41.531)
Outros passivos		5.146	(40.416)	126.800	(347.409)
Caixa gerado pelas operações		**3.021.390**	**2.999.460**	**6.067.523**	**4.891.396**
Pagamento de juros sobre dívidas, líquido de *hedge*	13/14	(487.834)	(535.702)	(1.120.734)	(1.065.683)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social		(102.154)	(284.610)	(360.847)	(488.220)
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais		**2.431.402**	**2.179.148**	**4.585.942**	**3.337.493**

Continua na próxima página

		Controladora		Consolidado	
		2023	2022	2023	2022
Atividades de investimento					
Dividendos recebidos de controladas e controladas em conjunto		2.170.211	1.681.420	1.040.000	503.750
Aumento de capital em controladas	9	(1.230.434)	(2.067.883)	-	-
Redução de capital em controladas	9	66.510	862.135	-	-
Aquisição de subsidiárias	9	-	-	-	(659.959)
Caixa e equivalentes de caixa de subsidiária adquirida	9	-	-	-	199.870
Recebimento pela alienação de subsidiárias, líquido dos custos de venda		36.482	99.958	36.482	99.959
Caixa e equivalentes de caixa de subsidiária alienada		-	-	(107.999)	(61.839)
Aplicação no imobilizado e no intangível	10/11	(137.960)	(108.890)	(2.565.799)	(1.528.874)
Pagamento de obrigações vinculadas à aquisição de ativos	19	-	-	(10.191)	(49.912)
Pagamento de parcelas de concessões (Uso de Bem Público)	15	(426.788)	(281.897)	(434.947)	(289.557)
Outros		40	3.205	40	2.125
Caixa líquido das atividades de investimento		**478.061**	**188.048**	**(2.042.414)**	**(1.784.437)**
Atividades de financiamento					
Ingresso de instrumentos de dívida	14	3.134.517	-	3.450.536	788.790
Pagamento de instrumentos de dívida, líquido de *hedge*	13/14	(736.525)	(2.879.469)	(1.497.918)	(3.489.879)
Pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio	21	(2.377.950)	(2.284.784)	(2.379.596)	(2.286.031)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida		(22)	558.854	(48.429)	513.545
Aporte de capital de acionistas minoritários, líquido dos custos de emissão	9.g	-	-	951.759	-
Caixa líquido das atividades de financiamento		**20.020**	**(4.605.399)**	**476.352**	**(4.473.575)**
Aumento (redução) de caixa e equivalentes de caixa		**2.929.483**	**(2.238.203)**	**3.019.880**	**(2.920.519)**
Conciliação do caixa e equivalentes de caixa					
Saldo inicial	3	321.005	2.559.208	2.235.887	5.156.406
Saldo final	3	3.250.488	321.005	5.255.767	2.235.887
Aumento (redução) de caixa e equivalentes de caixa		**2.929.483**	**(2.238.203)**	**3.019.880**	**(2.920.519)**

As informações adicionais sobre as transações que não afetam o caixa e equivalentes de caixa estão apresentadas na Nota 29 – Informações complementares ao fluxo de caixa.

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.
CNPJ Nº 02.474.103/0001-19 | NIRE Nº 42 3 0002438-4
DEMONSTRAÇÕES DOS VALORES ADICIONADOS
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2023 E 2022
(Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	2023	2022	2023	2022
GERAÇÃO DO VALOR ADICIONADO				
Receita operacional bruta	5.245.901	5.061.978	10.158.470	10.750.613
Remuneração de ativo de contrato	-	-	831.388	755.119
Remuneração de ativo financeiro de concessão	-	-	467.748	485.490
Receita de construção de geração	-	-	2.501.364	577.744
Receita de construção de infraestrutura de transmissão	-	-	236.755	914.384
Ganhos não realizados em operações de *trading*	-	-	-	1.074
Alienação de subsidiária	(1.248.923)	(84.519)	(1.287.320)	(84.518)
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	(5.084)	(711)	(19.120)	1.035
	3.991.894	**4.976.748**	**12.889.285**	**13.400.941**
(-) Insumos				
Compras de energia	(498.563)	(493.191)	(1.927.007)	(2.368.882)
Encargos de uso de rede elétrica e de conexão	(439.954)	(411.204)	(668.063)	(625.137)
Materiais e serviços de terceiros	(226.649)	(197.618)	(568.183)	(561.725)
Transações no mercado de energia de curto prazo	(80.020)	(45.766)	(200.695)	(166.753)
Seguros	(36.655)	(34.102)	(89.436)	(91.835)
Combustíveis para a produção de energia	-	-	(66.032)	(115.457)
Custos com construção de usinas	-	-	(2.136.424)	(473.482)
Custos com construção de infraestrutura de transmissão	-	-	(228.289)	(1.120.351)
Reversão (constituição) de provisão para redução ao valor recuperável de ativos, líquida	1.205.158	(6.824)	1.198.494	(66.078)
Repactuação do risco hidrológico	-	-	114.508	-
Outros	(85.897)	(54.383)	(101.533)	(45.321)
	(162.580)	**(1.243.088)**	**(4.672.660)**	**(5.635.021)**
VALOR ADICIONADO BRUTO	**3.829.314**	**3.733.660**	**8.216.625**	**7.765.920**
Depreciação e amortização	(421.357)	(425.155)	(924.259)	(989.800)
VALOR ADICIONADO LÍQUIDO GERADO	**3.407.957**	**3.308.505**	**7.292.366**	**6.776.120**
VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA				
Receitas financeiras	185.091	247.975	448.980	585.191
Resultado de participações societárias	2.569.423	1.990.630	993.117	727.136
VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR	**6.162.471**	**5.547.110**	**8.734.463**	**8.088.447**

Continua na próxima página

DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO

	Controladora				Consolidado			
	2023	%	2022	%	2023	%	2022	%
Remuneração:								
Do trabalho								
Remuneração e encargos	203.772	3,3	182.327	3,3	240.447	2,8	217.562	2,7
Benefícios	60.274	1,0	55.425	1,0	70.704	0,8	69.334	0,9
Participação nos resultados	33.238	0,5	35.115	0,6	38.464	0,4	43.385	0,5
FGTS	14.139	0,3	12.981	0,2	17.257	0,2	15.674	0,2
	311.423	**5,1**	**285.848**	**5,1**	**366.872**	**4,2**	**345.955**	**4,3**
Do governo								
Impostos federais	853.173	13,8	684.521	12,3	1.891.097	21,7	1.624.037	20,1
Impostos estaduais	11.419	0,2	8.521	0,2	13.196	0,2	11.351	0,1
Impostos municipais	4.258	0,1	4.809	0,1	5.180	0,1	5.270	0,1
Encargos setoriais	192.744	3,1	173.061	3,1	253.735	2,9	232.402	2,9
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	589.931	9,6	717.251	12,9	598.897	6,7	726.718	9,0
	1.651.525	**26,8**	**1.588.163**	**28,6**	**2.762.105**	**31,6**	**2.599.778**	**32,2**
Do capital de terceiros								
Juros e variações monetárias	753.411	12,2	997.377	18,0	1.717.507	19,7	2.256.622	27,9
Juros, V.M. e deprec. capitalizados	-	-	-	-	364.940	4,1	104.262	1,3
Aluguéis	1.438	-	603	-	10.480	0,1	11.087	0,1
Outras despesas financeiras	15.119	0,2	12.040	0,2	83.499	1,0	106.175	1,3
	769.968	**12,4**	**1.010.020**	**18,2**	**2.176.426**	**24,9**	**2.478.146**	**30,6**
Do capital próprio								
Reserva de incentivos fiscais	8.735	0,1	8.953	0,2	8.735	0,1	8.953	0,1
Reserva de retenção de lucros	1.559.990	25,3	-	-	1.559.990	17,9	-	-
Dividendos	1.761.655	28,6	2.505.858	45,2	1.761.655	20,2	2.505.858	31,0
Juros sobre o capital próprio	145.000	2,4	200.000	3,6	145.000	1,7	200.000	2,5
Realização do custo atribuído	(39.530)	(0,6)	(40.048)	(0,7)	(39.530)	(0,5)	(40.048)	(0,6)
Dividendos e JCP prescritos	(6.295)	(0,1)	(11.684)	(0,2)	(6.295)	(0,1)	(11.684)	(0,1)
Acionista não controladores	-	-	-	-	(495)	-	1.489	-
	3.429.555	**55,7**	**2.663.079**	**48,1**	**3.429.060**	**39,3**	**2.664.568**	**32,9**
	6.162.471	**100,0**	**5.547.110**	**100,0**	**8.734.463**	**100,0**	**8.088.447**	**100,0**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

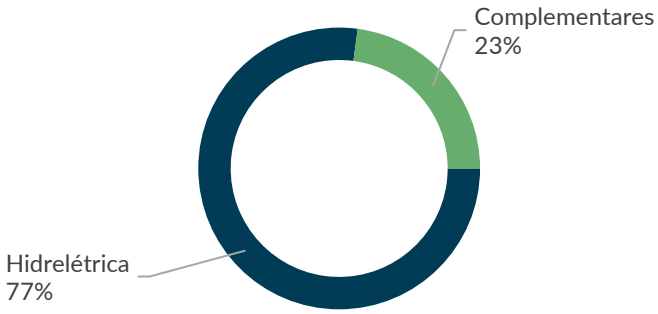
NOTA 1. CONTEXTO OPERACIONAL

A ENGIE Brasil Energia S.A. ("Companhia" ou "ENGIE Brasil Energia" ou "ENGIE") é uma concessionária de uso de bem público, na condição de produtor independente, e sociedade anônima de capital aberto, com sede no município de Florianópolis, estado de Santa Catarina, Brasil. A ENGIE é uma plataforma de investimentos em infraestrutura, atuante nas atividades de geração centralizada, comercialização, *trading* e transmissão de energia elétrica. Estas atividades são regulamentadas pela Aneel. A Companhia atua ainda no segmento de transporte de gás, regulado pela ANP. Mais informações vide Nota 26 – Informações por segmento.

As ações da Companhia, sob o código EGIE3, estão listadas no Novo Mercado da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão (B3). Ademais, a ENGIE Brasil Energia negocia ADR Nível I no mercado de balcão norte-americano, sob o código EGIEY, pela relação de um ADR para cada ação ordinária.

O controle acionário da Companhia é detido pela ENGIE Brasil Participações Ltda. ("ENGIE Participações"), empresa constituída no Brasil, controlada pela International Power S.A., cuja sede está na Bélgica. Essa, por sua vez, é controlada pela International Power Ltd., empresa sediada no Reino Unido, a qual integra o grupo econômico ENGIE, sediado na França.

A ENGIE Brasil Energia é responsável por aproximadamente 4,9%[1] da capacidade instalada do país. Em 31.12.2023, a capacidade instalada da Companhia, incluindo as participações em consórcios de geração de energia, era de 8.324,1 MW própria, conforme subdivisão mostrada abaixo. A garantia física para fins de comercialização era de 4.147,7 MW médios, dos quais 358,6 MW médios são relativos à parcela de 70% da garantia física das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, que foram destinadas ao ACR, no Sistema de Cotas de Garantia Física. A capacidade instalada da Companhia é distribuída conforme a seguir.



Em 31.12.2023, o parque gerador em operação da Companhia era composto por **81 usinas**, sendo:

11	56	3	9	2
hidrelétricas ("UHE")	parques eólicos	à biomassa	solares fotovoltaicas	pequenas centrais hidrelétricas ("PCH")

[1]As informações não financeiras contidas nessas demonstrações financeiras como MW, MW médio, potência instalada, entre outros, não são auditadas pelos auditores independentes.

a) Concessões e autorizações

Em 31.12.2023, a Companhia possuía as seguintes concessões e autorizações:

a.1) Concessões de geração

Concessões	Detentor (a) da concessão	Modelo de acordo contratual	Capacidade instalada (MW)	Garantia física (MW médios)	Início da concessão - EBE	Vencimento da concessão[2]	Indexador do reajuste anual	Obrigações de encerramento do contrato	Referência notas
UHE Salto Santiago	ENGIE	Privatização	1.420	702	09.1998	11.2030	Quitado	Devolução da concessão ou renovação onerosa	10 e 11
UHE Salto Osório	ENGIE	Privatização	1.091	478	09.1998	04.2031	Quitado	Devolução da concessão ou renovação onerosa	10 e 11
UHE Passo Fundo	ENGIE	Privatização	226	108	09.1998	04.2031	Quitado	Devolução da concessão ou renovação onerosa	10 e 11
UHE Itá	ENGIE / Itasa	Privatização	1450[1]	705[1]	10.1995	12.2032	Quitado	Devolução da concessão ou renovação onerosa	10 e 11
UHE Machadinho	ENGIE	Privatização	1140[1]	520[1]	07.1997	10.2035	Quitado	Devolução da concessão ou renovação onerosa	10 e 11
UHE Cana Brava	ENGIE	UBP para Geração de Energia Elétrica	450	248	08.1998	12.2035	IGP-M até set/2021 e IPCA a partir de out/2021	Devolução da concessão ou renovação onerosa	10, 11 e 15
UHE Ponte de Pedra	ENGIE	UBP para Geração de Energia Elétrica	176	128	10.1999	03.2037	IGP-M	Devolução da concessão ou renovação onerosa	10, 11 e 15
UHE São Salvador	ENGIE	UBP para Geração de Energia Elétrica	243	141	04.2002	06.2040	IGP-M até jun/2007 e IPCA a partir de jul/2007	Devolução da concessão ou renovação onerosa	10, 11 e 15
UHE Estreito	CEE	UBP para Geração de Energia Elétrica	1087[1]	610[1]	12.2002	02.2047	IGP-M até out/2011 e IPCA a partir de nov/2011	Devolução da concessão ou renovação onerosa	10, 11 e 15
UHE Jaguara	Jaguara	Regime de Cotas	424	324	12.2017	06.2048	IPCA	Devolução da concessão e relicitação posteriormente	6, 10 e 11
UHE Miranda	Miranda	Regime de Cotas	408	188	12.2017	06.2048	IPCA	Devolução da concessão e relicitação posteriormente	6, 10 e 11

(1) Valores totais, incluindo montante referente às demais empresas nos consórcios.
(2) Considera os períodos de extensão previstos nas Leis nº 13.360/2016, nº 14.052/2020 e nº 14.182/2021.

a.2) Concessões de transmissão

Concessões	Detentor (a) da concessão	Modelo de acordo contratual	Extensão	Subestações	Início da concessão	Vencimento da concessão	Indexador do reajuste anual	Obrigações de encerramento do contrato	Referência notas
Asa Branca	ETP II	Deságio da RAP	1.006 km	-	09.2023	09.2053	IPCA	Devolução da concessão e relicitação posteriormente	7
Gralha Azul	ETP II	Deságio da RAP	1.000 km	5	03.2018	03.2048	IPCA	Devolução da concessão e relicitação posteriormente	7
Novo Estado	ETP II	Deságio da RAP	1.800 km	1	03.2018	03.2048	IPCA	Devolução da concessão e relicitação posteriormente	7 e 11
Gavião Real	ETP II	Deságio da RAP	1 km	Ampliação em subestação de terceiros	09.2022	09.2052	IPCA	Devolução da concessão e relicitação posteriormente	7

a.3) Participação da ENGIE e controladas nos consórcios

Consórcios	Capacidade instalada (MW)	Garantia física (MW médios)	Referência nota
UHE Itá	1.127	529	9
UHE Machadinho	415	143	9
UHE Estreito	436	244	9

Para o Consócio Machadinho, no período de extensão da concessão decorrente da repactuação do risco hidrológico, explicado na Nota 11 - Intangível, a Companhia possui 100% da garantia física da usina.

a.4) Autorizações

Autorizações	Detentor (a) da autorização	Extensão (km)	Total de contratos	Estações de compressão	Início da autorização	Vencimento da autorização	Referência nota
Gasodutos							
Transportadora Associada de Gás (TAG)	Transportadora Associada de Gás (TAG)	4.500	5	11[1]	06.2019	Prazo indeterminado	9

(1) A TAG possui 11 estações próprias de compressão.

A TAG opera seus atuais gasodutos sob o regime de autorização, cujo prazo de vencimento de 2039 a 2041, foi ratificado pela Lei 14.134/2021 (“Nova Lei do Gás”). A Nova Lei do Gás deixou de estipular prazo específico de vigência das autorizações, sendo aplicáveis as hipóteses de revogação previstas na referida lei. Além disso, os bens e instalações destinados à atividade de transporte de gás deixaram de estar vinculados à respectiva autorização, não havendo mais a obrigatoriedade de devolução para a União ou desmobilização dos mesmos após o término da autorização, revogação ou extinção.

Autorizações	Detentor (a) da autorização	Capacidade instalada (MW)	Garantia física (MW médios)	Início da autorização	Vencimento da autorização	Obrigações de encerramento do contrato	Referência notas
Usinas de Cogeração							
Ibitiúva Bioenergética	Consórcio Andrade[1]	33	7	04.2000	04.2030[4]	Transferência parceiro[4]	10 e 11
Lages	Lages	28	13	10.2002	10.2032	Desmobilização	10 e 11
Ferrari	Ferrari Termoelétrica	80	26	07.2007	07.2042[4]	Transferência parceiro[4]	10 e 11
Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH)							
PCH Rondonópolis	Tupan	27	14	12.2002	12.2032	Devolução do ativo	10 e 11
PCH Engenheiro José Gelazio da Rocha	Hidropower	24	12	12.2002	12.2032	Devolução do ativo	10 e 11
Usinas eólicas (EOL)							
Conjunto Eólico Trairí	SPEs do Conjunto	213	88	09.2011 e 01.2015[2]	09.2041 e 01.2045[2]	Desmobilização	10 e 11
EOL Campo Largo III, IV, VI e VII	CLWP Eólicas	119	60	07.2015	07.2050	Desmobilização	10 e 11
EOL Campo Largo V e XXI	CLWP Eólicas	59	29	08.2015	08.2050	Desmobilização	10 e 11
EOL Campo Largo I, II, XV, XVI e XVIII	CLWP Eólicas	148	77	05.2017	05.2052	Desmobilização	10 e 11
EOL Campo Largo VIII-XIV, XVII, XIX, XX, XXII	CLWP Eólicas	361	192	12.2019	12.2054	Desmobilização	10 e 11
EOL Tubarão P&D	ENGIE Brasil Energia	2	0,3	05.2015	Não operacional	Não operacional	10 e 11
EOL Tubarão 2 P&D	ENGIE Brasil Energia	4	-	02.2021	Não operacional	Não operacional	10 e 11
EOL Umburanas 1-3,5-6,9-11, 13, 15-16,18	Umburanas Eólicas	233	141	08.2014	08.2049	Desmobilização	10 e 11
EOL Umburanas 8	Umburanas Eólicas	25	15	10.2014	10.2049	Desmobilização	10 e 11
EOL Umburanas 17	Umburanas Eólicas	22	13	07.2015	07.2050	Desmobilização	10 e 11
EOL Umburanas 19, 21, 23 e 25	Umburanas Eólicas	80	44	08.2015	08.2050	Desmobilização	10 e 11
EOL Santo Agostinho 1,2, 14, 21, 25 e 27	SPEs do Conjunto	149	75	05.2021	05.2056	Desmobilização	10 e 11
Usinas eólicas – Em construção							
EOL Santo Agostinho 3-6,13,17,18 e 26	SPEs do Conjunto	285	149	05.2021	05.2056	Desmobilização	10 e 11
EOL Serra do Assuruá 1 a 24	SPEs do Conjunto	846	412	11.2021	11.2056	Desmobilização	10 e 11
Usinas fotovoltaicas							
Central Fotovoltaica Assú V	Assú V	34	9	06.2016	06.2051	Desmobilização	10 e 11
Nova Aurora	ENGIE Brasil Energia	3	0,2	04.2014	Não operacional	Não operacional	10 e 11
Conjunto Fotovoltaico Paracatu	SPEs do Conjunto	132	34	06.2016	04.2051 e 06.2051[3]	Desmobilização	10 e 11
Conjunto Fotovoltaico Floresta	SPEs do Conjunto	86	25	06.2016	06.2051	Desmobilização	10 e 11
Usinas solares fotovoltaicas - Em construção							
Conjunto Fotovoltaico Assu Sol 1 a 16	SPEs do Conjunto	752	229	02.2022	02.2057	Em desenvolvimento	10 e 11

(1) As consorciadas são a Ibitiúva Bioenergética S.A. (72,9%) e a Tereos Açúcar e Energia Brasil S.A. (27,1%).
(2) O Conjunto Eólico Trairí é constituído por duas *holdings* concentrando SPEs com diferentes datas de início e encerramento de operação. Mais informações, vide a Nota 9 – Investimentos.
(3) O Conjunto Fotovoltaico Paracatu é constituído por 4 SPEs com diferentes datas de início e encerramento de operação. Mais informações, vide a Nota 9 – Investimentos.
(4) Ao término da autorização os ativos serão transferidos para os parceiros, por meio de cessão não onerosa e os consórcios serão encerrados. Em relação a Ibitiúva, o prazo inicial de transferência dos ativos, incluindo a autorização, para os parceiros é 02.2025, podendo ser estendido conforme previsões contratuais. Para Ferrari, o prazo de transferência dos ativos, incluindo a autorização, para o parceiro é 02.2033, sem a possibilidade de extensão.

A Companhia possui 22,9 MW e 7,1 MW médios da capacidade instalada e da garantia física da Usina de Cogeração Ibitiúva Bioenergética, respectivamente, que correspondem às suas participações como acionista e consorciada.

a.5) Obrigações contratuais condicionantes das concessões

A Companhia como concessionária, possui obrigações com o Poder Concedente e a Aneel. Exceto pelas particularidades de cada usina, as obrigações gerais para todas as concessões, englobam a responsabilidade pelas eventuais consequências danosas da exploração das usinas, bem como por ações de empresas subcontratadas para um ou mais serviços de construção, montagem, operação e manutenção, especialmente os decorrentes de ampliações e melhorias.

A concessionária deve manter de forma permanente, por meio de adequada estrutura de operação e conservação, os equipamentos e instalações das concessões em perfeitas condições de funcionamento, bem como seu estoque de material de reposição, manter equipe técnica, própria ou terceira, legalmente habilitada e treinada e em número compatível com o desempenho operacional, de modo a assegurar a continuidade, regularidade, eficiência e segurança da exploração das concessões. Ela deverá atender a todas as obrigações de natureza fiscal, trabalhista e previdenciária e aos encargos oriundos da legislação e normas regulamentares estabelecidas pelo Poder Concedente e pela Aneel.

Cabe à concessionária realizar investimentos necessários para garantir a qualidade, atualidade da produção e transmissão de energia elétrica, compreendendo a modernidade das técnicas, dos equipamentos, das instalações e a sua conservação, bem como a melhoria e expansão. Elaborar, manter e executar programas periódicos de inspeção, monitoramento, ações de emergência e avaliação da segurança das estruturas das concessões, são obrigações, assim como manter atualizada a análise e interpretação desses dados, os quais devem ficar à disposição da fiscalização da Aneel.

Ademais, a gestão documental, a proteção especial de documentos e arquivos, organizar e manter atualizado os registros e os inventários dos bens vinculados à concessão e publicar anualmente as demonstrações financeiras e regulatórias, são obrigações relacionadas às concessões. Contratar e manter durante o prazo de vigência da concessão, apólices de seguro para garantir a cobertura adequada dos equipamentos imprescindíveis à continuidade da prestação do serviço, cabendo à concessionária a definição dos bens e instalações a serem segurados.

Cumprir a legislação ambiental e de recursos hídricos, instalar, operar e manter, em conformidade com a Resolução Conjunta da Aneel e ANA, as instalações e observações hidrométricas. Respeitar os limites das vazões de restrição, máxima e mínima, taxas de variação das vazões defluentes, níveis máximos e mínimos operativos e taxas de variação de níveis operativos, observando as condições de operação de reservatório definidas pela ANA, em articulação com o ONS. A concessionária fica responsável por realizar a gestão dos reservatórios das usinas hidrelétricas e suas respectivas áreas de proteção.

Quanto aos contratos, fica encarregada a concessionária de celebrar os contratos de uso e conexão aos sistemas de transmissão e de distribuição e efetuar os pagamentos dos respectivos encargos, prestar contas à Aneel, anualmente, da gestão da concessão de geração, mediante relatório compreendendo o desempenho técnico operacional das instalações sob sua responsabilidade, bem como manter comunicação constante com a Aneel sobre alterações societárias e transações com partes relacionadas.

a.6) Indisponibilidade dos bens

Os bens e instalações utilizados na geração, transmissão e comercialização de energia elétrica são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e a expressa autorização do Órgão Regulador. A Aneel regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto das alienações seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

Principais eventos societários e operacionais

Os principais eventos societários e operacionais ocorridos no exercício de 2023 foram estes:



b) *Ratings* da Companhia

Abaixo seguem avaliações de *ratings* efetuadas por agências de classificação de risco no decorrer de 2023:

Empresa	Agência	*Rating*	Classificação	Data
ENGIE Brasil Energia	Fitch Ratings	*rating* nacional de longo prazo	'AAA(bra)' com perspectiva estável	28.07.2023
ENGIE Brasil Energia	Fitch Ratings	*rating* nacional de longo prazo -6ª, 7ª, 9ª e 10ª emissões de debêntures	'AAA(bra)' com perspectiva estável	28.07.2023
ENGIE Brasil Energia	Fitch Ratings	*rating* nacional de longo prazo - 11ª emissão de debêntures	'AAA(bra)' com perspectiva estável	08.11.2023
ENGIE Brasil Energia	Fitch Ratings	*rating* internacional de longo prazo em moeda estrangeira	'BB+' com perspectiva estável	28.07.2023
ENGIE Brasil Energia	Fitch Ratings	*rating* internacional de longo prazo em moeda local	'BBB-', com perspectiva estável	28.07.2023

c) Repactuação do risco hidrológico da Usina Hidrelétrica Estreito ("UHE Estreito")

Em 31.01.2023 foi deferido pela Aneel o pleito do CESTE – Consórcio Estreito Energia ("CESTE"), responsável pela exploração da Usina Hidrelétrica Estreito ("Usina" ou "UHE Estreito"), representado pela Companhia Energética Estreito ("CEE"), uma subsidiária da ENGIE, concedendo uma extensão do prazo de concessão da outorga da Usina, estendendo em um total de 852 dias. A decisão estabeleceu ainda que a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE") recalcule a extensão de prazo de concessão resultante da repactuação do risco hidrológico para a Usina.

O referido pleito encontra amparo na Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016, que dispõe no Art. 19 que em caso de atraso no início da operação comercial da concessão de geração, decorrente de fatos caracterizados como excludentes de responsabilidade, o prazo será recomposto pela Aneel por meio da extensão da outorga pelo mesmo período do excludente de responsabilidade.

Foi avaliado que ocorreram fatos supervenientes durante a implantação da UHE Estreito, que causaram o atraso no início da operação comercial da Usina, quais sejam: (i) o atraso na emissão da Licença de Instalação pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - IBAMA, (ii) a perda da janela hidrológica, e (iii) paralisações nas obras em decorrência de movimentos sociais. Tais fatos já haviam sido avaliados pela Aneel e justificaram o ajuste do cronograma de implantação, em 2009 e em 2011.

A data de início da prorrogação da concessão relativa a repactuação do risco hidrológico (impactos não hídricos), anteriormente reconhecido, foi adiada em 852 dias. Visando manter o valor no tempo, a Aneel recalculou a prorrogação da repactuação do risco hidrológico de 1.876 para 2.496 dias.

Com base na prática contábil aplicada no reconhecimento da prorrogação da concessão relativa à renegociação da repactuação do risco hidrológico em 2020/2021, os 620 dias adicionais representam um ativo intangível em contrapartida ao resultado. Este ativo foi mensurado ao valor justo considerando os preços de energia dos PPAs em vigor neste período adicional. O efeito no resultado desta transação foi um ganho de R$ 114.508. Mais informações, vide Nota 11 – Intangível.

d) Conclusão da implantação dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul ("Gralha Azul") e Novo Estado ("Novo Estado")

Em fevereiro de 2023, o Sistema de Transmissão Gralha Azul entrou em operação integral a partir da energização do trecho que percorre a zona urbana e rural das cidades de Ponta Grossa, Imbituva e Irati. Gralha Azul teve as primeiras linhas energizadas em 2021, antecipando em 16 meses o prazo previsto no contrato de concessão.

No mesmo período, a Novo Estado Transmissora finalizou a implantação do Sistema de Transmissão Novo Estado a partir da energização das linhas de transmissão entre as subestações Xingu e Serra Pelada, última etapa necessária para o atingimento da operação integral de Novo Estado. A operação comercial iniciou em dezembro de 2021 e teve sua finalização dentro do prazo estabelecido pela Aneel.

e) Entrada em operação do Conjunto Eólico Santo Agostinho

Em 23.03.2023 a Companhia recebeu autorização na Aneel para iniciar a operação comercial da unidade geradora 01 da Eólica Santo Agostinho 14, com capacidade instalada de 6,2 MW. Em 31.12.2023 a Companhia tem o total de 105,8 MW de capacidade instalada em operação, o qual faz parte do Conjunto Eólico Santo Agostinho, empreendimento composto por 14 parques eólicos, com 70 aerogeradores e capacidade instalada total de 434 MW.

f) Alienação de subsidiária

Em decorrência da estratégia de descarbonização da Companhia, em 15.09.2022, foi assinado o SPA entre a Companhia e a ENGIE Brasil Energia Comercializadora Ltda. ("EBC"), com as compradoras Grafito Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia ("Grafito") e Perfin Space X Fundo de Investimento em Participações em Infraestrutura ("Space X"). O SPA regula a aquisição, pelos compradores, da totalidade da participação societária que as vendedoras possuem na Usina Termelétrica Pampa Sul S.A. ("Pampa Sul"), a qual detém a totalidade dos ativos e direitos da Usina Termelétrica Pampa Sul ("UTE Pampa Sul" ou "Usina").

A UTE Pampa Sul, localizada em Candiota, no estado do Rio Grande do Sul, utiliza o carvão mineral como fonte de energia. A Usina, de 345,0 MW de capacidade instalada e 323,5 MWm de garantia física bruta, vendeu no 20° Leilão de Energia nova (A-5/2014), 294,5 MWm em contrato de 25 anos, tendo entrado em operação comercial em 28.06.2019.

A assinatura do SPA pela Companhia foi aprovada na Reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 15.09.2022. Em 30.09.2022, por ter atendido aos requerimentos do CPC 31 – Ativo não circulante mantido para venda e operações descontinuadas, a Companhia passou a registrar os ativos e passivos da Pampa Sul nos grupos "Ativos não circulantes mantidos para venda" e "Passivos relacionados a ativos não circulantes mantidos para venda", respectivamente.

Em 31.05.2023, após o cumprimento das condições precedentes, foi concluída a operação de venda. Nesta data, a Pampa Sul deixou de ser controlada pela Companhia, passando também a não ser consolidada. Em 31.05.2023, a Companhia contabilizou como receita pela alienação da subsidiária o montante de R$ 409.307, os quais correspondem a estimativa do valor a ser recebido futuramente atualizados pelo IPCA. Este montante está apresentado na rubrica de "Outros ativos circulantes". A transação resultou em um efeito líquido negativo de R$ 53.108 adicionais ao *impairment* registrado anteriormente. Mais informações, vide Nota 9 – Investimentos, item f).

g) Emissão de ações preferenciais de subsidiária indireta

Em 07.06.2023, foi celebrado Acordo de Investimento na Maracanã Geração de Energia e Participações S.A., entre a controlada da Companhia, ENGIE Brasil Energias Complementares Participações Ltda. e Itaú Unibanco S.A. , com interveniência e anuência da Maracanã, e de outras partes, regulando, entre outras matérias, a subscrição, pelo Itaú Unibanco S.A., de novas ações preferenciais de emissão da controlada indireta Maracanã, no valor de R$ 1.000 milhões, representando 100% das ações preferenciais e 12,34% do capital social total da Maracanã. Mais informações, vide Nota 9 – Investimentos, item g).

h) Participação no Leilão de Transmissão nº 01/2023

Em 30.06.2023, a Companhia arrematou no Leilão de Transmissão nº 01/2023, promovido pela Aneel, o Lote 5, localizado nos estados da Bahia, Minas Gerais e Espírito Santo, que totaliza aproximadamente 1.006 km de extensão de linhas de transmissão. A RAP apresentada pela Companhia foi de R$ 249.300, com deságio de 42,8% em relação à receita máxima determinada pela Aneel, de R$ 435.900.

Em 27.09.2023 a Companhia assinou o contrato de concessão do referido leilão, o qual foi denominado Asa Branca. A previsão é que as obras iniciem no segundo semestre de 2024.

O prazo da concessão do serviço público de transmissão, incluindo o licenciamento, a construção, a operação e a manutenção das instalações de transmissão, será de 30 anos, contado da data de assinatura do contrato de concessão.

i) Contrato de modernização UHE Jaguara

Em 25.07.2023, a Companhia, através de sua controlada Companhia Energética Jaguara, celebrou contrato de modernização da Usina Hidrelétrica Jaguara, localizada em Rifaina, no estado de São Paulo. Com capacidade instalada de 424 MW, a usina está em operação desde 1971.

O acordo inclui a modernização de quatro unidades geradoras, com capacidade de 106 MW cada, geradores, turbinas, reguladores de velocidade e tensão, sistema digital de supervisão e controle, sistema de proteção e todos os sistemas auxiliares relacionados, no valor de R$ 516 milhões e tem previsão de execução de quatro anos, entre os anos de 2025 e 2028. Mais informações, vide Nota 28 – Compromissos de longo prazo, item d.4).

j) Aquisição de conjuntos fotovoltaicos

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada em 27.10.2023, aprovou a assinatura do contrato de aquisição dos conjuntos fotovoltaicos pela ENGIE Brasil Energia Complementares Participações Ltda., controlada direta da Companhia. Em 28.10.2023 a ECP e GIP Helios II S.A. (“GIP”) assinaram contrato de compra e venda de ações que regula a aquisição da totalidade das ações de emissão da Atlas Energia Renovável do Brasil S.A. (“Atlas Renovável”) e da Atlas Brasil Energia Holding 2 S.A. (“Atlas Holding 2” e, em conjunto com Atlas Renovável, denominadas “Atlas”) e, por consequência, das ações de emissão dos Conjuntos Fotovoltaicos Juazeiro, São Pedro, Sol do Futuro, Sertão Solar e Lar do Sol detidas pela Atlas.

A capacidade instalada e a capacidade comercial dos parques totalizam 545 MW médios e 145,1 MW médios, respectivamente. O valor total de aquisição será de aproximadamente R$ 3.240 milhões, dividido entre o preço da compra, no montante de até R$ 2.269 milhões e o endividamento líquido da Atlas, no valor aproximado de R$ 971 milhões, que passará a ser consolidado. Os valores envolvidos poderão ser modificados (*earn-out*), de acordo com o atingimento de determinadas condições previstas no contrato, estando sujeitos a ajustes até a data do fechamento da operação. O fechamento da operação está previsto para ocorrer no 1º trimestre de 2024.

k) Emissão de debêntures

A Companhia emitiu debêntures com o objetivo de formação de capital de giro para financiar a implementação do plano de negócios da Companhia. Em 07.12.2023, ocorreu a liquidação financeira da 11ª emissão de debêntures simples, no valor total de R$ 2.500 milhões, em 5 séries. Mais informações a respeito das transações vide Nota 14 – Instrumentos de dívida.

l) Alienação de ações da TAG

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada em 28.12.2023, aprovou a celebração do contrato de compra e venda de ações e outras avenças entre, de um lado, a Companhia, e de outro lado, o Caisse de Dépôt et Placement du Québec (“CDPQ”), por meio de sua subsidiária integral CDP Groupe Infrastructures Inc., com interveniência e anuência da TAG, por meio do qual foram estabelecidos os termos e condições para alienação, pela Companhia à CDPQ, de ações de emissão da TAG de titularidade da Companhia representativas de 15% do capital social total da TAG.

O preço base de venda foi de R$ 3.113 milhões, em uma estrutura de porteira fechada (*locked box*), com as devidas correções monetárias até a data de fechamento, em linha com termos usuais em operações do mesmo porte e natureza e conforme previsto no Contrato de Compra e Venda.

Com a efetivação da transação, a Companhia permanecerá acionista da TAG, passando a ser titular direta de ações de emissão da TAG representativas de 17,5% do capital social. Nesse sentido, a Companhia permanecerá vinculada ao acordo de acionistas da TAG, mantendo o grupo de controle atual, em conjunto com a GDF International ("GDFI") e o CDPQ.

m) Impactos da guerra na Ucrânia e do conflito entre Israel e o Hamas

A Companhia não possui contratos com nenhuma parte envolvida em nenhum dos conflitos. Seguirá acompanhando os desdobramentos. Adicionalmente, considerando que não haja o agravamento, a Companhia não estima efeitos significativos no resultado do exercício findo em 31.12.2023 que possam comprometer a capacidade operacional e a implantação de seus projetos.

NOTA 2. APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

a) Base de preparação

As demonstrações financeiras consolidadas foram elaboradas e estão sendo apresentadas de acordo com as normas internacionais de contabilidade – IFRS, emitidas pelo IASB, e com as práticas contábeis adotadas no Brasil, que compreendem as normas da CVM e os pronunciamentos, interpretações e orientações emitidos pelo CPC e aprovados pelo CFC e pela CVM.

As normas contábeis brasileiras estão convergentes com as normas internacionais – IFRS, exceto pelos registros no balanço da controladora (i) das operações controladas em conjunto que, pelas normas brasileiras, são reconhecidas pelo método de equivalência patrimonial, enquanto que, de acordo com as IFRS, pelas regras aplicáveis às operações controladas em conjunto, é previsto que os ativos, os passivos e os resultados sejam reconhecidos de forma proporcional à sua participação no investimento; e (ii) das capitalizações de juros sobre capital de terceiros captados na controladora cujo ativo qualificável está em uma controlada, as quais nas demonstrações financeiras da controladora impactam o investimento pelas normas contábeis brasileiras, enquanto não há previsão desta contabilização nas demonstrações financeiras individuais de acordo com as IFRS.

Adicionalmente, essas demonstrações financeiras foram elaboradas considerando o custo histórico como base de valor, ajustado para refletir o valor justo de determinados instrumentos financeiros, quando aplicável. Essas demonstrações financeiras evidenciam todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras, as quais estão consistentes com as utilizadas pela Administração na sua gestão.

A Companhia está apresentando um conjunto único contendo as demonstrações financeiras individuais e consolidadas, o qual apresenta informações comparativas em relação ao exercício anterior.

b) Moeda funcional e moeda de apresentação

A moeda funcional da Companhia é o real, que é a moeda principal do ambiente econômico de operação da Companhia. As informações financeiras estão apresentadas em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

c) Continuidade operacional

A Administração avaliou a capacidade da Companhia em continuar operando normalmente e concluiu que possui recursos para dar continuidade aos seus negócios no futuro. Adicionalmente, a Administração da Companhia não tem conhecimento de nenhuma incerteza que possa gerar dúvidas sobre a sua capacidade de continuar operando. Assim, conforme CPC 26 (R1) – Apresentação das demonstrações contábeis, estas demonstrações financeiras individuais e consolidadas foram preparadas com base no pressuposto de continuidade.

d) Base de consolidação

As demonstrações financeiras consolidadas contemplam as informações da ENGIE Brasil Energia, de suas controladas e de uma operação em conjunto, todas sediadas no Brasil, cujas práticas contábeis estão consistentes com as adotadas pela Companhia. Nas demonstrações financeiras individuais, os investimentos da Companhia são contabilizados com base no método da equivalência patrimonial.

As datas das demonstrações financeiras das sociedades controladas e das operações em conjunto utilizadas para a consolidação e cálculo de equivalência patrimonial coincidem com as da Companhia. As empresas consolidadas com a ENGIE Brasil Energia são estas:

	Investidor	Segmento operacional	Participação no capital (%) 31.12.2023	31.12.2022
Controladas integrais diretas				
Companhia Energética Estreito ("CEE")[1]	ENGIE	Geração	99,99	99,99
Companhia Energética Jaguara ("Jaguara")	ENGIE	Geração	99,99	99,99
Companhia Energética Miranda ("Miranda")	ENGIE	Geração	99,99	99,99
ENGIE Brasil Energia Comercializadora Ltda. ("EBC")	ENGIE	Geração	99,99	99,99
ENGIE Brasil Energias Complementares Participações Ltda. ("ECP")[2]	ENGIE	Geração	99,99	99,99
ENGIE Comercializadora Varejista de Energia Ltda. ("ECV")	ENGIE	Geração	99,99	99,99
Lages Bioenergética Ltda. ("Lages")	ENGIE	Geração	99,99	99,99
Usina Termelétrica Pampa Sul S.A. ("Pampa Sul") [3]	ENGIE	Geração	-	99,99
ENGIE Trading Comercializadora de Energia Ltda. ("ENGIE Trading")	ENGIE	*Trading*	99,99	99,99
ENGIE Transmissão de Energia Participações II S.A. ("ETP II")	ENGIE	Transmissão	99,99	99,99
Gavião Real Transmissora de Energia S.A. ("Gavião Real")	ENGIE	Transmissão	99,99	99,99
Safira Transmissão de Energia Participações S.A. ("Safira")[11]	ENGIE	Transmissão	-	99,99
ENGIE Comercializadora de Gás Ltda ("ECG")	ENGIE	Gás	99,90	99,90
Operação em conjunto				
Itá Energética S.A. ("Itasa")[4]	ENGIE	Geração	48,75	48,75
Controladas indiretas				
Alvorada Participações Ltda. ("Alvorada")[2] e controladas[3]	ECP	Geração	99,99	99,99
Assu Sol Solar Participações e Geração de Energia SPE S.A. ("Assu Sol") e controladas[3]	ECP	Geração	99,99	99,99
Campo Largo Solar Participações e Geração de Energia Ltda.	ECP	Geração	99,99	99,99
Central Fotovoltaica Assú I, II, III, IV e V ("Assú")[3]	ECP	Geração	99,99	99,99
CLWP Brasil Participações S.A. ("CLWP Br")[2] e controladas[3 e 6]	ECP	Geração	99,99	99,99
CLWP Brasil II Participações S.A. ("CLWP Br II")[2] e controladas[3 e 7]	ECP	Geração	99,99	99,99
CLWP Brasil III Participações Ltda. ("CLWP Br III")[2] e controladas[3]	ECP	Geração	99,99	99,99
Conjunto Eólico Santo Agostinho - Fase II[3]	ECP	Geração	99,99	99,99
Energias Eólicas do Ceará Ltda. ("EEC")[2] e controladas[3 e 8]	ECP	Geração	99,99	99,99
Energias Eólicas do Nordeste Ltda. ("EEN")[2] e controladas[3 e 8]	ECP	Geração	99,99	99,99
ENGIE Solar Brasil Energia e Consultoria Ltda. ("ENGIE Solar")	ECP	Geração	99,99	99,99
Ferrari Termoelétrica S.A. ("Ferrari")	ECP	Geração	99,99	99,99
Ibitiúva Bioenergética S.A. ("Ibitiúva")	ECP	Geração	95,00	95,00
Hidropower Energia S.A. ("Hidropower")	ECP	Geração	99,99	99,99
Maracanã Geração de Energia e Participações S.A. e controladas[12]	ECP	Geração	87,66	99,99
Santo Agostinho Participações S.A.[2] e controladas[3 e 9]	ECP	Geração	99,99	99,99
Solairedirect Holding Brasil S.A. ("Solairedirect")[2] e controladas[3]	ECP	Geração	99,99	99,99
Tupan Energia Elétrica Ltda. ("Tupan")	ECP	Geração	99,99	99,99
Umburanas Participações S.A. ("Umburanas")[2] e controladas[3 e 10]	ECP	Geração	99,99	99,99
Umburanas Participações 2 Ltda. ("Umburanas 2")[2] e controladas[3]	ECP	Geração	99,99	99,99
Gralha Azul Participações S.A. ("GAP") [2 e 11] e controlada[3]	ETP II	Transmissão	99,99	99,99
Asa Branca Transmissora de Energia S.A.[5]	ETP II	Transmissão	99,99	99,99
Safira Transmissão de Energia Participações S.A. ("Safira")[11]	ETP II	Transmissão	99,99	-
Novo Estado Participações S.A. ("NEP")[2] e controlada[3]	ETP II	Transmissão	99,99	99,99

(1) Inclui o Consórcio Estreito.
(2) *Holding*.
(3) Para maiores informações vide Nota 9.
(4) Inclui o Consórcio Itá.
(5) Nova denominação ENGIE Transmissão de Energia Participações IV S.A. ("ETP IV")
(6) Incluem o Consórcio Campo Largo.
(7) Incluem o Consórcio Campo Largo II.
(8) Incluem os Consórcios Trairi e Faísa Trairi.
(9) Incluem o Consórcio Santo Agostinho.
(10) Incluem o Consórcio Umburanas.
(11) Incorporada pela ENGIE Transmissão de Energia Participações II S.A. ("ETP II")
(12) Para maiores informações vide Nota 1, item g.

A consolidação das contas patrimoniais e de resultado ocorre pela soma dos saldos dos ativos, dos passivos, das receitas e das despesas, de acordo com as suas naturezas, ajustados pelas eliminações das transações realizadas entre as empresas consolidadas.

Os ativos, os passivos, as receitas e as despesas da operação em conjunto "Itasa" são reconhecidos nas demonstrações financeiras consolidadas proporcionalmente à participação da Companhia. A Companhia também possui participação em consórcios (operação em conjunto em entidades sem personalidade jurídica), os quais estão descritos no quadro acima, exceto pelo Consórcio Machadinho, cuja participação direta é da ENGIE Brasil Energia, para as quais os ativos, os passivos, as receitas e as despesas são reconhecidos diretamente nas demonstrações financeiras da consorciada, com base nas respectivas participações nos consórcios.

A controlada indireta Ibitiúva é consolidada integralmente. A participação do acionista não controlador de 5% em seu capital social está apresentada de forma segregada nos balanços patrimoniais e nas demonstrações dos resultados consolidados.

Adicionalmente, em 31.12.2023 a Companhia detinha participação de 32,5% no empreendimento em conjunto (*joint venture*) – TAG. Mais informações vide Nota 9 – Investimentos.

Quando a Companhia perde o controle exercido sobre uma controlada, é efetuada a baixa dos correspondentes ativos e passivos da controlada pelo seu valor contábil na data em que o controle é perdido.

e) Práticas contábeis

As práticas contábeis relevantes da Companhia estão apresentadas nas notas explicativas próprias aos itens a que elas se referem.

f) Aplicação de julgamentos e práticas contábeis críticas

As práticas contábeis críticas são aquelas importantes para demonstrar a condição financeira e os resultados e requerem os julgamentos mais difíceis, subjetivos ou complexos por parte da Administração, frequentemente como resultado da necessidade de se fazer estimativas que têm impacto sobre questões que são inerentemente incertas. À medida que aumenta o número de variáveis e de premissas que afetam a possível solução futura dessas incertezas, esses julgamentos se tornam ainda mais subjetivos e complexos.

Na preparação das demonstrações financeiras, a Companhia adotou determinadas premissas decorrentes de experiência histórica e outros fatores que considera como razoáveis e relevantes. Ainda que essas estimativas e premissas sejam revistas pela Companhia no curso ordinário dos negócios, a demonstração da sua condição financeira e dos resultados das operações frequentemente requer o uso de julgamentos quanto aos efeitos de questões inerentemente incertas sobre o valor contábil dos seus ativos e dos seus passivos.

Os resultados reais podem ser distintos dos estimados em função de variáveis, de premissas ou de condições diferentes. De modo a proporcionar um entendimento de como a Companhia forma seus julgamentos sobre eventos futuros, inclusive as variáveis e as premissas utilizadas nas estimativas, foram incluídos comentários referentes a cada prática contábil crítica descrita a seguir. As principais notas explicativas vinculadas a aplicação de julgamentos e práticas contábeis críticas são:

Estimativa	Nota Explicativa
Determinação dos valores justos dos instrumentos financeiros derivativos	13 e 14
Determinação da vida útil do ativo imobilizado e intangível	10 e 11
Teste de redução ao valor recuperável dos ativos de longa duração	9, 10 e 11
Margem de construção de ativo de contrato	7
Recuperabilidade do imposto de renda e contribuição social diferidos	18
Taxa de desconto aplicada nas obrigações com benefícios de aposentadoria	16
Taxa de desconto aplicada no ativo financeiro de concessão	6
Taxa de desconto aplicada nas concessões a pagar (Uso de Bem Público)	15
Transações de compra e venda de energia elétrica no mercado de curto prazo	22 e 23
Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	17
Provisão para desmobilização de ativos de geração	17

f.1) Instrumentos financeiros derivativos

Os instrumentos financeiros derivativos são reconhecidos ao valor justo nas demonstrações financeiras. A definição do valor justo dos derivativos da Companhia exige o uso de metodologias de valoração que podem ser complexas e envolve o uso de estimativas futuras de câmbio, de inflação, de taxas de juros de longo prazo e de preços de energia.

f.2) Vida útil do ativo imobilizado

A Companhia reconhece a depreciação de seus ativos imobilizados com base nas taxas anuais estabelecidas pela Aneel, as quais são praticadas pelas empresas do setor elétrico brasileiro e representam as vidas úteis estimadas dos bens. Os investimentos iniciais nos ativos de geração cujas usinas possuem concessão do serviço público são depreciados com base nas vidas úteis definidas pela Aneel, limitadas ao prazo da concessão das usinas. Entretanto, as vidas úteis reais podem variar com base na atualização tecnológica dos ativos de cada unidade geradora. As vidas úteis dos ativos imobilizados também afetam os testes de recuperação (*impairment*) destes ativos, quando eles são necessários.

f.3) Teste de redução ao valor recuperável dos ativos de longa duração e de vida útil indefinida

Existem regras específicas para avaliar a recuperação dos ativos de vida longa e de vida útil indefinida, especialmente, os ativos imobilizados, intangíveis e investimentos. No encerramento do exercício, a Companhia realiza uma análise para avaliar se há evidências de que o montante dos ativos de longa duração e de vida útil indefinida pode não ser recuperável. Em situações não comuns, se tais evidências são identificadas, a Companhia procede ao teste de avaliação de recuperação desses ativos (*impairment*). Esses testes envolvem algumas variáveis e incertezas no que se refere às projeções de fluxos de caixa, para avaliação dos ativos em uso, e às definições dos valores de mercado dos ativos, para os com intenção de venda.

f.4) Recuperabilidade do imposto de renda e contribuição social diferidos

A projeção da realização dos créditos fiscais diferidos registrados no ativo e passivo não circulantes, provenientes de diferenças temporárias, está baseada no período de realização de cada item constante do ativo e passivo diferido, prejuízo fiscal e base negativa, baseadas nas projeções de resultados futuros.

Os critérios utilizados para a realização de cada item estão relacionados com a previsibilidade de realização do valor principal que originou a diferença temporária. Quando a expectativa de realização do item é de difícil previsão, principalmente por não ser de controle da Companhia, tais como provisões para litígios, a Companhia adota históricos de realização para projetar sua realização futura. A realização dos valores de prejuízo fiscal e base negativa acompanham as possibilidades de compensação considerando os lucros futuros e o limite estabelecido na legislação.

f.5) Obrigações com benefícios de aposentadoria

A Companhia reconhece suas obrigações com planos de benefícios a empregados e os custos relacionados, líquidos dos ativos do plano, adotando estas práticas: (i) os compromissos futuros decorrentes dos planos de benefício de pensão são descontados ao valor presente com base nas taxas de juros de títulos do Governo Federal com duração média (*duration*) similar à esperada para pagamento dos compromissos futuros projetados; e (ii) os ativos dos planos de pensão são avaliados pelos seus valores justos na data do balanço patrimonial.

Nos cálculos atuariais, os consultores atuariais também utilizam fatores subjetivos, como tábuas de mortalidade, estimativas de inflação, de previsão de crescimento salarial, de desligamento e de rotatividade.

As premissas atuariais usadas pela Companhia podem ser diferentes dos resultados reais devido a mudanças nas condições econômicas e de mercado, eventos regulatórios, decisões judiciais ou períodos de vida mais curtos ou longos dos participantes. Entretanto, a Companhia e seus atuários utilizaram premissas consistentes com as análises internas e externas realizadas para a definição das estimativas.

f.6) Transações de compra e venda de energia elétrica no mercado de curto prazo

Os registros das transações de compra e venda de energia no mercado de curto prazo são reconhecidos pelo regime de competência, com base nos dados divulgados pela CCEE, que são apurados pelo produto das sobras ou déficits de energia contabilizadas em determinado mês, pelo PLD correspondente, ou, quando essas informações não estão disponíveis tempestivamente, por estimativa preparada pela Companhia.

f.7) Provisões

- Provisões para riscos cíveis, fiscais e trabalhistas

A Companhia é parte de diversos processos judiciais e administrativos, para os quais são constituídas provisões quando é provável uma saída de recursos para liquidar a contingência e uma estimativa razoável possa ser realizada. Os passivos contingentes significativos avaliados como de risco possível e remoto não são provisionados. Quando relevantes, os processos avaliados como de risco possível são divulgados em notas explicativas.

A probabilidade de saída de recursos é baseada em avaliação e qualificação dos riscos. Essa avaliação é suportada pelo julgamento e pela experiência da Administração, juntamente com seus assessores jurídicos, considerando as jurisprudências, as decisões em instâncias iniciais e superiores, o histórico de eventuais acordos e decisões, bem como outros aspectos aplicáveis. As avaliações de risco e os valores estimados podem divergir dos que vierem a ser incorridos pela Companhia.

- Provisão para desmobilização de ativos de geração

Os custos de desmobilização de ativos de geração são provisionados com base em estimativas e premissas relacionadas às taxas de desconto e ao valor presente dos custos esperados para a desmobilização e remoção dos ativos ao fim do prazo de autorização das usinas e são reconhecidos em contrapartida dos custos do correspondente ativo. A provisão é revisada anualmente e quaisquer ajustes de estimativa são efetuados em contrapartida do custo do ativo.

g) Novas normas, alterações e interpretações

O IASB e o CPC emitiram novos pronunciamentos e revisões às normas existentes, aplicáveis a partir de 01.01.2023. A relação destas revisões aplicáveis e adotadas pela Companhia e respectivos impactos é apresentada a seguir:

Revisão e Normas impactadas	Correlação IASB	Data de aprovação (Brasil)/ Status	Aplicável a partir de	Impactos contábeis
Pronunciamento Técnico CPC nº 50				
Este Pronunciamento substituiu a norma anteriormente vigente sobre Contratos de seguro (CPC 11).	IFRS 17	07.05.2021	01.01.2023	Sem impactos relevantes.
Revisão de Pronunciamentos Técnicos nº 20				
Pronunciamentos Técnicos CPC 11 – Contratos de seguro; CPC 15 (R1) – Combinação de negócios; CPC 21 (R1) – Demonstração intermediária; CPC 23 – Políticas contábeis, mudança de estimativa e retificação de erro; CPC 26 (R1) – Apresentação das demonstrações financeiras; CPC 27 – Ativo imobilizado; CPC 32 – Tributos sobre o lucro; CPC 37 (R1) – Adoção inicial das normas internacionais de contabilidade; CPC 30 (R1) – Instrumentos financeiros: evidenciação; CPC 37 – Receita de contrato com cliente; e CPC 39 – Contabilização e relatório contábil de planos de benefício de aposentadora.	*Classification of Liabilities as Current or Non-current; Extension of the Temporary Exemption from applying IFRS 9; Definition of Accounting Estimates; Disclosure of Accounting Policies; e Deferred Tax related to Assets and Liabilities arising from a Single Transaction*	01.04.2022	01.01.2023 (ajuste CPC 37, aplicação imediata)	Sem impactos relevantes.
Revisão de Pronunciamentos Técnicos nº 22				
Pronunciamentos Técnicos CPC 15 (R1) – Combinação de negócios; CPC 27 – Ativo imobilizado; CPC 20 (R1) – Custos de empréstimos; e CPC 41 – Resultado por ação.	IAS 32	04.08.2023	01.01.2023	Sem impactos relevantes.

h) Novas normas, alterações e interpretações ainda não vigentes

A partir de 01.01.2024, estarão vigentes os seguintes pronunciamentos ou alterações à pronunciamentos já existentes, os quais não foram adotados antecipadamente pela Companhia:

Revisão e Normas impactadas	Correlação IASB	Data de aprovação (Brasil)/ Status	Aplicável a partir de	Impactos contábeis
Revisão de Pronunciamentos Técnicos nº 23				
Pronunciamentos Técnicos CPC 26 (R1) – Apresentação das demonstrações financeiras; e CPC 06 (R2) – Arrendamentos.	IAS 1, IAS 7, IFRS 7 e IFRS 16	04.08.2023	01.01.2024	Sem impactos relevantes.
Revisão de Pronunciamentos Técnicos nº 24				
Em decorrência das alterações de Reforma Tributária Internacional - Regras Modelo do Pilar Dois e Acordos de Financiamento de Fornecedores, foram realizadas alterações em Pronunciamentos Técnicos CPC 03 (R2) – demonstração dos fluxos de caixa. CPC 32 – tributos sobre o lucro e CPC 40 (R1) – instrumentos financeiros (evidenciação).	IAS 12	01.12.2023	A vigência dessas alterações será estabelecida pelos órgãos reguladores que as aprovarem.	A Companhia está atualmente avaliando o impacto que as alterações terão na prática atual.

i) Aprovação das demonstrações financeiras

As demonstrações financeiras ora apresentadas foram aprovadas em reunião do Conselho de Administração realizada em 27.02.2024.

NOTA 3. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

Prática contábil:

São compostos pelos numerários em espécie, depósitos bancários à vista e aplicações financeiras com liquidez imediata e sem risco significativo de mudança de valor. Tais aplicações financeiras são mantidas com a finalidade de atender a compromissos de curto prazo, sendo mensuradas ao valor justo na data das demonstrações financeiras. As variações dos valores justos são registradas no resultado quando auferidas.

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
Caixa e depósitos bancários à vista	**7.678**	**10.778**	**123.494**	**89.742**
Aplicações financeiras				
Fundo de Investimento Exclusivo				
Operações compromissadas lastreadas em títulos públicos federais	3.242.206	309.757	5.076.800	2.105.510
Outras aplicações financeiras	604	470	55.473	40.635
	3.242.810	**310.227**	**5.132.273**	**2.146.145**
	3.250.488	**321.005**	**5.255.767**	**2.235.887**

As aplicações financeiras da Companhia estão concentradas, substancialmente, no fundo exclusivo Energy Renda Fixa Fundo de Investimento Exclusivo (FIE), cuja gestão é feita pelo Banco Santander. O fundo tem como política a alocação do seu patrimônio em ativos de baixíssimo risco, tendo, em 31.12.2023, 100% de sua carteira em ativos com risco do Governo Brasileiro, todos com liquidez diária.

A rentabilidade média do fundo nos anos de 2023 e 2022 foi de cerca de 99,7% do CDI (taxa referencial).

NOTA 4. CONTAS A RECEBER DE CLIENTES

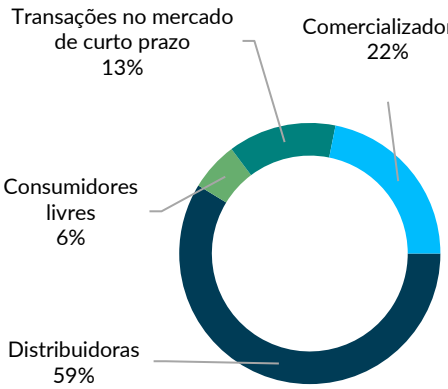
Prática contábil:

São reconhecidas quando o recebimento do valor da contraprestação seja incondicional, ou seja, se fizer necessário apenas o transcorrer do tempo para sua ocorrência. Inicialmente são registradas pelo valor justo da contraprestação a ser recebida e, posteriormente, mensuradas pelo custo amortizado, deduzidas das perdas de crédito esperadas (*impairment*). Essas perdas esperadas são apuradas com base na experiência de perda de crédito histórica, ajustadas com base em dados observáveis recentes para refletir os efeitos e condições atuais e futuras, quando aplicável.

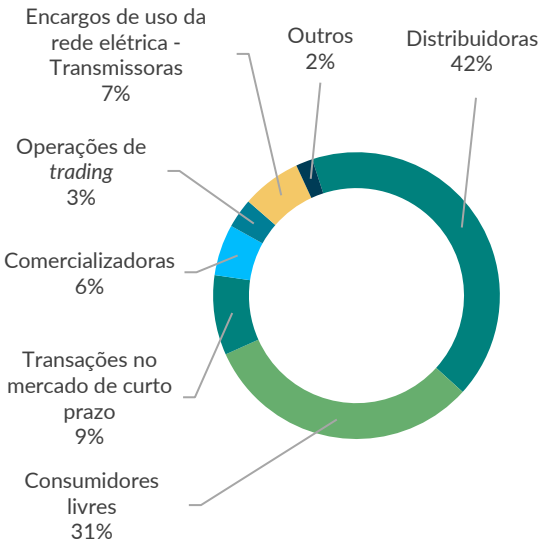
	Controladora		Consolidado	
	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
Distribuidoras	309.313	305.762	478.301	470.087
Consumidores livres	31.901	36.095	356.936	376.507
Transações no mercado de curto prazo	70.763	70.658	103.392	102.078
Encargos de uso da rede elétrica - Transmissoras	-	-	77.046	48.197
Comercializadoras	115.302	140.944	66.452	84.422
Operações de *trading*	-	-	38.172	50.086
Outros	-	-	21.650	20.853
Provisão para perdas de crédito esperadas	(6.180)	(6.180)	(9.113)	(9.113)
Ativo circulante	**521.099**	**547.279**	**1.132.836**	**1.143.117**
Consumidores livres	-	-	5.369	5.402
Distribuidoras	748	748	748	748
Ativo não circulante[1]	**748**	**748**	**6.117**	**6.150**
	521.847	**548.027**	**1.138.953**	**1.149.267**

(1) Os valores referentes às contas a receber de clientes no longo prazo estão apresentados como parte da rubrica "Outros ativos não circulantes".

Controladora[2]



Consolidado[2]



(2) Os valores referentes à provisão para perda de crédito esperado representam 1% do valor total da controladora e do consolidado.

O prazo médio de recebimento para a atividade de transmissão de energia é de, aproximadamente, 25 dias. A atividade de comercialização de energia por meio de contratos possui um prazo de, aproximadamente, 22 dias, contados do primeiro dia do mês subsequente à venda, enquanto o prazo dos valores liquidados na CCEE é de, aproximadamente, 45 dias.

A composição dos valores a receber vencidos apresentados no ativo circulante é esta:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
Vencidos até 30 dias	-	-	6.759	6.691
Vencidos há mais de 30 dias				
Com perdas estimadas reconhecidas	6.180	6.180	9.113	9.113
Outros	39	50	22.183	11.556
	6.219	**6.230**	**38.055**	**27.360**

Em 2023, a Companhia não registrou nenhum montante decorrente de perda de crédito esperadas. Em 2022, a Companhia reverteu R$ 15 milhões de perdas de crédito esperadas, em decorrência de acordo firmado com cliente, tendo recebido os saldos que estavam em aberto. A mutação dos saldos, referente às perdas de crédito esperadas, foi a seguinte:

	Controladora	Consolidado
Saldos em 31.12.2021	**(6.180)**	**(24.254)**
Reversão	-	15.141
Saldos em 31.12.2022 e 31.12.2023	**(6.180)**	**(9.113)**

NOTA 5. DEPÓSITOS VINCULADOS

Prática contábil:

São mantidos para atendimento às exigências legais e contratuais. São contabilizados inicialmente pelo valor depositado e, posteriormente, pelo custo amortizado.

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
Garantias de posição devedora na CCEE	21.134	30.877	23.017	32.575
Depósitos para reinvestimento	5.080	-	13.152	1.944
Garantias de financiamento	-	-	8	8
Ativo circulante	**26.214**	**30.877**	**36.177**	**34.527**
Garantias de financiamento	11.992	10.741	314.463	229.090
Outros	-	-	7.558	6.880
Ativo não circulante	**11.992**	**10.741**	**322.021**	**235.970**
	38.206	**41.618**	**358.198**	**270.497**

a) Garantias de financiamento

As garantias de financiamento visam assegurar ao credor o pagamento dos serviços de dívida, com o BNDES, BNB, BASA e debêntures, emitidas por suas controladas, assim como o pagamento dos serviços de operação e manutenção, em caso de inadimplemento das beneficiárias, conforme previsto nos instrumentos contratuais. São constituídas, em sua maioria, pelo montante equivalente a três meses do serviço da dívida e a três meses das despesas contratuais de operação e de manutenção.

NOTA 6. ATIVO FINANCEIRO DE CONCESSÃO

Prática contábil:

Corresponde ao direito incondicional de recebimento de caixa por meio do RBO, para recuperação do investimento na aquisição de outorgas de concessão de usinas hidrelétricas licitadas pela União. Foi registrado inicialmente pelo valor presente dos fluxos de caixa futuros garantidos e, subsequentemente, pelo custo amortizado com base na taxa utilizada para o cálculo do valor presente. Os ativos financeiros de concessões são remunerados pela taxa interna de retorno e pela variação do IPCA.

Em 27.09.2017, a Companhia foi vencedora do Leilão de Concessões não Prorrogadas, para a concessão das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, pelo período de, aproximadamente, 30 anos, a partir de 10.11.2017. O pagamento da bonificação pela outorga das concessões se deu em parcela única em 30.11.2017.

Como parte do processo do Leilão, a Companhia tem assegurado pelo Poder Concedente o direito à venda de 70% da garantia física das usinas, no Sistema de Cota de Garantia Física, garantindo, assim, o direito incondicional de receber caixa durante o período de concessão, sem riscos de demanda, de mercado e hidrológicos. Dessa forma, a parcela do montante pago pela outorga da concessão, correspondente ao valor presente dos fluxos de caixa futuros, calculado com base na taxa de desconto de referência na data do reconhecimento inicial (10,5%), a serem recebidos pela venda da energia no ACR, foi reconhecida como ativo financeiro.

O direito de extensão do prazo de concessão decorrente da repactuação do risco hidrológico, tratada na Nota 11 – Intangível, de aproximadamente 6 meses, não gerou direitos adicionais de recebimento de RBO.

a) Composição

	Consolidado					
	31.12.2023			31.12.2022		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
UHE Jaguara	234.229	1.833.921	2.068.150	225.704	1.772.176	1.997.880
UHE Miranda	143.314	1.122.077	1.265.391	138.098	1.084.299	1.222.397
	377.543	**2.955.998**	**3.333.541**	**363.802**	**2.856.475**	**3.220.277**

b) Mutação do ativo financeiro de concessão

	Consolidado		
	UHE Jaguara	UHE Miranda	Total
Saldos em 31.12.2021	**1.900.149**	**1.162.601**	**3.062.750**
Recebimentos	(203.467)	(124.496)	(327.963)
Juros	150.329	91.976	242.305
Variação monetária	150.869	92.316	243.185
Saldos em 31.12.2022	**1.997.880**	**1.222.397**	**3.220.277**
Recebimentos	(219.921)	(134.563)	(354.484)
Juros	148.970	91.144	240.114
Variação monetária	141.221	86.413	227.634
Saldos em 31.12.2023	**2.068.150**	**1.265.391**	**3.333.541**

c) Perfil de realização do ativo financeiro de concessão apresentado no ativo não circulante

	Consolidado		
	UHE Jaguara	UHE Miranda	Total
2025	194.645	119.091	313.736
2026	176.084	107.735	283.819
2027	159.294	97.462	256.756
2028	144.068	88.147	232.215
2029	130.328	79.740	210.068
2030 a 2034	487.226	298.108	785.334
2035 a 2047	542.276	331.794	874.070
	1.833.921	**1.122.077**	**2.955.998**

NOTA 7. ATIVO DE CONTRATO

Prática contábil:

Os contratos de concessão definem o serviço público de transmissão de energia elétrica como o serviço prestado mediante a construção (implementação de infraestrutura) e a O&M de instalações de transmissão. Com base nisto, foram definidas as obrigações de performance contidas nestes contratos de concessão, que são: (i) construção e melhorias; e (ii) O&M. Desta forma, a Companhia aloca a receita proveniente destes contratos a cada uma dessas obrigações de performance, considerando os custos estimados a cada uma delas, adicionados de uma margem de lucratividade.

O ativo de contrato de transmissão corresponde à contrapartida da receita de construção de infraestrutura de transmissão ao longo da execução da obra de implantação do sistema de transmissão. O recebimento da contraprestação vinculada ao ativo de contrato ocorre por meio do recebimento da RAP alocada à obrigação de performance de construção e melhorias e depende da conclusão da obra de implantação e posterior operação e manutenção da referida infraestrutura. Os ativos de contrato são remunerados pela taxa de remuneração e pela variação do IPCA.

O reconhecimento da receita de construção de infraestrutura de transmissão considera os custos efetivamente incorridos na obra, incrementados pela margem de construção apurada para o projeto, sendo os ganhos ou as perdas (eficiências ou ineficiências na construção), identificados ao longo da fase de construção, registrados quando incorridos, de forma tempestiva, em linha de custo.

A margem de construção é estimada individualmente em função das características e complexidade dos projetos, bem como representam a auferição suficiente de resultado no decorrer da etapa de construção para cobrir os gastos de gerenciamento da formação do ativo de transmissão e, em conjunto com a margem O&M e a taxa de remuneração do ativo, contribui para zerar o valor presente do fluxo de caixa projetado considerando investimentos e recebimentos de RAP ao longo de todo o prazo de concessão.

Adicionalmente, na mensuração inicial do ativo de contrato, a Companhia estima, quando aplicável, a incidência do mecanismo denominado “Parcela Variável” sobre à RAP a ser recebida. Este mecanismo permite que a RAP seja aumentada ou reduzida em decorrência do desempenho do sistema de transmissão.

a) Composição

	Consolidado					
	31.12.2023			31.12.2022		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Novo Estado	352.765	3.823.920	4.176.685	301.006	3.623.647	3.924.653
Gralha Azul	257.306	2.330.004	2.587.310	257.173	2.271.934	2.529.107
Gavião Real	5.025	51.093	56.118	-	195	195
Asa Branca [1]	-	9.324	9.324	-	-	-
	615.096	**6.214.341**	**6.829.437**	**558.179**	**5.895.776**	**6.453.955**

(1) Mais detalhes vide Nota 1 – Contexto operacional, item h.

b) Mutação do ativo de contrato

	Consolidado				
	Novo Estado	Gralha Azul	Gavião Real	Asa Branca	Total
Saldos em 31.12.2021	**3.076.745**	**2.246.885**	-	-	**5.323.630**
Receita de construção de infraestrutura de transmissão	772.289	141.902	193	-	914.384
(Perdas) ganhos por (ineficiência) eficiência na construção	(187.896)	(29.354)	1	-	(217.249)
Juros	200.481	186.089	1	-	386.571
Variação monetária	194.510	174.038	-	-	368.548
Recebimentos RAP construção	(131.476)	(190.453)	-	-	(321.929)
Saldos em 31.12.2022	**3.924.653**	**2.529.107**	**195**	-	**6.453.955**
Receita de construção de infraestrutura de transmissão	163.432	9.278	54.837	9.208	236.755
Ganhos (perdas) por eficiência (ineficiência) na construção	3.903	(4.637)	196	-	(538)
Juros	225.566	188.288	601	68	414.523
Variação monetária	247.354	169.174	289	48	416.865
Resultado de revisão tarifária periódica	(39.268)	(24.508)	-	-	(63.776)
Recebimentos RAP construção	(348.955)	(279.392)	-	-	(628.347)
Saldos em 31.12.2023	**4.176.685**	**2.587.310**	**56.118**	**9.324**	**6.829.437**

Em 26.06.2023, o Sistema de Transmissão Novo Estado obteve junto ao ONS a aprovação do último Termo de Liberação Definitivo, passando a ter direito a registrar 100% de sua RAP. Adicionalmente, em 2023 o Sistema Gralha Azul obteve autorizações adicionais pelo ONS de entrada em operação comercial, contudo estão pendentes algumas condições, o que representava em 31.12.2023 um direito a 98% de sua RAP mensal.

Em 04.07.2023, a Aneel publicou a resolução homologatória nº 3.216, que contempla a RTP de Novo Estado e Gralha Azul. A RTP tem como base, principalmente, a estrutura de investimentos realizados e a taxa de remuneração de capital, resultando em modificações nos valores das RAP futuras. A revisão ocorre no 5º, 10º e 15º ano após o leilão. Em função da revisão, o saldo do ativo contratual é ajustado para considerar o novo fluxo financeiro. Como resultado da RTP foi apurada uma perda de R$ 63.776 no consolidado da Companhia.

c) Perdas (ganhos) por ineficiência (eficiência) na implementação de infraestrutura de transmissão

No decorrer da obra e da energização do projeto, esperam-se impactos positivos ou negativos em função de eventos como: (i) atrasos e custos adicionais por questões ambientais; (ii) variação dos custos das *commodities*, uma vez que cabos e estruturas são adquiridos diretamente pela Companhia; (iii) custos adicionais de servidão e negociações fundiárias; (iv) eventuais imprevistos de terraplanagem; e (v) antecipação de prazos de energização. Alterações no projeto que afetem sua lucratividade devem ser reconhecidas diretamente no resultado.

No exercício corrente, a Companhia reconheceu perda, líquida, por ineficiência na implementação de infraestrutura de transmissão de R$ 538 (em 2022 houve o reconhecimento de perda, no montante de R$ 217.249). A perda reconhecida foi motivada, substancialmente, pelo aumento dos gastos de construção previsto para a implantação dos Sistemas de Transmissão, bem como da postergação da entrada em operação comercial de cada etapa dos projetos.

d) Premissas adotadas e outras informações relevantes

Premissas adotadas e outras informações relevantes	Novo Estado[1]	Gralha Azul	Gavião Real	Asa Branca
RAP anual, líquida de encargos (valor nominal) [3]	305.498	226.504	6.485	249.300
RAP anual – Construção (valor nominal) [3]	263.849	202.553	6.278	236.385
CAPEX nominal estimado do projeto, em 31.12.2023	3,3 bilhões	1,8 bilhões	78,3 milhões	2,7 bilhões
Índice de correção dos contratos	IPCA	IPCA	IPCA	IPCA
Custo de construção incorrido até 31.12.2023	3.681.268	2.093.328	53.569	7.856
Estimativa para entrada total em operação comercial	04.2023	03.2023	02.2024	03.2029
Data da próxima Revisão Tarifária Periódica	07.2028	07.2028	07.2028	07.2028
Prazo da concessão	30 anos	30 anos	30 anos	30 anos
Data assinatura contrato de concessão	08.03.2018	08.03.2018	30.09.2022	29.09.2023
Vigência do contrato de concessão	03.2048	03.2048	09.2052	09.2053
Leilão	02/2017	02/2017	01/2022	01/2023
Lote adquirido	Lote 3	Lote 1	Lote 7	Lote 5
Deságio em relação à receita máxima determinada pela Aneel	35,7%	34,8%	59,9%	42,8%
Quantidade de subestações	1	5	n/a[2]	n/a[2]
Extensão da linha de transmissão	1.800 km	1.000 km	1 km	1.006 km

(1) Em 18.05.2021, por meio da Resolução Autorizativa nº 9.996, a Aneel autorizou a Novo Estado a implantar reforços em instalação de transmissão sob sua responsabilidade.
(2) Aplicação em subestação de terceiros.
(3) Valores considerando a resolução homologatória nº 3.216 de 2023, que contempla a Revisão Tarifária Periódica.

Os ativos de contratos são remunerados a uma taxa média de 7,8% a.a. A Companhia atribuiu margens esperadas de construção e de O&M, antes dos impostos, sendo em média 6,3% e 38,3%, respectivamente.

e) Perfil de realização do ativo de contrato apresentado no ativo não circulante

	Consolidado				
	Novo Estado	Gralha Azul	Gavião Real	Asa Branca	Total
2025	321.892	236.257	3.836	17	562.002
2026	302.499	216.391	3.596	262	522.748
2027	280.702	195.853	3.371	342	480.268
2028	262.849	178.749	3.160	340	445.098
2029	246.239	163.234	2.962	338	412.773
2030 a 2034	820.058	511.921	12.251	1.691	1.345.921
2035 a 2053	1.589.681	827.599	21.917	6.334	2.445.531
	3.823.920	**2.330.004**	**51.093**	**9.324**	**6.214.341**

NOTA 8. OUTROS ATIVOS

Prática contábil

Os demais ativos são registrados ao custo de aquisição, e são subsequentemente mensurados ao custo amortizado, reduzido de provisão para ajuste ao valor recuperável, quando aplicável, ou pelo menor valor entre o custo médio ponderado e o seu valor realizável líquido, como no caso dos Estoques.

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
Alienação de subsidiária	422.230	52.287	422.230	52.287
Indenização de seguros[1]	-	-	131.328	-
Direito de reembolso de ICMS sobre venda de energia elétrica[2]	108.549	106.097	108.549	106.097
Créditos fiscais a recuperar[3]	329	1.066	82.509	72.183
Despesas pagas antecipadamente	49.724	25.705	78.536	43.740
Prêmio de riscos a apropriar - repactuação do risco hidrológico	51.240	64.256	70.417	85.507
Estoques	21.847	20.431	66.337	59.313
Alienações e serviços em curso	48.708	33.773	47.293	29.539
Imposto de renda e contribuição social diferidos[3]	-	-	37.037	50.579
Crédito de Imposto de renda e contribuição social[3]	19.209	19.209	32.642	32.803
Adiantamento a empregados	6.566	5.414	6.829	5.667
Contas a receber de clientes	748	748	6.117	6.150
Outros valores a receber	58.992	50.253	100.641	107.630
	788.142	**379.239**	**1.190.465**	**651.495**
Classificação no balanço patrimonial				
Ativo circulante	582.034	191.273	842.084	318.872
Ativo não circulante	206.108	187.966	348.381	332.623
	788.142	**379.239**	**1.190.465**	**651.495**

(1) Mais informações vide Nota 27 – Seguros, item d).
(2) Mais informações vide Nota 17 – Provisões e depósitos judiciais, item a).
(3) Mais informações vide Nota 18 – Tributos e outras obrigações regulatórias, itens a) e c).

a) Alienação de subsidiária

Durante o ano de 2023, a Companhia recebeu R$ 50.934 oriundos da alienação da subsidiária Diamante, deste montante, R$ 1 milhão refere-se a juros e variação monetária. Em 31.05.2023, a Companhia registrou em 2023 R$ 409.307 oriundos da alienação da subsidiária Pampa Sul. Este valor é atualizado monetariamente pelo IPCA, com expectativa de recebimento em 2024, sendo o montante de R$ 11.548, decorrentes de juros e variação monetária. Adicionalmente, o montante de R$ 1.375, refere-se a valores a receber em decorrência da venda da ENGIE Geração Solar Distribuída (EGSD) ocorrida em 21.02.2022, com expectativa de recebimento em 2024.

b) Prêmio de risco a apropriar – Repactuação do risco hidrológico

Em dezembro de 2015, a Aneel concedeu anuência ao acordo de repactuação do risco hidrológico relativo às usinas da Companhia cuja energia estava vendida no ACR. Como condição para a adesão ao referido acordo, a Companhia formalizou a desistência de qualquer disputa judicial com a Aneel que impedia a aplicação direta do mecanismo de redução de garantia física, denominado GSF.

As regras da repactuação estabeleceram opções de escolha do nível de risco hidrológico a ser assumido pelos geradores que, em contrapartida, assumiram o compromisso de pagar um prêmio de risco definido pela Aneel ao longo do prazo do contrato de venda de energia no ACR. Com base no novo patamar de risco definido nos termos da repactuação, o GSF correspondente ao ano de 2015 foi recalculado, resultando em um excedente de pagamento em relação ao valor apurado, cujo montante vem sendo compensado com os "prêmios de risco" devidos pela Companhia, calculados a valor presente.

NOTA 9. INVESTIMENTOS

Prática contábil:

Investimentos em empresas controladas direta ou indiretamente

Os investimentos em controladas são aqueles em que a Companhia está exposta ou tem direito a retornos variáveis decorrentes de seu envolvimento com a entidade, e tem a capacidade de interferir nesses retornos por meio do poder que exerce sobre ela.

Esses investimentos são avaliados pelo método da equivalência patrimonial nas demonstrações financeiras da controladora e consolidados integralmente para fins de apresentação das demonstrações financeiras consolidadas.

Investimentos em negócios em conjunto

Operações em conjunto

A Companhia mantém operações em conjunto na Itasa e em consórcios. A participação na operação em conjunto em entidades com personalidade jurídica, como ocorre na Itasa, é reconhecida pelo método de equivalência patrimonial na controladora. No consolidado, os ativos, os passivos, as receitas e as despesas da citada operação em conjunto são reconhecidas de forma proporcional à participação no negócio. Nas participações em consórcios (entidades sem personalidade jurídica), os ativos, os passivos, as receitas e as despesas são reconhecidas diretamente nas demonstrações financeiras da consorciada, com base nas respectivas participações nos consórcios.

Empreendimento controlado em conjunto

A Companhia detém participação em empreendimento controlado em conjunto referente ao controle compartilhado da TAG. O investimento em empreendimento controlado em conjunto é inicialmente contabilizado pelo valor de custo e, posteriormente, reconhecido pelo método de equivalência patrimonial. Os resultados de empreendimento controlado em conjunto são reconhecidos na linha de “Equivalência patrimonial” na demonstração do resultado individual e consolidada, enquanto variações em outros resultados abrangentes são apresentadas como parte de outros resultados abrangentes da Companhia.

Anualmente, a Companhia avalia se há evidência objetiva de que o investimento em empreendimento controlado em conjunto sofreu perda por redução ao valor recuperável (*impairment*), sendo que esta perda é o resultado da diferença entre o valor recuperável do empreendimento controlado em conjunto e o seu valor contábil. O ágio relativo a empreendimento controlado em conjunto é incluído no valor contábil do investimento, não sendo, portanto, amortizado. Adicionalmente, a Companhia, independentemente de existir, ou não, qualquer indicação de redução ao valor recuperável do ágio, realiza teste de *impairment* anual, comparando o seu valor contábil com o valor recuperável.

Combinação de negócios na aquisição de investimentos

Na controladora, a diferença entre o valor pago e o valor de livros do patrimônio líquido das sociedades adquiridas é reconhecida no investimento como: (i) mais valia, quando o fundamento econômico está relacionado, substancialmente, ao valor justo dos ativos líquidos da controlada adquirida; e (ii) ágio, quando o montante pago supera o valor justo dos ativos líquidos e, esta diferença, representa a expectativa de geração de valor futura.

A combinação de negócios é o método utilizado para o reconhecimento das aquisições de controle nos balanços consolidados. O referido método requer que os ativos identificáveis adquiridos e os passivos assumidos sejam mensurados pelo seu valor justo. O ágio decorrente da combinação de negócios, o qual é registrado no intangível, é testado anualmente para avaliação de perda por redução ao valor recuperável (*impairment*).

a) Composição

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
Participações societárias permanentes				
Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial				
Valor patrimonial do investimento	14.113.035	13.875.691	2.539.411	2.832.769
	14.113.035	**13.875.691**	**2.539.411**	**2.832.769**
Mais valia na aquisição de investimentos	47.584	50.124	-	-
Ágio por expectativa de rentabilidade futura	173.654	173.654	173.654	173.654
	14.334.273	**14.099.469**	**2.713.065**	**3.006.423**

b) Mutação dos investimentos avaliados pelo método de equivalência patrimonial

	Controladora							
	Saldos em 31.12.2022	Aumento de capital	Redução de capital	Equivalência patrimonial	Dividendos e JCP[1]	ORA e Reserva de capital[2]	Alienação de subsidiária[3]	Saldos em 31.12.2023
Controladas								
ECP	**5.181.781**	921.629	-	558.150	(1.050.000)	(352.057)	-	**5.259.503**
ETP II	**1.403.940**	176.255	(66.500)	161.908	(23.459)	-	-	**1.652.144**
Jaguara	**1.506.160**	21.040	-	232.002	(151.876)	-	-	**1.607.326**
CEE	**1.363.952**	-	-	420.709	(312.586)	-	-	**1.472.075**
Miranda	**956.563**	8.050	-	145.640	(125.159)	-	-	**985.094**
EBC	**345.195**	20.000	-	(38.610)	(60.000)	-	-	**266.585**
Pampa Sul	-	37.250	-	72.613	-	-	(109.863)	-
Outros	**94.899**	46.210	(10)	21.698	(25.022)	-	-	**137.775**
Operação em conjunto								
Itasa	**190.432**	-	-	4.736	(2.046)	-	-	**193.122**
Empreendimento controlado em conjunto								
TAG	**2.832.769**	-	-	993.117	(1.365.000)	78.525	-	**2.539.411**
	13.875.691	**1.230.434**	**(66.510)**	**2.571.963**	**(3.115.148)**	**(273.532)**	**(109.863)**	**14.113.035**

(1) O montante de dividendos e JCP destinado pela controlada Jaguara de R$ 151.876 refere-se a R$ 126.876 de dividendos e R$ 25.000 de JCP (R$ 21.250 líquidos de imposto de renda).
(2) Equivalência patrimonial de outros resultados abrangentes e reserva de capital. Mais informações vide item e.1.1.
(3) Mais informações vide item 'f– Alienação de subsidiária'.

	Controladora									
	Saldos em 31.12.2021	Aumento de capital	Redução de capital	Aquisição / Alienação de subsidiária	*Impairment*, líquido	Equivalência patrimonial	Dividendos	ORA e Reserva de capital	Transferência para ANCMV	Saldos em 31.12.2022
Controladas										
ECP	**4.339.999**	1.512.296	(274.635)	-	-	496.931	(634.216)	(258.594)	-	**5.181.781**
ETP II	**1.120.148**	451.217	(200.000)	-	-	32.575	-	-	-	**1.403.940**
Jaguara	**1.323.204**	-	-	-	-	212.265	(29.309)	-	-	**1.506.160**
CEE	**1.667.660**	-	(380.000)	-	-	324.243	(247.951)	-	-	**1.363.952**
Miranda	**881.448**	-	-	-	-	135.154	(60.039)	-	-	**956.563**
EBC	**408.461**	-	-	-	-	36.734	(100.000)	-	-	**345.195**
Pampa Sul	**325.022**	104.100	-	-	(125.186)	18.599	-	(5)	(322.530)	**-**
Outros	**99.532**	270	(7.500)	(71.393)	77.534	6.456	(10.000)	-	-	**94.899**
Operação em conjunto										
Itasa	**186.950**	-	-	-	-	3.878	(396)	-	-	**190.432**
Empreendimento controlado em conjunto										
TAG	**2.193.054**	-	-	-	-	727.136	(503.750)	416.329	-	**2.832.769**
	12.545.478	**2.067.883**	**(862.135)**	**(71.393)**	**(47.652)**	**1.993.971**	**(1.585.661)**	**157.730**	**(322.530)**	**13.875.691**

b.1) Informações das principais controladas

As principais informações sobre as controladas estão apresentadas a seguir:

	31.12.2023						
	Capital social	Ativo	Passivo	Patrimônio líquido ajustado	Receita líquida	Lucro líquido (Prejuízo) ajustado	Participação (%)
ECP	5.106.170	13.755.738	7.846.694	6.212.942	1.645.897	557.655	**99,99**
ETP II	1.565.103	7.527.488	5.887.074	1.652.144	1.079.499	161.908	**99,99**
Jaguara	875.449	2.681.786	1.074.460	1.607.326	514.315	232.002	**99,99**
CEE	989.380	1.952.284	480.209	1.472.075	621.218	420.709	**99,99**
Miranda	590.713	1.706.596	721.502	985.094	331.123	145.640	**99,99**
EBC	30.038	610.129	343.544	266.585	4.387.280	(38.610)	**99,99**

	31.12.2022						
	Capital social	Ativo	Passivo	Patrimônio líquido ajustado	Receita líquida	Lucro líquido ajustado	Participação (%)
ECP	4.184.541	11.044.013	6.060.945	5.185.431	1.509.147	498.420	**99,99**
ETP II	1.455.348	7.122.259	5.731.132	1.403.940	1.702.692	32.575	**99,99**
Jaguara	854.409	2.607.218	1.101.058	1.506.160	526.141	212.265	**99,99**
CEE	989.380	1.911.665	547.713	1.363.952	578.343	324.243	**99,99**
Miranda	582.663	1.641.489	684.926	956.563	327.026	135.154	**99,99**
EBC	10.038	768.880	423.685	345.195	4.755.981	36.734	**99,99**
Pampa Sul	1.180.792	3.196.569	1.928.122	1.527.688	672.264	18.599	**99,99**

b.1.1) Acionistas não controladores

A participação dos acionistas não controladores da Ibitiúva e da Maracanã, em 31.12.2023, no patrimônio líquido e no resultado do período da ECP acima apresentados, era de R$ 953.439 e prejuízo de R$ 495 (R$ 3.650 no patrimônio líquido em 31.12.2022 e lucro de R$ 1.489 em 31.12.2022), respectivamente.

Sua composição se dá pela controlada indireta Maracanã Participações S.A., sendo o acionista não controlador o Itaú Unibanco S.A, com a participação de 12,34%, no montante de R$ 949.916 no patrimônio líquido e R$ 1.843 de prejuízo e pela controlada indireta Ibitiúva, sendo o acionista não controlador o Tereos Açúcar e Energia Brasil S.A., com participação de 5,00% em suas ações no montante de R$ 3.523 no patrimônio líquido e 1.348 no lucro líquido (R$ 3.650 e R$ 1.489 em 31.12.2022).

b.1.2) Valores capitalizados

No quadro de “Informações das principais controladas”, os montantes de “Patrimônio líquido ajustado” e de “Lucro líquido (prejuízo) ajustado” contemplam os itens descritos abaixo.

b.1.2.1) Empréstimos, financiamentos e debêntures

A ENGIE Brasil Energia captou recursos por meio de empréstimos e debêntures para a construção dos Conjuntos Eólicos Campo Largo, Umburanas – Fase I, Campo Largo II e Santo Agostinho – Fase I e da Usina Fotovoltaica Assú V, investimentos que são parte da ECP, e de Pampa Sul. Os juros sobre essas dívidas são capitalizados durante o período de construção das Usinas nas demonstrações financeiras consolidadas e reconhecidos no resultado de equivalência patrimonial nas demonstrações financeiras da controladora. Após a entrada em operação comercial os valores capitalizados são amortizados no período correspondente a amortização dos ativos imobilizados.

Os efeitos destes itens na controladora estão apresentados no quadro abaixo:

	Custo da dívida capitalizado, líquido de amortização			
	Patrimônio líquido		Lucro líquido (prejuízo)	
	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
ECP	303.898	202.363	101.535	32.196
Pampa Sul[1]	-	259.241	(3.964)	(9.514)

(1) A Companhia foi alienada em 31.05.2023. Mais informações vide item 'f– Alienação de subsidiária'.

b.1.2.2) Ações preferenciais resgatáveis

No ano de 2020, a ETP II emitiu ações preferenciais resgatáveis e o custo dessa emissão foi pago pela sua controladora ENGIE Brasil Energia, no valor de R$ 15.250. Esse custo foi capitalizado nas demonstrações financeiras consolidadas e reconhecido no resultado de equivalência patrimonial nas demonstrações financeiras da controladora e será amortizado linearmente até o resgate das ações. Em 31.12.2023, o total do montante capitalizado era de R$ 11.730, enquanto o montante de amortização reconhecido em 2023 foi de R$ 1.083 (R$ 12.813 e R$ 1.083 em 2022), respectivamente.

c) Mais valia na aquisição de investimentos

Nesta rubrica está registrada a mais valia (direitos de concessão) paga na aquisição da controlada direta CEE, que têm como fundamento econômico os direitos sobre a concessão outorgada pela Aneel para o uso do bem público na geração de energia elétrica. Essa mais valia é amortizada de forma linear pelo prazo de concessão da Usina, visto que os benefícios econômicos ocorrerão ao longo deste prazo. Em 2023, a amortização foi de R$ 2.540 (R$ 3.341 em 2022). A alteração no valor mensal deve-se a extensão de prazo de concessão da Usina Hidrelétrica Estreito. Mais informações vide Nota 1 – Contexto operacional.

d) Ágio por expectativa de rentabilidade futura

O montante de R$ 173.654, em 2023 e 2022, corresponde ao ágio por expectativa de rentabilidade futura na aquisição da sua controlada em conjunto TAG.

e) Informações sobre as subsidiárias

e.1) Controladas

e.1.1) ENGIE Brasil Energias Complementares Participações Ltda. ("ECP")

A ECP é uma *holding* que tem por objeto social participar no capital de outras sociedades e concentrar os investimentos em projetos referentes a energias complementares da Companhia.

O aumento de capital na controlada ECP destinou-se, principalmente, aos investimentos no Conjunto Eólico Santo Agostinho, no Conjunto Eólico Serra do Assuruá e no Conjunto Fotovoltaico Assú Sol. Adicionalmente, em 2023, a Companhia reconheceu R$ 332.257 em "Outros resultados abrangentes" e R$ 19.800 em "Reserva de capital", totalizando R$ 352.057.

A seguir algumas informações financeiras das controladas mais relevantes da ECP, relativas ao exercício findo em 31.12.2023.

	Capital social	Ativo	Passivo	Patrimônio líquido	Receita líquida	Lucro líquido (Prejuízo)	Participação (%)
CESA	1.241.941	2.347.114	1.096.774	1.250.340	62.674	23.144	99,99
CECL	1.172.670	3.891.742	2.502.316	1.389.426	648.380	184.444	99,99
Maracanã	1.140.931	1.775.636	403.573	1.372.063	-	(15.199)	87,66
CETR	536.965	921.005	324.117	596.888	224.982	105.331	99,99
Solairedirect	429.578	1.370.322	947.951	422.371	183.690	(7.829)	99,99
Assú	395.036	702.482	528.895	173.587	32.336	9.302	99,99
CEUR	185.464	1.712.347	1.416.087	296.260	312.508	72.066	99,99
Ibitiúva	38.501	86.812	16.345	70.467	44.346	26.958	95,00
Ferrari	34.800	109.495	63.885	45.610	72.294	43.977	99,99
Tupan	31.879	63.193	31.140	32.053	33.073	23.668	99,99
Hidropower	22.994	51.072	27.752	23.320	31.614	22.826	99,99
Outros	5.002	4.578	4.056	522	-	(2.464)	99,99

Mais detalhes sobre a capacidade instalada e a garantia física vide Nota 1 – Contexto operacional.

Os efeitos no ativo consolidado da ECP em 31.12.2023, decorrentes da alocação do valor justo dos direitos vinculados às autorizações e demais direitos adquiridos eram de R$ 310.180 (R$ 326.443 em 31.12.2022).

- Conjuntos Eólicos Santo Agostinho e Santo Agostinho II ("CESA")

O CESA é formado por dois conjuntos de empreendimentos de geração eólica, cuja capacidade instalada total é de 600,0 MW, todos localizados nos municípios de Lajes e Pedro Avelino (RN). Os conjuntos são compostos pelo Conjunto Eólico Santo Agostinho II, composto por dez SPEs em fase de estudo e por uma *holding* (Santo Agostinho Participações Ltda.) constituída para concentrar os investimentos em 14 SPEs, as quais iniciaram a construção em 2021. Ao fim do exercício de 2023, o progresso geral da obra estava em 95,8% e a entrada em operação comercial dos demais aerogeradores está prevista para ocorrer no início de 2024.

- Conjuntos Eólicos Campo Largo e Campo Largo II ("CECL")

O CECL é formado por um conjunto de empreendimentos de geração eólica, todos localizados nos municípios de Umburanas e Sento Sé (BA), cuja capacidade instalada total é de 687,9 MW. O CECL é composto por dois conjuntos eólicos constituído por duas *holdings*, Campo Largo e Campo Largo II, para concentrar os investimentos em 11 SPEs cada uma.

- Maracanã

A Maracanã é formada por um conjunto de empreendimentos de geração eólica, cuja capacidade instalada total outorgada é de 882 MW. Sua composição é dada por uma *holding* (Maracanã Geração de Energia e Participações S.A.), localizada no município de Gentio do Ouro, o qual concentra 24 SPEs que serão implantadas em fase única. Ao fim do exercício de 2023, o progresso de construção da obra atingiu 31,0%. A entrada em operação comercial está estimada para ocorrer de forma gradual a partir do segundo semestre de 2024.

- Conjunto Eólico Trairí ("CETR")

O CETR é formado por um conjunto de empreendimentos de geração eólica, cuja capacidade instalada total é de 213 MW, todos localizados no município de Trairi, estado do Ceará. O conjunto é composto por duas *holdings* constituídas para concentrar os investimentos em quatro SPEs cada uma.

- Solairedirect Holding ("Solairedirect")

A Solairedirect é formada por um conjunto de empreendimentos de geração fotovoltaica, cuja capacidade instalada total é de 222 MW. Sua composição é dada por dois conjuntos constituídos por duas *holdings*, Floresta e Paracatu, localizadas nos municípios de Areia Branca (RN) e Paracatu (MG), os quais concentram 3 e 4 SPEs, respectivamente.

- Conjunto Fotovoltaico Assú ("Assú")

Em 2015 e 2016, a controlada direta ECP adquiriu projetos de implantação de cinco usinas fotovoltaicas, no município de Assú (RN). A ECP, por meio de sua controlada direta Assú V, desenvolveu um dos projetos adquiridos, a Usina Fotovoltaica Assú V, cuja capacidade instalada é de 30 MW e o início da operação comercial ocorreu em dezembro de 2017. Os demais projetos adquiridos, foram, em 2022, transferidos para a controlada direta Assu Sol Geração de Energia SPE S.A. ("Assu Sol"), a qual foi adquirida no final do exercício de 2021. A transação também foi realizada pela controlada direta ECP. O Conjunto Fotovoltaico é composto por 20 SPEs e está localizado no município de Assú, estado do Rio Grande do Norte, com capacidade instalada total estimada de até 750 MW. Ao fim do exercício de 2023, as obras de conexão ao sistema atingiram 53,0% de avanço geral. Já as atividades de implantação das usinas fotovoltaicas atingiram 8,6% de avanço. A entrada em operação comercial da primeira unidade fotovoltaica está prevista para ocorrer no segundo semestre de 2024 e a operação comercial integral é esperada para o segundo semestre de 2025.

- Conjunto Eólico Umburanas – Fase I ("CEUR")

O Conjunto Eólico Umburanas, localizado no estado da Bahia, município de Umburanas, possui capacidade instalada de 360,0 MW e iniciou sua operação ao longo do primeiro quadrimestre de 2019. O conjunto é composto por uma *holding* constituída para concentrar os investimentos em 18 SPEs.

e.1.2) ENGIE Transmissão de Energia Participações II S.A. ("ETP II")

A ETP II é uma *holding* que tem por objeto social participar no capital de outras sociedades e concentrar os investimentos em projetos do segmento de transmissão.

A seguir algumas informações financeiras das controladas mais relevantes da ETP II, relativas ao exercício findo em 31.12.2023.

	Capital social	Ativo	Passivo	Patrimônio líquido	Receita líquida	Lucro líquido	Participação (%)
NEP[1]	969.398	4.688.869	3.683.718	1.005.151	666.735	35.758	99,99
GAP[2]	434.985	2.829.182	2.226.938	602.244	403.440	126.357	99,99
Asa Branca[3]	7.783	9.358	845	8.513	9.324	964	99,99

(1) Controladora de Gralha Azul Transmissão de Energia S.A. Mais informações vide Nota 7 – Ativo de contrato.
(2) Controladora de Novo Estado Transmissora de Energia S.A. Mais informações vide Nota 7 – Ativo de contrato.
(3) Mais informações vide Nota 7 – Ativo de Contrato.

e.1.3) Companhia Energética Jaguara ("Jaguara")

A Jaguara é detentora da Usina Hidrelétrica Jaguara, localizada no município de Rifaina (SP), com capacidade instalada de 424,0 MW. Mais informações vide Nota 6 – Ativo financeiro de concessão.

e.1.4) Companhia Energética Estreito ("CEE")

A CEE é detentora de participação de 40,07% no Consórcio Estreito Energia ("Ceste"), do qual é líder. O consórcio foi criado para a implantação e exploração da Usina Hidrelétrica Estreito, localizada no Rio Tocantins (TO/MA). A participação da Companhia na capacidade instalada da Usina é de 435,6 MW.

e.1.5) Companhia Energética Miranda ("Miranda")

A Miranda é detentora da Usina Hidrelétrica Miranda, localizada no município de Indianópolis (MG), com capacidade instalada de 408,0 MW. Mais informações vide Nota 6 – Ativo financeiro de concessão.

e.1.6) ENGIE Brasil Energia Comercializadora Ltda. ("EBC")

A EBC tem como objeto social a comercialização de energia elétrica, incluindo a compra, a venda, a importação e a exportação de energia elétrica, bem como a intermediação de quaisquer dessas operações, a prática e a celebração de atos de comércio decorrentes dessas atividades.

e.2) Operação em conjunto - Itá Energética S.A. ("Itasa")

A ENGIE Brasil Energia mantém uma operação em conjunto na Itasa, com participação equivalente a 48,75% do capital votante e integralizado da sociedade. A Companhia e a Itasa são as detentoras dos direitos de exploração da Usina Hidrelétrica Itá, localizada no Rio Uruguai (SC/RS), por meio de consórcio, do qual a Itasa participa com 60,5% e a ENGIE Brasil Energia com 39,5%.

Os principais grupos do ativo, passivo e resultado da Itasa, conforme demonstrados a seguir, são reconhecidos nas demonstrações financeiras consolidadas da ENGIE Brasil Energia, na proporção de sua participação no capital da sociedade, posto que ela possui personalidade jurídica própria.

Balanço Patrimonial	31.12.2023	31.12.2022
ATIVO		
Ativo circulante	**123.497**	**80.220**
Caixa e equivalente de caixa	89.358	46.945
Outros ativos circulantes	34.139	33.275
Ativo não circulante	**314.882**	**344.928**
Realizável a longo prazo	18.054	19.007
Imobilizado	296.823	325.916
Intangível	5	5
TOTAL	**438.379**	**425.148**
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Passivo circulante	32.770	28.697
Passivo não circulante	9.462	5.822
Patrimônio líquido	396.147	390.629
TOTAL	**438.379**	**425.148**

Demonstração do resultado	31.12.2023	31.12.2022
Receita operacional líquida	191.428	188.025
Custos da energia vendida	(179.725)	(171.921)
LUCRO BRUTO	**11.703**	**16.104**
Despesas operacionais		
Despesas gerais e administrativas	(3.165)	(6.274)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	**8.538**	**9.830**
Resultado financeiro	**5.849**	**2.536**
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO	**14.387**	**12.366**
Imposto de renda e contribuição social	(4.673)	(4.408)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	**9.714**	**7.958**

e.3) Empreendimento controlado em conjunto – Transportadora Associada de Gás ("TAG")

Em 2019, o Grupo ENGIE em conjunto com a CDPQ, assinaram o contrato de compra e venda entre a Aliança e Petrobrás, para adquirir o controle da TAG. Após o cumprimento de todas as condições precedentes previstas no contrato, a operação foi concluída pelo valor aproximado de R$ 35 bilhões. Posteriormente, com o objetivo de atender às exigências do contrato de financiamento detido pela Aliança, as administrações das Companhias Aliança e TAG promoveram uma incorporação reversa da Aliança pela TAG.

Em 28 de dezembro de 2023, foi assinado contrato de compra e venda de ações e outras avenças entre a Companhia, na qualidade de vendedora, pela TAG, na qualidade de interveniente anuente, e pela CDPQ, por meio de sua subsidiária integral CDP Groupe Infrastructure Inc., na qualidade de compradora com interveniência e anuência TAG, por meio do qual foram estabelecidos os termos e condições para alienação, pela Companhia à CDPQ, de 15% do capital social total da TAG. Mais informações vide Nota explicativa 1 – Contexto operacional.

A TAG possui infraestrutura de gasodutos de alta pressão com aproximadamente 4.500 km de extensão e com 11 instalações próprias de compressão de gás e 91 pontos de entrega.

Os principais grupos do ativo e passivo da TAG nas datas de 31.12.2023 e 31.12.2022 eram estes:

Balanço Patrimonial	31.12.2023	31.12.2022
ATIVO		
Ativo circulante	**3.439.512**	**2.828.323**
Caixa e equivalentes de caixa	1.422.532	687.711
Contas a receber de clientes	1.541.310	1.512.626
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	50.446	284.172
Outros ativos circulantes	425.224	343.814
Ativo não circulante	**29.573.176**	**30.585.101**
Depósitos vinculados	633.422	217.407
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	-	283.528
Outros ativos realizáveis a longo prazo	119.042	623.731
Imobilizado	26.074.102	26.706.311
Intangível	2.746.610	2.754.124
Total	**33.012.688**	**33.413.424**
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Passivo circulante	**4.693.758**	**4.341.416**
Instrumentos de dívida	3.107.294	3.973.976
Outros passivos circulantes	1.586.464	367.440
Passivo não circulante	**20.505.359**	**20.355.796**
Instrumentos de dívida	13.968.980	15.583.937
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	375.973	-
Imposto de renda e contribuição social diferidos	5.626.478	3.908.026
Outros passivos não circulantes	533.928	863.833
Patrimônio líquido	**7.813.571**	**8.716.212**
Total	**33.012.688**	**33.413.424**
Participação da Companhia no Patrimônio Líquido	**2.539.411**	**2.832.769**

O resultado de equivalência patrimonial da Companhia era composto pelos seguintes itens:

	2023		2022	
	12M23	*Participação da Companhia*	12M22	*Participação da Companhia*
Receita operacional líquida	9.029.219	2.934.496	8.426.186	2.738.510
Custos dos serviços prestados	(2.486.256)	(808.033)	(2.722.087)	(884.678)
Lucro bruto	**6.542.963**	**2.126.463**	**5.704.099**	**1.853.832**
Despesas gerais e administrativas	(232.630)	(75.605)	(193.230)	(62.800)
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**6.310.333**	**2.050.858**	**5.510.869**	**1.791.032**
Resultado financeiro	(1.662.088)	(540.179)	(2.101.550)	(683.004)
Lucro antes dos impostos	**4.648.245**	**1.510.679**	**3.409.319**	**1.108.028**
Imposto de renda e contribuição social	(1.592.499)	(517.562)	(1.171.976)	(380.892)
Lucro líquido da TAG	**3.055.746**	**993.117**	**2.237.343**	**727.136**
Impacto na equivalência patrimonial da EBE		**993.117**		**727.136**

f) Alienação de subsidiária

Abaixo está apresentada a conciliação dos valores apresentados nas rubricas do resultado da controladora "Reversão (constituição) de provisão para redução ao valor recuperável de ativos, líquida" e "Alienação de subsidiária":

	Controladora			
	31.12.2023			31.12.2022
	Pampa	Diamante[1]	Total	Total
Reversão (constituição) do *impairment*	1.205.158	-	1.205.158	(6.824)
	1.205.158	**-**	**1.205.158**	**(6.824)**
Receita de venda da subsidiária	409.307	9.343	418.650	27.703
Ativos líquidos da subsidiária	(1.637.551)	-	(1.637.551)	-
Custos de alienação	(30.022)	-	(30.022)	(112.222)
	(1.258.266)	**9.343**	**(1.248.923)**	**(84.519)**
Resultado da alienação	**(53.108)**	**9.343**	**(43.765)**	**(91.343)**

(1) A Companhia registrou uma receita de alienação no montante de R$ 9.343 oriunda de ajuste de preço da venda da subsidiária Diamante, ocorrido em 2021. Este ajuste de preço está atrelado ao cumprimento de condições previstas no QPA.

f.1) Pampa Sul

Em decorrência da estratégia de descarbonização da Companhia, em 15.09.2022, foi assinado o contrato de compra e venda das ações da subsidiária Pampa Sul entre a Companhia e a EBC, na qualidade de vendedoras; e Grafito e Space X, na qualidade de compradoras. Com isto, foram atingidos os requisitos para classificação da subsidiária como mantida para venda.

Em 31.05.2023, após o cumprimento das condições precedentes previstas no SPA, foi concluída a operação de venda da participação societária que a Companhia e a EBC possuíam na Pampa Sul. Nesta data, a sociedade deixou de ser controlada pela Companhia, passando também a não ser consolidada. Em 31.05.2023, a Companhia contabilizou como receita pela alienação da subsidiária o montante de R$ 409.307, os quais correspondem a estimativa do valor a ser recebido futuramente atualizados pelo IPCA. Este montante está apresentado na rubrica de "Outros ativos circulantes".

Os principais ativos e passivos da subsidiária Pampa Sul[1] estão demonstrados a seguir:

	31.05.2023		31.05.2023
	Valor contábil[1]		Valor contábil
ATIVO CIRCULANTE		**PASSIVO CIRCULANTE**	
Caixa e equivalentes de caixa	169.837	Fornecedores	53.845
Contas a receber de clientes	45.431	Instrumentos de dívida	80.283
Estoques	166.206	Imposto de renda e contribuição social diferidos[1]	131.506
Outros ativos circulantes	34.195	Outros passivos circulantes	31.305
	415.669		**296.939**
ATIVO NÃO CIRCULANTE		**PASSIVO NÃO CIRCULANTE**	
Realizável a Longo Prazo		Instrumentos de dívida	1.719.477
Depósitos vinculados	110.676	Outros passivos não circulantes	43
Imposto de renda e contribuição social diferidos	33.662		**1.719.520**
Outros ativos não circulantes	3.411		
	147.749		
Imobilizado	**3.085.704**		
Intangível	**4.888**		
	3.238.341		
Total dos ativos	**3.654.010**	**Total dos passivos**	**2.016.459**

(1) O valor contábil considera os valores contábeis de Pampa em 31.05.2023, adicionados dos montantes de juros sobre capital de terceiros registrados na controladora.

g) Emissão de ações preferenciais de subsidiária indireta

Em 07.06.2023, foi celebrado Acordo de Investimento entre sua controlada Engie Brasil Energias Complementares Participações Ltda. ("ECP") e Itaú Unibanco S.A., com interveniência e anuência da Companhia, da Maracanã Geração de Energia e Participações S.A. ("Maracanã"), e de outras partes, regulando, entre outras matérias, a subscrição, pelo investidor, de novas ações preferenciais de emissão da controlada indireta Maracanã, no valor de R$ 1.000.000 (R$ 951.759 líquidos dos custos de emissão), representando 100% das ações preferenciais e 12,34% do capital social total da Maracanã.

A Companhia mantém, por meio de sua controlada ECP, uma opção de compra da totalidade das ações preferenciais adquiridas pelo acionista minoritário, a qual pode ser exercida entre o terceiro e décimo segundo ano contado da assinatura do acordo. Esta opção tem sua mensuração baseada em dados não observáveis, visto que o preço de compra é calculado pelo valor do investimento atualizado pela variação da taxa DI + 0.30% a.a. e descontado dos rendimentos recebidos pelo acionista minoritário. O valor estimado da opção não possui vantagem financeira direta em 31 de dezembro de 2023 e, por este motivo, não foi contabilizada o valor desta opção.

NOTA 10. IMOBILIZADO

Prática contábil:

Mensuração

Os ativos que compõem o imobilizado estão registrados ao custo de aquisição ou de construção. Os juros e os demais encargos financeiros dos instrumentos de dívida relacionados com as imobilizações em curso são computados como custo do respectivo imobilizado, assim como os ganhos e perdas de *hedge* de fluxo de caixa que se qualificam em relação aos imobilizados. O valor presente do custo esperado para desmobilização de um ativo após seu uso, quando aplicável, é incluído no custo do respectivo ativo.

Os custos dos ativos imobilizados são deduzidos das depreciações acumuladas e das provisões para redução ao valor recuperável do ativo (*impairment*), quando aplicável.

Os bens ou conjunto de bens que apresentavam valores contábeis substancialmente diferentes dos seus valores justos na data da adoção das novas práticas contábeis no Brasil, em 01.01.2009, passaram a ter o seu valor justo como custo atribuído ao ativo.

Os componentes de determinados ativos que são substituídos periodicamente ao longo da vida útil econômica do ativo são reconhecidos como ativos separados e depreciados pelo período previsto para a sua substituição. Os custos com pequenas manutenções periódicas e rotineiras são reconhecidos no resultado quando incorridos.

No consolidado, a Companhia reconheceu os valores justos dos intangíveis decorrentes dos direitos de concessão ou de autorização pelo uso do bem público, adquiridos em uma combinação de negócios, como um único ativo no grupo do ativo imobilizado. Esse procedimento foi adotado devido à impossibilidade desses intangíveis e bens do imobilizado serem vendidos ou transferidos separadamente e devido à similaridade entre os períodos de vigência dos referidos direitos e as vidas úteis dos ativos.

Depreciação

A depreciação dos ativos em plena operação é calculada pelo método linear com base nas taxas anuais estabelecidas pela Aneel, as quais são praticadas pelas empresas do setor elétrico brasileiro e representam a vida útil estimada dos bens, exceto pelos investimentos iniciais nos ativos de geração, cujas usinas possuem concessão do serviço público. Estes investimentos são depreciados com base nas vidas úteis definidas pela Aneel, limitadas ao prazo da concessão das usinas.

O valor residual e a vida útil dos ativos e os métodos de depreciação são revistos no encerramento de cada exercício, e ajustados de forma prospectiva, quando for o caso.

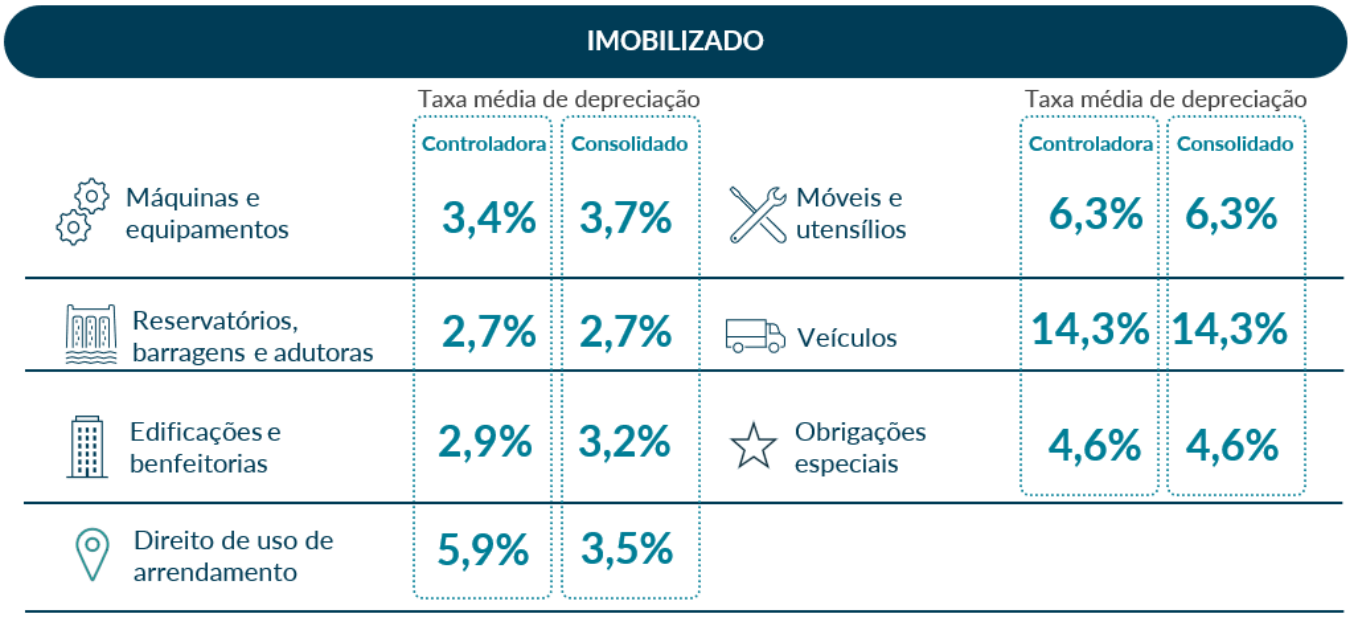
Avaliação do valor de recuperação do imobilizado – *Impairment*

A Companhia avalia, no mínimo anualmente, os bens do ativo imobilizado com a finalidade de identificar evidências que possam levar a perdas de valores não recuperáveis das respectivas unidades geradoras de caixa, ou ainda, quando eventos ou alterações significativas indicarem que os seus valores contábeis possam não ser recuperáveis. Se identificado que o valor contábil do ativo excede o seu valor recuperável, essa provisão para perda (*impairment*) é reconhecida no resultado do exercício.

O valor recuperável de um ativo é o maior valor entre o seu valor em uso e o seu valor justo de venda, líquido dos custos necessários para a realização da venda. O valor em uso corresponde aos fluxos de caixa descontados, antes dos impostos, gerados pela utilização do ativo durante a sua vida útil.

Direito de uso de arrendamentos

Os direitos de uso de arrendamentos, inicialmente, compreendem o passivo de arrendamento acrescido dos pagamentos antecipados. Esses ativos são depreciados com base na vigência dos contratos de arrendamento e avaliados no que se refere a perda por redução ao valor recuperável (*impairment*). Adicionalmente, são ajustados por qualquer nova remensuração dos passivos de arrendamento.



a) Composição

	Controladora					
	31.12.2023			31.12.2022		
	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido
Em serviço						
Máquinas e equipamentos	4.281.976	(2.840.715)	1.441.261	4.231.372	(2.778.303)	1.453.069
Reservatórios, barragens e adutoras	5.144.143	(3.804.607)	1.339.536	5.128.148	(3.683.489)	1.444.659
Edificações e benfeitorias	1.288.794	(961.195)	327.599	1.285.953	(930.116)	355.837
Direito de uso de arrendamentos	93.870	(27.139)	66.731	37.087	(20.512)	16.575
Móveis e utensílios	9.470	(5.738)	3.732	9.038	(5.352)	3.686
Veículos	1.369	(1.220)	149	1.402	(1.193)	209
Obrigações especiais	(43.122)	13.914	(29.208)	(43.122)	12.054	(31.068)
	10.776.500	**(7.626.700)**	**3.149.800**	**10.649.878**	**(7.406.911)**	**3.242.967**
Em curso						
Máquinas e equipamentos	75.675	-	75.675	83.150	-	83.150
Adiantamentos a fornecedores	20.378	-	20.378	48.694	-	48.694
Aquisições a ratear	17.340	-	17.340	21.674	-	21.674
Reservatórios, barragens e adutoras	259	-	259	1.211	-	1.211
Edificações e benfeitorias	6.061	-	6.061	1	-	1
	119.713	**-**	**119.713**	**154.730**	**-**	**154.730**
	10.896.213	**(7.626.700)**	**3.269.513**	**10.804.608**	**(7.406.911)**	**3.397.697**

	Consolidado					
	31.12.2023			31.12.2022		
	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido
Em serviço						
Máquinas e equipamentos	14.122.147	(5.252.489)	8.869.658	13.837.775	(4.845.163)	8.992.612
Reservatórios, barragens e adutoras	7.125.121	(4.721.927)	2.403.194	7.108.635	(4.546.177)	2.562.458
Edificações e benfeitorias	1.805.970	(1.171.064)	634.906	1.782.051	(1.120.308)	661.743
Direito de uso de arrendamentos	296.060	(49.908)	246.152	209.730	(38.247)	171.483
Móveis e utensílios	12.299	(6.603)	5.696	11.617	(6.099)	5.518
Veículos	5.423	(3.515)	1.908	4.050	(3.308)	742
Obrigações especiais	(43.247)	13.914	(29.333)	(43.247)	12.054	(31.193)
	23.323.773	**(11.191.592)**	**12.132.181**	**22.910.611**	**(10.547.248)**	**12.363.363**
Em curso						
Máquinas e equipamentos	779.345	-	779.345	330.287	-	330.287
Reservatórios, barragens e adutoras	2.436	-	2.436	2.120	-	2.120
Edificações e benfeitorias	207.176	-	207.176	95.373	-	95.373
Adiantamentos a fornecedores	2.396.549	-	2.396.549	1.089.817	-	1.089.817
Aquisições a ratear	1.045.710	-	1.045.710	315.999	-	315.999
	4.431.216	**-**	**4.431.216**	**1.833.596**	**-**	**1.833.596**
	27.754.989	**(11.191.592)**	**16.563.397**	**24.744.207**	**(10.547.248)**	**14.196.959**

b) Mutação do ativo imobilizado

	Controladora							
	Máquinas e equipamentos	Reservatórios, barragens e adutoras	Edificações e benfeitorias	Direito de uso de arrendamentos	Outros	Imobilizado em curso	Obrigações especiais	Total
Saldos em 31.12.2021	**1.554.797**	**1.562.117**	**390.206**	**20.797**	**4.168**	**106.815**	**(32.943)**	**3.605.957**
Ingressos	-	-	-	-	-	64.261	-	64.261
Remensuração	-	-	-	1.437	-	-	-	1.437
Transferências	14.880	673	(281)	-	1.074	(16.346)	-	-
Baixas	(1.296)	(21)	-	-	(846)	-	-	(2.163)
Depreciação	(115.312)	(118.110)	(34.088)	(5.659)	(501)	-	1.875	(271.795)
Saldos em 31.12.2022	**1.453.069**	**1.444.659**	**355.837**	**16.575**	**3.895**	**154.730**	**(31.068)**	**3.397.697**
Ingressos[1]	-	-	-	56.029	-	82.891	-	138.920
Remensuração	-	-	-	778	-	-	-	778
Transferências	107.322	9.106	1.109	-	371	(117.908)	-	-
Baixas	(3.358)	(78)	-	-	(8)	-	-	(3.444)
Depreciação	(115.772)	(114.151)	(29.347)	(6.651)	(377)	-	1.860	(264.438)
Saldos em 31.12.2023	**1.441.261**	**1.339.536**	**327.599**	**66.731**	**3.881**	**119.713**	**(29.208)**	**3.269.513**

(1) Os ingressos referem-se, principalmente: (i) R$ 56.029 referente ao aditivo do contrato de arrendamento do prédio da sede da ENGIE Brasil Energia; e (ii) R$ 46.100 referente a Modernização da UHE Salto Osório.

	Consolidado							
	Máquinas e equipamentos	Reservatórios, barragens e adutoras	Edificações e benfeitorias	Direito de uso de arrendamentos	Outros	Imobilizado em curso	Obrigações especiais	Total
Saldos em 31.12.2021	**9.930.002**	**2.926.073**	**979.514**	**145.158**	**7.680**	**568.586**	**(33.068)**	**14.523.945**
Ingressos	-	-	-	1.958	-	1.326.742	-	1.328.700
Ingresso - Provisão de desmobilização	-	-	-	-	-	25.881	-	25.881
Aquisição de subsidiárias	1.042.096	-	6	29.112	340	11.141	-	1.082.695
Remensuração	-	-	-	5.258	-	-	-	5.258
Alienação de subsidiária	(10.243)	(3.588)	-	-	(9)	-	-	(13.840)
Reversão de estimativas	-	-	-	-	-	(3.000)	-	(3.000)
Juros, V.M. e deprec. capitalizados	-	-	-	-	-	104.262	-	104.262
Impairment	(169.633)	-	(5.344)	-	-	-	-	(174.977)
Transferências	169.171	5.825	4.564	-	1.648	(181.208)	-	-
Transferências para ANCMV	(1.402.596)	(184.929)	(258.590)	(42)	(982)	(18.808)	-	(1.865.947)
Baixas	(24.579)	(21)	-	-	(862)	-	-	(25.462)
Depreciação	(541.606)	(180.902)	(58.407)	(9.961)	(1.555)	-	1.875	(790.556)
Saldos em 31.12.2022	**8.992.612**	**2.562.458**	**661.743**	**171.483**	**6.260**	**1.833.596**	**(31.193)**	**14.196.959**
Ingressos[1]	-	-	-	56.996	-	2.798.176	-	2.855.172
Reversão de provisão para desmobilização	-	-	-	-	-	(52.745)	-	(52.745)
Remensuração	-	-	-	30.480	-	-	-	30.480
Alienação de subsidiária[5]	(38.397)	-	-	(19)	-	(16.665)	-	(55.081)
Reversão de estimativas	-	-	-	-	-	(560)	-	(560)
Juros, V.M. e deprec. capitalizados[2]	-	-	-	-	-	364.940	-	364.940
Impairment[3]	(45.061)	-	-	-	-	-	-	(45.061)
Reversão de *Impairment*[4]	38.397	-	-	-	-	-	-	38.397
Transferências	461.892	9.611	21.326	-	2.697	(495.526)	-	-
Baixas	(62.871)	(133)	-	(709)	(39)	-	-	(63.752)
Depreciação[6]	(476.914)	(168.742)	(48.163)	(12.079)	(1.314)	-	1.860	(705.352)
Saldos em 31.12.2023	**8.869.658**	**2.403.194**	**634.906**	**246.152**	**7.604**	**4.431.216**	**(29.333)**	**16.563.397**

(1) Os ingressos referem-se, principalmente: (i) R$ 1.160.000 à construção do Conjunto Eólico Santo Agostinho; (ii) R$ 1.120.000 à construção da Maracanã; (iii) R$ 434.000 à construção do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol; (iv) R$ 56.029 referente ao aditivo do contrato de arrendamento do prédio da sede da ENGIE Brasil Energia; e (v) R$ 46.100 referente à modernização da UHE Salto Osório.
(2) Deste montante, (i) R$ 107.576 referem-se à capitalização das perdas realizadas do *hedge* de fluxo de caixa de obrigações, mais informações vide Nota 13 – Gerenciamento de riscos e instrumentos financeiros, item a.2) e (ii) R$ 393 referem-se a juros, variação monetária e depreciação capitalizados referente ao direito de uso de arrendamentos e arrendamentos a pagar.
(3) *Impairment* registrado após sinistro ocorrido no Conjunto Fotovoltaico Paracatu. Em abril de 2023, fortes ventos na região do Conjunto sinistraram parte dos *trackers* e módulos fotovoltaicos. A Companhia possui contratos com seguradoras com cobertura de danos materiais e lucro cessantes, vide subitem "g) Redução ao valor recuperável (*impairment*)" nessa Nota para maiores detalhes;
(4) Reversão de *Impairment* referente a subsidiária Pampa Sul, alocado para fins de demonstrações financeiras consolidadas, no imobilizado.
(5) Alienação de máquinas e equipamentos da subsidiária alienada Pampa Sul, para maiores informações sobre a alienação, vide Nota 9 – Investimentos.
(6) Deste montante, R$ 138 referem-se à depreciação capitalizada, líquida de PIS e Cofins, relacionados ao direito de uso de arrendamentos.

b.1) Composição do imobilizado em serviço, por tipo de usinas geradoras e sistemas de transmissão

IMOBILIZADO EM SERVIÇO

	Taxa média de depreciação			Taxa média de depreciação	
	Controladora	Consolidado		Controladora	Consolidado
Eólicas	Não possui	3,7%	Biomassa	Não possui	5,5%
Hidroelétricas	2,9%	2,6%	Transmissão	Não possui	13,6%
Solar	Não possui	4,0%	Outros	12,4%	4,1%
PCH	Não possui	4,1%			

	Controladora			
	31.12.2023			31.12.2022
	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Hidrelétricas	10.582.744	(7.529.189)	3.053.555	3.207.233
Outros	193.756	(97.511)	96.245	35.734
	10.776.500	**(7.626.700)**	**3.149.800**	**3.242.967**

	Consolidado			
	31.12.2023			31.12.2022
	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Eólicas	6.820.620	(1.193.951)	5.626.669	5.734.664
Hidrelétricas	13.278.764	(8.795.110)	4.483.654	4.949.271
Solar	1.358.992	(254.187)	1.104.805	1.267.717
PCH	349.913	(217.734)	132.179	145.388
Biomassa	348.940	(237.672)	111.268	135.355
Transmissão[1]	3.269	(207)	3.062	352
Outros	1.163.275	(492.731)	670.544	130.616
	23.323.773	**(11.191.592)**	**12.132.181**	**12.363.363**

(1) Apenas os bens administrativos relacionados ao segmento de transmissão são registrados como imobilizado. Mais informações vide Nota 7 – Ativo de contrato.

c) Depreciação

As taxas de depreciação estabelecidas pela Aneel, refletem a vida útil estimada dos bens, para os principais grupos de ativos que compõem os parques geradores da Companhia, são estas:

	Correlação com quadro "a"	Depreciação (% a.a.)	Vida útil média (anos)
Casas de força	Edificações e benfeitorias	2,0	50
Reservatórios e barragens	Reservatórios, barragens e adutoras	2,0	50
Turbinas hidráulicas	Máquinas e equipamentos	2,5	40
Edificações e benfeitorias	Edificações e benfeitorias	3,3	30
Geradores	Máquinas e equipamentos	3,3	30
Módulos Solares	Máquinas e equipamentos	4,0	25
Turbinas eólicas (aerogeradores)	Máquinas e equipamentos	5,0	20
Equipamentos gerais	Máquinas e equipamentos/Móveis e utensílios/Veículos	6,3	16

Os montantes dos itens totalmente depreciados, os quais integram o valor do custo e da depreciação, em 31.12.2023 e 31.12.2022, são estes:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
Máquinas e equipamentos	979.037	911.916	1.019.793	942.545
Reservatórios, barragens e adutoras	721.965	721.965	723.435	721.965
Edificações e benfeitorias	254.294	254.812	254.773	254.953
Veículos	982	975	2.552	2.044
Móveis e utensílios	2.265	2.222	2.437	2.327
	1.958.543	**1.891.890**	**2.002.990**	**1.923.834**

c.1) Depreciação dos ativos que integram o Projeto Original das Usinas Hidrelétricas concessionárias

A Administração da Companhia, com base exclusivamente na interpretação da Lei nº 8.987/95 e do Decreto nº 2.003/96, considera que não há total garantia quanto à indenização pelo Poder Concedente do valor residual dos bens que integram o Projeto Original dos empreendimentos hidrelétricos ao final de seus prazos de concessão.

Dessa forma, esses ativos são depreciados com base nas taxas determinadas pela Aneel, limitadas ao prazo da concessão, embora, a legislação e os contratos prevejam a possibilidade da sua renovação.

d) Ajuste a valor justo do ativo imobilizado

Em atendimento às orientações previstas nos pronunciamentos contábeis, em 01.01.2009, data da adoção das IFRS e das normas estabelecidas pelo CPC, a Companhia adotou o valor justo como custo atribuído do ativo imobilizado de suas usinas cujos valores contábeis se apresentavam substancialmente diferentes dos seus valores justos.

O ajuste a valor justo do imobilizado, líquido do imposto de renda e da contribuição social diferidos, teve como contrapartida a conta "Ajustes de avaliação patrimonial", no patrimônio líquido. A depreciação e as baixas do referido ajuste nos ativos não resultam em efeitos na base de apuração do imposto de renda e da contribuição social nem na base de distribuição de dividendos.

d.1) Mutação do ajuste a valor justo

	Consolidado
	Ajuste a valor justo
Saldo em 31.12.2021	**504.973**
Baixa de ativo por substituição	(2.410)
Depreciação	(61.621)
Saldo em 31.12.2022	**440.942**
Baixa de ativo por substituição	(170)
Depreciação	(59.724)
Saldo em 31.12.2023	**381.048**

e) Registro das concessões onerosas e das autorizações contratadas ou adquiridas em uma combinação de negócios

A Companhia, para fins de elaboração das informações consolidadas, considerou como referência para o registro das concessões onerosas e das autorizações concedidas pela União Federal para o uso do bem público para a geração de energia, contratadas ou adquiridas em uma combinação de negócios, o Guia de Aplicação IFRS 3 – Combinação de negócios que permite o reconhecimento do valor justo da concessão e do ativo imobilizado como único ativo nas demonstrações financeiras, quando esses ativos não puderem ser vendidos ou transferidos separadamente.

A Companhia reconheceu a concessão onerosa e as autorizações contratadas ou adquiridas em uma combinação de negócios como um único ativo, no grupo do ativo imobilizado, distribuído pelas naturezas dos ativos proporcionalmente ao seu custo de aquisição.

O saldo das concessões de uso do bem público para a geração de energia, no ativo imobilizado, em 31.12.2023 é de R$ 418.062 (R$ 447.030 em 31.12.2022), na controladora, e de R$ 488.997 (R$ 521.658 em 31.12.2022), no consolidado.

f) Apropriação dos encargos financeiros

Os encargos financeiros vinculados aos instrumentos de dívida e às concessões a pagar, bem como os encargos financeiros e depreciação vinculados aos contratos de arrendamentos são reconhecidos no ativo imobilizado em curso durante o período de construção das usinas e, quando da conclusão da construção, transferidos para o imobilizado em serviço. A taxa de capitalização utilizada na determinação do montante dos custos de instrumentos de dívida elegíveis à capitalização foi entre 9,1% e 11,4%.

g) Redução ao valor recuperável de ativos (*impairment*)

A Companhia avalia, no mínimo anualmente, a necessidade de provisão para redução do saldo contábil a seu valor de realização. Seguem os reconhecimentos de *impairment* em 2023 e 2022:

	Consolidado	
	2023	2022
Constituição de *impairment* de ativos imobilizados	**(103.663)**	**(227.718)**
Paracatu	(103.663)	-
Pampa Sul	-	(206.862)
Lages	-	(20.856)
Reversão de *impairment* de ativos imobilizados	**96.999**	**52.741**
Paracatu	58.602	-
Pampa Sul	38.397	43.278
EGSD	-	9.463
***Impairment* de ativos imobilizados, líquido**	**(6.664)**	**(174.977)**
Reversão de *impairment* de outros	**1.205.158**	**108.899**
Pampa	1.205.158	-
EGSD	-	108.899
***Impairment* total**	**1.198.494**	**(66.078)**

Constituição de *impairment*: R$ 103.663 em decorrência de fortes ventos na região dos quatro parques do Conjunto Fotovoltaico Paracatu, parte dos *trackers* e módulos fotovoltaicos foram sinistrados. Maiores detalhes, vide Nota 27 – Seguros.

Reversão de *impairment*: As reversões de *impairment* derivam-se de: (i) *Impairment* registrado em decorrência do sinistro ocorrido nos parques do Conjunto Fotovoltaico Paracatu, considerando que os trabalhos para reestabelecer a operação dos parques ainda estão em vigor, com expectativa de finalização no exercício de 2024. Logo, foi revertido parte do montante inicialmente apurado, em virtude da baixa efetiva do imobilizado, totalizando R$ 58.602 de reversão; e (ii) R$ 1.243.555 referente à venda da subsidiária Pampa Sul, sendo R$ 1.205.158 referente ao seu investimento e R$ 38.397 referente a alienação de imobilizado. Para maiores informações vide Nota 9 – Investimentos, item "f".

h) Provisão de desmobilização

A Companhia mantém reconhecido, em contrapartida do seu imobilizado, a provisão dos custos decorrentes da desmobilização de seus parques eólicos e solares, com base no valor presente dos fluxos de caixa esperados para o cumprimento da obrigação de retirada dos ativos relacionados a esses parques e de restauração do local ao final dos prazos de autorização.

			Consolidado			
			31.12.2023			31.12.2022
	Taxa de desconto (a.a.)	Prazo de amortização	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Conjunto Eólico Trairí	3,59%	2041 e 2045	61.114	(4.553)	56.561	53.716
Conjunto Eólico Umburanas	3,59%	2049 e 2050	44.680	(5.978)	38.702	68.802
Conjunto Eólico Campo Largo	3,59%	2050 e 2052	35.265	(3.218)	32.047	54.408
Conjunto Eólico Campo Largo II	3,59%	2054	26.116	(923)	25.193	32.843
Conjunto Fotovoltaico Paracatu	6,05%	2051	11.796	(364)	11.432	10.366
Conjunto Fotovoltaico Floresta	6,05%	2051	8.973	(246)	8.727	6.552
Unidade de Cogeração Lages	5,80%	2032	2.877	908	3.785	8.421
Conjunto Eólico Santo Agostinho	5,77%	2056	3.369	(3)	3.366	-
Assú V	3,61%	2051	3.022	(193)	2.829	3.170
			197.212	**(14.570)**	**182.642**	**238.278**

A taxa real de desconto utilizada para o cálculo do valor presente foi determinada nas taxas de títulos públicos com vencimento similar ao do término das autorizações.

NOTA 11. INTANGÍVEL

Prática contábil:

São registrados ao custo de aquisição ou pelo valor justo dos intangíveis adquiridos em uma combinação de negócio.

A Companhia reconheceu em 2020 e 2021 o intangível oriundo do direito de extensão de concessão, em decorrência da adesão à repactuação do risco hidrológico de forma a compensar a Companhia pelos custos incorridos no passado, conforme previsto nas Leis nº 14.052/2020 e nº 14.182/2021, ao valor justo, o qual é, usualmente, equivalente ao valor definido e disponibilizado pela Aneel. Este direito foi reconhecido quando o direito se tornou virtualmente certo, em contrapartida da rubrica "Repactuação do risco hidrológico". Adicionalmente, em 2023 a Companhia reconheceu intangível referente ao deslocamento dos dias de extensão do GSF (*Generation Scaling Factor*) por impactos não hídricos, conforme a Lei nº 13.360/2016.

Ativos intangíveis com vida definida são amortizados pelo método linear, com base nos contratos comerciais ou de concessão e de autorização. Os intangíveis com vida útil indefinida não são amortizados, mas são testados anualmente para avaliação de perda por redução ao valor recuperável *(impairment)*.

Avaliação do valor de recuperação do intangível – *Impairment*

A Companhia avalia, no mínimo anualmente, os bens do ativo intangível com a finalidade de identificar evidências que possam levar a perdas de valores não recuperáveis das respectivas unidades geradoras de caixa ou de intangíveis, ou ainda, quando eventos ou alterações significativas indicarem que os seus valores contábeis possam não ser recuperáveis. Se identificado que o valor contábil do ativo excede o seu valor recuperável, essa provisão para perda *(impairment)* é reconhecida no resultado do exercício.

O valor recuperável de um ativo é o maior valor entre o seu valor em uso e o seu valor justo de venda, líquido dos custos necessários para a realização da venda. O valor em uso corresponde aos fluxos de caixa descontados, antes dos impostos, gerados pela utilização do ativo durante a sua vida útil.



a) Composição

	Controladora					
	31.12.2023			31.12.2022		
	Custo	Amortização acumulada	Valor líquido	Custo	Amortização acumulada	Valor líquido
Direito de extensão de concessão[1]	2.397.705	(358.440)	2.039.265	2.397.705	(232.118)	2.165.587
Direito de uso de ativos	244.802	(122.256)	122.546	191.992	(91.729)	100.263
	2.642.507	**(480.696)**	**2.161.811**	**2.589.697**	**(323.847)**	**2.265.850**

(1) Os direitos de extensão de concessão provenientes de consórcios serão amortizados no período de extensão de forma a refletir o padrão de consumo dos benefícios econômicos futuros.

	Consolidado					
	31.12.2023			31.12.2022		
	Custo	Amortização acumulada	Valor líquido	Custo	Amortização acumulada	Valor líquido
Direito de extensão de concessão[1]	2.666.677	(366.327)	2.300.350	2.552.169	(233.186)	2.318.983
Bonificação pela outorga - Usinas cotistas						
Jaguara	620.327	(127.210)	493.117	620.327	(106.581)	513.746
Miranda	411.223	(84.329)	326.894	411.223	(70.654)	340.569
	1.031.550	**(211.539)**	**820.011**	**1.031.550**	**(177.235)**	**854.315**
Direitos de projetos - em operação						
Eólicos em operação	110.793	(19.057)	91.736	110.793	(15.432)	95.361
Solar em operação	29.538	(3.881)	25.657	29.538	(4.556)	24.982
Sistema de transmissão Novo Estado	236.021	(7.848)	228.173	-	-	-
	376.352	**(30.786)**	**345.566**	**140.331**	**(19.988)**	**120.343**
Direitos de projetos - em desenvolvimento						
Eólicos em construção / desenvolvimento	355.518	-	355518	355.518	-	355518
Solar em construção / desenvolvimento	46.110	-	46.110	46.110	-	46.110
Sistema de transmissão Novo Estado	-	-	-	236.021	-	236.021
	401.628	**-**	**401.628**	**637.649**	**-**	**637.649**
	777.980	**(30.786)**	**747.194**	**777.980**	**(19.988)**	**757.992**
Direito de uso de ativos	379.499	(155.271)	224.228	318.190	(118.942)	199.248
Direito de compra de energia	64.561	(64.561)	-	64.561	(60.155)	4.406
	4.920.267	**(828.484)**	**4.091.783**	**4.744.450**	**(609.506)**	**4.134.944**

(1) Os direitos de extensão de concessão provenientes de consórcios serão amortizados no período de extensão de forma a refletir o padrão de consumo dos benefícios econômicos futuros.

a.1) Direito de extensão de concessão – repactuação do risco hidrológico

Em 08.09.2020 entrou em vigor a Lei nº 14.052, que alterou em partes a Lei nº 13.203, de 2015, e estabeleceu novas condições para a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica.

Em 01.12.2020, foi editada a Resolução Normativa Aneel nº 895, a qual estabeleceu a metodologia para o cálculo da compensação e os procedimentos para a repactuação do risco hidrológico, e no dia 15.12.2020, após a reunião do Conselho de Administração, foi aprovada a adesão da Companhia à referida repactuação do risco hidrológico.

Em 02.03.2021, a CCEE publicou a revisão nos cálculos de compensação, resultando em acréscimo de dias de extensão para algumas usinas da Companhia. As Resoluções Homologatórias n° 2.919/2021 e n° 2.932/2021, homologaram o prazo de extensão da outorga das mesmas.

No exercício de 2021, a Companhia concluiu o processo de formalização para adesão ao acordo nas condições apresentadas pelas Resolução Homologatórias supracitadas, inclusive para as Usinas nas quais participa por meio de consórcio, para as quais obteve concordância de todas as consorciadas ao fim de 2021.

No exercício de 2022, não houve movimentações relevantes dos saldos de repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica, exceto pela amortização do exercício, que está sendo realizada linearmente até o prazo final da extensão.

No exercício de 2023, a Companhia reconheceu o montante de R$ 114.508 referente a prorrogação da concessão do Consórcio Estreito Energia ("CESTE") relativa aos impactos não hídricos, conforme abordado no item "b.1) extensão do prazo de concessão", apresentado abaixo nessa mesma nota explicativa.

Os valores de custo das extensões dos prazos de concessão e montantes por usina são apresentados abaixo:

Usinas	Intangível	Amortização Acumulada	Saldos em 31.12.2023	Extensão de concessão (anos)
Salto Santiago	550.401	(162.361)	388.040	2,1
Salto Osório	429.433	(124.707)	304.726	2,5
Cana Brava	151.970	(24.004)	127.966	2,4
Passo Fundo	96.472	(28.015)	68.457	2,5
São Salvador	76.571	(9.200)	67.371	3,1
Ponte de Pedra	69.853	(10.153)	59.700	2,4
Consórcio				
Itá	540.861	-	540.861	2,2
Machadinho	482.144	-	482.144	3,2
Controladora	**2.397.705**	**(358.440)**	**2.039.265**	
Estreito	252.354	(6.209)	246.145	9,1
Jaguara	10.329	(1.042)	9.287	0,5
Miranda	6.289	(636)	5.653	0,5
Consolidado	**2.666.677**	**(366.327)**	**2.300.350**	

a.2) Bonificação pela outorga

A diferença entre o valor pago de bonificação pela outorga e o montante registrado como ativo financeiro de concessão, conforme mencionado na Nota 6 – Ativo financeiro de concessão, representa o direito de uso da infraestrutura das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda para geração e venda de energia no ACL. Esse montante foi reconhecido no intangível e está sendo amortizado linearmente pelo prazo de concessão das Usinas.

a.3) Direitos de projetos

Os direitos dos projetos mencionados no demonstrativo acima decorrem do valor justo dos projetos básicos ambientais, da certificação de geração de energia, das medições de ventos, das licenças ambientais prévias, dos estudos de incidência de radiação solar e dos contratos de arrendamentos adquiridos juntamente com as empresas, na data de aquisição. A amortização desses direitos é iniciada após a entrada em operação comercial dos parques e reconhecida de forma linear nos prazos das autorizações de uso dos ativos.

a.4) Sistema de Transmissão Novo Estado e Direito de concessão – Novo Estado

No exercício de 2019, foi aprovado a aquisição da totalidade das ações da Sterlite Novo Estado Energia S.A., atualmente denominada Novo Estado, pela NEP, controlada indireta da Companhia.

A Companhia apurou um direito de concessão oriundo do reconhecimento do passivo fiscal diferido de R$ 80.247, sendo apresentado na linha de "Direito de uso de ativos". Após a entrada em operação da Novo Estado, em fevereiro de 2023, os efeitos da mais valia foram reclassificados da linha de "Direitos de projetos – em desenvolvimento – Sistema de transmissão Novo Estado" para a linha de "Direitos de projetos – em operação – Sistema de transmissão Novo Estado"" na tabela de composição apresentada nesta Nota.

b) Mutação do ativo intangível

	Controladora		
	Direito de extensão de concessão	Direito de uso de ativos	Total
Saldos em 31.12.2021	**2.298.246**	**108.930**	**2.407.176**
Ingresso	-	18.882	18.882
Baixa	(6.336)	-	(6.336)
Amortização	(126.323)	(27.549)	(153.872)
Saldos em 31.12.2022	**2.165.587**	**100.263**	**2.265.850**
Ingressos[1]	-	52.880	52.880
Amortização	(126.322)	(30.597)	(156.919)
Saldos em 31.12.2023	**2.039.265**	**122.546**	**2.161.811**

(1) Ingresso de R$ 52.880 referente a aquisições e desenvolvimento de *softwares*.

	Consolidado					
	Direito de extensão de concessão	Bonificação pela outorga	Direito de projetos	Direito de uso de ativos	Direito de compra de energia	Total
Saldos em 31.12.2021	**2.452.251**	**888.619**	**478.535**	**208.329**	**10.422**	**4.038.156**
Ingressos	-	-	276.882	19.935	-	296.817
Baixas	(6.336)	-	-	(511)	-	(6.847)
Aquisição de subsidiárias	-	-	23.302	4.697	-	27.999
Reversão de parcela adicional contratual	-	-	(16.266)	-	-	(16.266)
Transferência para ANCMV	-	-	-	(4.956)	-	(4.956)
Amortização	(126.932)	(34.304)	(4.461)	(28.246)	(6.016)	(199.959)
Saldos em 31.12.2022	**2.318.983**	**854.315**	**757.992**	**199.248**	**4.406**	**4.134.944**
Ingressos[1]	114.508	-	-	61.376	-	175.884
Amortização	(133.141)	(34.304)	(10.798)	(36.396)	(4.406)	(219.045)
Saldos em 31.12.2023	**2.300.350**	**820.011**	**747.194**	**224.228**	**-**	**4.091.783**

(1) Os ingressos referem-se, principalmente: (i) R$ 114.508 de extensão de prazo de concessão, vide mais detalhes, no subitem b.1 abaixo; e (ii) R$ 52.880 a aquisições e desenvolvimento de *softwares*.

b.1) Extensão de prazo de concessão

A Lei nº 13.360/2016 determina que a Aneel adicione um prazo à concessão original na mesma quantidade de dias em que houver atrasos no início da operação da usina, com origem a fatos alheios à responsabilidade do agente reconhecidos pelo órgão regulador. Com base nesta Lei, a Nota Técnica nº 877/2022–SCG/SFG/Aneel foi aprovada pela Diretoria Colegiada da Aneel em 31.01.2023, determinando que os dias de extensão de prazo de concessão por impactos não hídricos desloquem os dias de extensão do GSF (*Generation Scaling Factor*). Em 27.04.2023, a Aneel emitiu o Ofício nº 281/2023-SRG-SCG/Aneel, o qual solicitou a apuração dos cálculos de extensão da concessão pela CCEE, fazendo com que estes precisem ser recalculados no tempo, aumentando o prazo de concessão da UHE Estreito em 852 dias. Tal cálculo foi realizado pela CCEE, no documento CT-CCEE06666/2023, publicado em 10.05.2023, gerando 620 dias adicionais em relação à extensão calculada anteriormente.

A Companhia adotou a mesma prática contábil utilizada para o tratamento dado a repactuação do risco hidrológico, concluído em 31.01.2021. Esse ativo foi mensurado ao valor justo considerando os preços de energia dos PPAs (*Power Purchase Agreement*), em vigor neste período adicional. Diante disto, a Companhia reconheceu um ativo intangível, correspondente ao direito de extensão da concessão no montante de R$ 114.508. O efeito no resultado desta transação foi um ganho de R$ 114.508, tendo como contrapartida um efeito positivo deste montante no resultado.

c) Redução ao valor recuperável de ativos (*impairment*)

A Companhia avalia, no mínimo anualmente, a necessidade de provisão para redução do saldo contábil a seu valor de realização.

Em 31.12.2023 e 31.12.2022, não foram identificadas evidências de ativos intangíveis com custos registrados em montante superior aos seus valores de recuperação.

NOTA 12. FORNECEDORES

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
Fornecedores de imobilizado e intangível[1]	13.499	14.867	458.208	156.636
Fornecedores de materiais e serviços	52.285	37.060	146.272	106.767
Energia elétrica comprada para revenda	44.109	48.165	82.159	129.650
Encargos de uso da rede elétrica	42.884	41.570	71.025	63.470
Operações de *trading*	-	-	39.341	53.296
Arrendamentos a pagar	8.928	8.529	29.902	23.990
Transações no mercado de curto prazo	-	-	1.958	1.203
Combustíveis fósseis e biomassa	-	-	-	386
Passivo circulante	**161.705**	**150.191**	**828.865**	**535.398**
Arrendamentos a pagar	51.686	815	209.918	131.708
Fornecedores de imobilizado e intangível	6.650	7.471	10.502	15.221
Fornecedores de materiais e serviços	-	-	7.557	6.880
Passivo não circulante[2]	**58.336**	**8.286**	**227.977**	**153.809**
	220.041	**158.477**	**1.056.842**	**689.207**

(1) A variação de R$ 301.572 em Fornecedores de Imobilizado e Intangível no consolidado refere-se, substancialmente: (i) R$ 171.544 ao andamento do Projeto Assú Sol; (ii) R$ 142.233 ao avanço no Projeto Serra do Assuruá, e; (iii) à redução do saldo referente a Novo Estado, devido a finalização das obras em 2023.
(2) Os valores referentes aos fornecedores a pagar no longo prazo estão apresentados como parte da rubrica "Outros passivos não circulantes".

O prazo médio de pagamento da Companhia é de, aproximadamente, 30 dias e sobre os saldos não há incidência de juros, exceto por estimativas de desembolsos futuros de imobilizado, apresentadas nas rubricas de "Fornecedores de imobilizado e intangível", cuja expectativa de pagamento reflete na segregação entre circulante e não circulante.

a) Operações de arrendamento

Prática contábil

Os arrendamentos a pagar são inicialmente mensurados ao valor presente dos fluxos de pagamentos futuros, descontado pela taxa incremental de financiamento, uma vez que a taxa de juros implícita no arrendamento não é facilmente determinável. O fluxo de pagamentos futuros compreende pagamentos variáveis que dependam de índice ou taxa.

Posteriormente, o passivo de arrendamento é mensurado pelo custo amortizado utilizando-se o método de taxa de juros efetiva, e remensurado (com correspondente ajuste no direto de uso relacionado) quando há modificação, mudança no prazo do arrendamento, alteração nos pagamentos futuros motivada, por exemplo, por atualizações monetárias, ou alteração na avaliação de uma opção de compra do ativo subjacente.

Os pagamentos variáveis de arrendamento que não dependem de um índice ou taxa são reconhecidos como despesas no período em que ocorrem. Adicionalmente, a Companhia aplica a isenção de reconhecimento de arrendamentos de curto prazo, ou seja, arrendamentos de ativos cujo prazo de arrendamento seja igual ou inferior a 12 meses a partir da data de início, e de ativos de baixo valor individual, os quais são reconhecidos como despesa ao longo do prazo do arrendamento.

A Companhia avalia, na data de início de cada contrato, se esse contrato é ou contém um arrendamento e aplica uma abordagem única de reconhecimento e mensuração, exceto para arrendamentos de curto prazo e de ativos de baixo valor individual.

a.1) Mutação

	Controladora	Consolidado
Saldos em 31.12.2021	**12.401**	**126.384**
Ingresso	-	1.958
Remensuração	1.437	5.258
Juros[1]	2.071	13.909
Juros capitalizados	-	280
Aquisição de subsidiárias	-	30.494
Amortizações	(6.565)	(22.529)
Transferência para passivos relacionados a ANCMV	-	(56)
Saldos em 31.12.2022	**9.344**	**155.698**
Ingresso	56.029	56.996
Alienação de Subsidiária	-	(19)
Remensuração	778	30.480
Juros[1]	2.259	20.620
Juros capitalizados	-	255
Amortizações	(7.796)	(24.210)
Saldos em 31.12.2023	**60.614**	**239.820**
Passivo circulante	**8.928**	**29.902**
Passivo não circulante	**51.686**	**209.918**

(1) Valores brutos de PIS e Cofins.

Os arrendamentos a pagar foram mensurados ao valor presente dos fluxos de pagamentos futuros. As taxas de desconto médias utilizadas para cálculo do valor presente foram de 9,0% e 10,2% para o prédio da sede administrativa e para os terrenos onde estão ou serão construídos os parques eólicos e solares, respectivamente, e representam a taxa incremental de financiamento.

a.2) PIS e Cofins a recuperar

Os contratos de aluguel da Sede – ENGIE e de arrendamentos dos terrenos de Assú V são passíveis de recuperação de PIS e Cofins no ano de 2023 e, portanto, possuem direito potencial de PIS e Cofins a recuperar embutido na contraprestação de arrendamentos, conforme os períodos previstos para pagamento nos quais é previsto o regime de tributação pelo lucro real para estas empresas.

O reconhecimento do PIS e Cofins a recuperar foi registrado em contrapartida às rubricas de despesa de depreciação do direito de uso de arrendamentos e de despesa de juros do passivo de arrendamento, no resultado do exercício. O quadro abaixo tem como finalidade a conciliação dos valores reconhecidos nestes itens:

	Controladora				Consolidado			
	31.12.2023		31.12.2022		31.12.2023		31.12.2022	
	Juros	Depreciação	Juros	Depreciação	Juros	Depreciação	Juros	Depreciação
Valores brutos	2.259	6.651	2.071	5.658	20.875	12.079	14.189	9.517
PIS e Cofins creditados	-	-	(132)	(512)	-	-	(340)	(567)
Valores capitalizados	-	-	-	-	(255)	(138)	(280)	(148)
Valores líquidos no resultado	**2.259**	**6.651**	**1.939**	**5.146**	**20.620**	**11.941**	**13.569**	**8.802**

a.3) Vencimentos dos arrendamentos a pagar apresentados no passivo não circulante

	Controladora			Consolidado		
	Valores não descontados	Juros embutidos	Saldo passivo arrendamento	Valores não descontados	Juros embutidos	Saldo passivo arrendamento
2025	7.641	(1.008)	6.633	28.327	(4.991)	23.336
2026	7.217	(1.566)	5.651	27.517	(6.012)	21.505
2027	7.217	(2.090)	5.127	27.517	(8.056)	19.461
2028	7.217	(2.571)	4.646	27.517	(9.914)	17.603
2029	7.217	(3.012)	4.205	27.517	(11.604)	15.913
2030 a 2034	36.088	(20.504)	15.584	134.023	(76.302)	57.721
2035 a 2039	36.091	(27.171)	8.920	130.829	(97.877)	32.952
2040 em diante	5.413	(4.493)	920	325.814	(304.387)	21.427
Arrendamentos a pagar	**114.101**	**(62.415)**	**51.686**	**729.061**	**(519.143)**	**209.918**

a.4) Pagamentos de arrendamentos de aluguéis variáveis, ativos de baixo valor individual e de curto prazo

No exercício de 2023, a Companhia reconheceu o montante de R$ 1.438 (R$ 603 em 2022) e R$ 10.480 (R$ 11.087 em 2022), na controladora e no consolidado, respectivamente, referente a custos e despesas relacionadas ao pagamento de aluguéis variáveis e de curto prazo e ativos de baixo valor individual, conforme isenção aplicada pela Companhia.

a.5) Análise do impacto da inflação nos contratos de arrendamento

A Companhia, na mensuração e na remensuração de seu passivo de arrendamento e do direito de uso de arrendamentos, procedeu ao uso da técnica de fluxo de caixa descontado sem considerar inflação projetada nos fluxos a serem descontados, haja vista vedação imposta pela norma contábil.

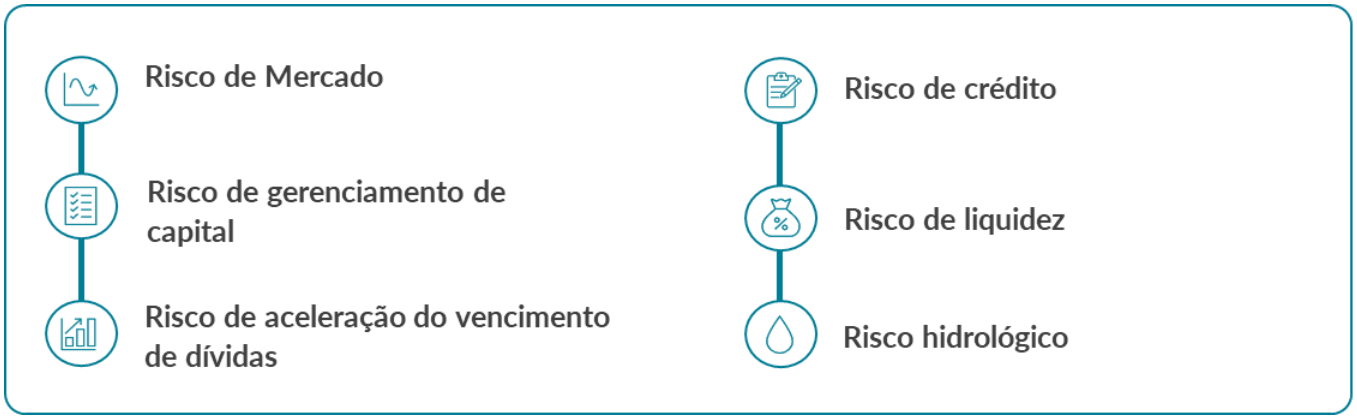
Desta maneira, para atender orientações das áreas técnicas da CVM são apresentados os saldos comparativos do passivo de arrendamento, do direito de uso de arrendamentos, da despesa financeira e da despesa de depreciação do exercício de 2023.

	Controladora	Consolidado
Passivo *leasing* saldo final		
Conforme apresentado IFRS 16	60.614	239.820
Com efeito da inflação	61.922	247.816
	2,16%	**3,33%**
Direito de uso de arrendamentos, líquido saldo final		
Conforme apresentado IFRS 16	66.731	246.152
Com efeito da inflação	69.483	264.094
	4,12%	**7,29%**
Despesa financeira		
Conforme apresentado IFRS 16	2.259	20.875
Com efeito da inflação	2.346	21.683
	3,85%	**3,87%**
Despesa de depreciação		
Conforme apresentado IFRS 16	6.627	12.109
Com efeito da inflação	6.704	12.250
	1,16%	**1,16%**

NOTA 13. GERENCIAMENTO DE RISCOS E INSTRUMENTOS FINANCEIROS

A Companhia, para conduzir com mais eficiência o processo de avaliação e monitoramento de riscos dos seus negócios, mantém o Fórum de Gerenciamento de Riscos, a quem cabe: (i) analisar e propor contribuições à minuta da Matriz de Riscos e Oportunidades; (ii) contribuir com a identificação de outros riscos e oportunidades empresariais; e (iii) aprovar proposta de Matriz de Riscos e Oportunidades a ser encaminhada para aprovação da Diretoria Executiva.

Os negócios da Companhia, as condições financeiras e os resultados das operações podem ser afetados de forma adversa por qualquer um destes fatores de risco:



a) Risco de mercado

O objetivo da utilização de instrumentos financeiros pela Companhia e suas controladas é o de proteger seus ativos e passivos, minimizando a exposição a riscos de mercado, principalmente no que diz respeito às oscilações de taxas de juros, de índices de preços e de moedas e preços de energia nas operações que acarretam exposição à Companhia.

Esses riscos são monitorados pelo Fórum Financeiro, que periodicamente avalia a exposição da Companhia e propõe estratégias operacionais, sistema de controle e limites de posição e de crédito com os demais parceiros do mercado. A Companhia não pratica operações financeiras de caráter especulativo com derivativos ou relacionado a quaisquer outros instrumentos de risco, exceto pelas operações de *trading* de energia, as quais estão descritas no item “a.4” abaixo.

Os principais riscos de mercado aos quais a Companhia está exposta são estes:

a.1) Risco relacionado às dívidas e concessões com taxa de juros e índices flutuantes

Esse risco está relacionado com a possibilidade de a Companhia vir a sofrer perdas por conta de flutuação de taxas de juros e de índices financeiros aplicados aos seus passivos, resultando em efeitos em suas despesas financeiras. A Companhia e suas controladas estão expostas à taxa de juros e a índices flutuantes relacionados às variações da TJLP, taxa DI, IGP-M e IPCA.

Quanto ao risco de aceleração inflacionária, a totalidade dos contratos de venda de energia em vigor possui cláusula de reajuste inflacionário, com a aplicação de IGP-M ou de IPCA, o que representa um *hedge* natural de longo prazo para as dívidas e as obrigações indexadas a índices de inflação e/ou atreladas à variação inflacionária, caso das dívidas vinculadas ao CDI.

No que diz respeito ao risco de taxas de juros flutuantes, parte da dívida contratada está vinculada à TJLP, a qual tende a ter sua flutuação acompanhando as flutuações das taxas de juros e efeitos inflacionários. Dessa forma, as dívidas contratadas vinculadas à TJLP tendem a estar protegidas pelos contratos de energia mencionados anteriormente. Ressalta-se que, nos contratos assinados até 31.12.2018, o montante correspondente à parcela da TJLP que excede 6% a.a. é incorporado ao principal da dívida, fator que mitiga o impacto imediato no fluxo de caixa da Companhia, em caso de aceleração da TJLP. A partir de 01.01.2019, a Companhia não celebrou qualquer contrato indexado à TJLP.

a.2) Risco relacionado aos passivos denominados em moeda estrangeira

O risco cambial está associado à possibilidade de variação nas taxas de câmbio, o que afeta o resultado financeiro e os saldos indexados à moeda estrangeira. A política de proteção de risco cambial da Companhia busca atingir um baixo nível de exposição cambial em seus passivos e compromissos designados em moeda estrangeira, os quais são permanentemente monitorados por seu Fórum Financeiro. Em 31.12.2023, a Companhia não mantinha compromisso financeiro em moeda estrangeira cuja variação cambial não estivesse protegida por *hedge*.

Os instrumentos financeiros derivativos de operações de *hedge* são estes:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*				
Ativo não circulante				
Hedge de valor justo – empréstimos e debêntures	12.921	-	12.921	-
Hedge de fluxo de caixa – obrigações	-	-	-	31.981
	12.921	**-**	**12.921**	**31.981**
Posições ativas	**12.921**	**-**	**12.921**	**31.981**
Passivo circulante				
Hedge de valor justo – empréstimos e debêntures	(110.456)	(73.369)	(110.456)	(94.625)
Hedge de fluxo de caixa – obrigações	-	-	(476.569)	(31.288)
	(110.456)	**(73.369)**	**(587.025)**	**(125.913)**
Passivo não circulante				
Hedge de valor justo – empréstimos e debêntures	(130.027)	(114.725)	(130.027)	(114.725)
Hedge de fluxo de caixa – obrigações	-	-	(6.386)	(43.815)
	(130.027)	**(114.725)**	**(136.413)**	**(158.540)**
Posições passivas	**(240.483)**	**(188.094)**	**(723.438)**	**(284.453)**
Posições líquidas	**(227.562)**	**(188.094)**	**(710.517)**	**(252.472)**
Hedge de valor justo – empréstimos e debêntures	(227.562)	(188.094)	(227.562)	(209.350)
	(227.562)	**(188.094)**	**(227.562)**	**(209.350)**
***Hedge* de fluxo de caixa – obrigações[1]**	**-**	**-**	**(482.955)**	**(43.122)**
Posições líquidas	**(227.562)**	**(188.094)**	**(710.517)**	**(252.472)**

(1) Durante o ano de 2023, a Companhia reconheceu o montante de R$ 107.576 relativos a perdas realizadas no exercício, as quais foram capitalizadas no ativo imobilizado. Mais informações vide Nota 10 – Imobilizado, item b).

Prática contábil:

Instrumentos financeiros derivativos são identificados quando: (i) seus valores são influenciados por flutuação das taxas ou preços; (ii) não há um investimento inicial; e (iii) serão liquidados em uma data futura.

Os instrumentos financeiros derivativos mantidos pela Companhia correspondem a operações de proteção de exposições aos riscos de variação de moeda estrangeira e de taxa de juros de dívidas e de compromissos futuros, os quais são reconhecidos de acordo com as normas estabelecidas para a contabilidade de *hedge*, conforme abaixo mencionado. Ademais, a Companhia mantém operações de *trading* de energia, realizadas com o objetivo de auferir resultados decorrentes das variações de preços de mercado.

Os instrumentos financeiros derivativos são reconhecidos como ativo e/ou passivo no balanço patrimonial e mensurados inicialmente e subsequentemente a valor justo. Os ganhos ou as perdas resultantes das variações no seu valor justo são reconhecidos no resultado, exceto quando o derivativo é qualificado e designado para a contabilidade de *hedge* (*hedge accounting*).

Contabilidade de *hedge*

No início da operação de *hedge* é elaborada uma documentação formal com a descrição dos objetivos e estratégias da gestão do risco coberto, e da relação entre a transação objeto do *hedge* e o instrumento de *hedge* utilizado para a proteção esperada.

As operações de *hedge* da Companhia que se qualificam para a contabilidade de *hedge* são estas:

***Hedge* de valor justo (HVJ)**

As operações de *hedge* para a proteção das variações cambiais e de taxas de juros flutuantes dos empréstimos e debêntures da Companhia resultam de posições passivas vinculadas à variação do IPCA ou do CDI, ou seja, componentes não fixos, sendo, dessa forma, designados como "*Hedge* de valor justo". Nessas transações, os ganhos ou as perdas resultantes das variações das mensurações ao valor justo dos empréstimos e debêntures e das operações de *hedge* são reconhecidos no resultado financeiro.

***Hedge* de fluxo de caixa (HFC)**

A Companhia designou como *hedge* de fluxo de caixa: (i) *hedge* para proteção de exposição à moeda estrangeira de compromissos financeiros de aquisição de ativos e de empréstimos; e (ii) *hedge* para proteção da exposição agregada de empréstimos no exterior e *hedge* de valor justo, trocando a posição passiva por componentes fixos (taxa fixa). Nestas operações, para a parcela altamente eficaz do *hedge*, os ganhos e as perdas decorrentes das variações do valor justo do instrumento são reconhecidos no patrimônio líquido, na rubrica "Outros resultados abrangentes", e transferidos para o resultado ou ativo quando o objeto de *hedge* protegido for efetivamente realizado. A parcela não efetiva do *hedge*, quando ocorre, é registrada no resultado financeiro, juntamente com os juros e variações cambiais da operação, e capitalizada no ativo imobilizado, quando aplicáveis.

(i) Operações de *hedge* sobre empréstimos e debêntures

Composição dos *hedges* sobre empréstimos e debêntures

Em 31.12.2023, os valores dos empréstimos, das debêntures e dos derivativos avaliados ao custo amortizado e ao valor justo são estes:

Instrumento financeiro	Valor de referência	Vencimento principal	Pagamento juros	Juros[1]	Custo amortizado	Ajuste valor justo	Saldo contábil
Controladora e Consolidado:							
BNP Paribas III	US$ 125.000	03.2024	Semestrais	2,54% a.a.	609.133	(6.402)	602.731
Swap (HVJ)	R$632.490	03.2024	Semestrais	CDI + 1,70% a.a.	(653.154)	599	(652.555)
MUFG V	US$ 94.518	10.2025	Semestrais	1,8914% a.a. até 10.2021 e 2,0057% a.a. até 10.2025	459.808	(34.459)	425.349
Swap (HVJ)	R$500.000	10.2025	Semestrais	CDI + 1,32% a.a.	(514.744)	3.265	(511.479)
Scotiabank IV	US$ 102.465	07.2026	Semestrais	2,002% a.a.	500.477	(44.412)	456.065
Swap (HVJ)	R$530.000	07.2026	Semestrais	CDI + 1,35% a.a.	(561.315)	721	(560.594)
Debêntures 11 ª Emissão – Série 3 [2]	R$318.253	11.2028	11.2028	10,90% a.a.	320.087	12.349	332.436
Swap (HVJ)	R$318.253	11.2028	11.2028	CDI + 0,378% a.a.	(320.296)	781	(319.515)
Posição em 31.12.2023					**(160.004)**	**(67.558)**	**(227.562)**

(1) As taxas de juros incluem o imposto de renda de 15% sobre a remessa ao exterior.
(2) O saldo do instrumento financeiro de *hedge* não considera os custos de captação nesta operação, montantes de R$ 6.361.

Atualmente, a Companhia tem contratados instrumentos derivativos junto a bancos de primeira linha, convertendo a exposição à variação cambial da moeda estrangeira para dívidas indexadas ao CDI com vencimentos anuais até 2028. Esses instrumentos foram designados como *hedge* de valor justo.

Em função das características dos instrumentos financeiros, a Companhia aplicou as regras de contabilidade de *hedge* de valor justo e de fluxo de caixa para o seu registro contábil, conforme aplicável, com base nas políticas contábeis.

Mutação líquida das operações de *hedge* sobre empréstimos e debêntures

	Controladora	Consolidado
	Total	Total
Ativo em 31.12.2021, líquido	**111.371**	**57.993**
Juros e variações monetárias	(369.107)	(371.544)
Variações cambiais	(313.555)	(313.555)
Ajuste a valor justo por meio do resultado	(112.461)	(108.314)
Ajuste a valor justo por meio de ORA	(23.039)	(23.039)
Amortização de principal	314.386	359.755
Amortização de juros	204.311	189.354
Passivo em 31.12.2022	**(188.094)**	**(209.350)**
Juros e variações monetárias	(218.229)	(218.571)
Variações cambiais	(152.580)	(152.580)
Ajuste a valor justo por meio do resultado	66.911	65.265
Amortização de principal	27.270	54.096
Amortização de juros	237.160	233.578
Passivo em 31.12.2023	**(227.562)**	**(227.562)**

Segue abaixo a mutação do ajuste a valor justo apresentado nos quadros acima:

	Controladora	Consolidado
Saldos em 31.12.2021	**1.031**	**(1.469)**
Ajuste a valor justo reconhecido no resultado	(112.461)	(108.314)
Ajuste a valor justo reconhecido em ORA	(23.039)	(23.039)
Saldos em 31.12.2022	**(134.469)**	**(132.822)**
Ajuste a valor justo reconhecido no resultado	66.911	65.265
Saldos em 31.12.2023	**(67.558)**	**(67.557)**

Perdas não realizadas em operações de *hedge* de fluxo de caixa

As perdas não realizadas em operações de *hedge* de fluxo de caixa originados no exercício que estão apresentadas na "Demonstração dos resultados abrangentes" são as seguintes:

	Controladora	Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
Hedge de fluxo de caixa – empréstimos	(23.039)	-	(23.039)
Hedge de fluxo de caixa – obrigações	-	(332.257)	(101.851)
Perdas não realizadas em operações de HFC	**(23.039)**	**(332.257)**	**(124.890)**

(ii) Operações de *hedge* de fluxo de caixa sobre obrigações

A Companhia mantém contratado em 31.12.2023 NDFs, com o objetivo de proteger a totalidade dos pagamentos futuros em moeda estrangeira decorrentes dos compromissos estabelecidos nos contratos de construção do Conjunto Eólico Serra do Assuruá. Os NDFs foram contratados em 21.09.2022 e o valor nocional, em 31.12.2023, era de US$ 145.827 mil, € 81.425 mil, Rupias Indianas (INR) 992.493 mil e Reimembi de Hong Kong (CN¥) 650.511 mil os quais estão firmados com o HSBC, BNP Paribas, Itaú, XP Investimentos e Bank of America e têm seus vencimentos entre fevereiro e novembro de 2024.

Adicionalmente, a Companhia mantém contratado em 31.12.2023 NDFs, com o objetivo de proteger a totalidade dos pagamentos futuros em moeda estrangeira decorrentes dos compromissos estabelecidos nos contratos de construção do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol. Os NDFs foram contratados em 21.11.2022 e o valor nocional, em 31.12.2023, era de US$ 205.718 mil os quais estão firmados com o Bradesco, HSBC e Itaú e têm seus vencimentos entre janeiro de 2024 e novembro de 2025.

Em 31.12.2023, as perdas não realizadas dos referidos NDF totalizavam uma posição passiva, líquida de R$ 482.955 (R$ 43.122 em 31.12.2022). A contrapartida está reconhecida diretamente no patrimônio líquido, na rubrica "Outros resultados abrangentes". As empresas dos Conjuntos Eólicos Santo Agostinho e Fotovoltaico Assú Sol possuem regime tributário no lucro presumido. Já as empresas do Conjunto Eólica Serra do Assuruá estão no regime de lucro real e no futuro serão enquadradas no regime tributário de lucro presumido. Dessa forma, a Companhia não constituiu impostos fiscais diferidos sobre os efeitos desta operação.

a.3) Análise de sensibilidade para a exposição a riscos de taxas de juros e/ou índices flutuantes e de variação de cotação de moeda estrangeira

A Companhia apresenta uma análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros expostos a riscos da variação de taxas de juros e/ou de índices flutuantes. O cenário-base provável para 31.12.2024 foi definido por meio destas premissas disponíveis no mercado (Fonte: Relatório Focus do Banco Central do Brasil):

	Variação 12 meses	Cenário Provável	Sensibilidade		
Risco de variação das taxas de juros e índices	31.12.2023	31.12.2024	Provável	Δ + 25% (1)	Administração
TJLP	6,6%	6,5%	-0,1 p.p.	1,6 p.p.	0,1 p.p.
CDI	11,7%	8,9%	-2,8 p.p.	2,2 p.p.	-0,2 p.p.
IPCA	4,6%	3,9%	-0,7 p.p.	1,0 p.p.	0,1 p.p.
IGP-M	-3,2%	4,0%	7,2 p.p.	1,0 p.p.	-7,3 p.p.

(1) Variações sobre o cenário provável de 2024.

A sensibilidade provável foi calculada com base nas variações entre os índices dos últimos 12 meses, observados em 31.12.2023, e os previstos no cenário provável dos próximos 12 meses, a findar em 31.12.2024 e demonstram os eventuais impactos adicionais de 12 meses. As variações que poderão impactar o resultado consolidado, e, consequentemente, o patrimônio líquido nos próximos 12 meses, em comparação aos últimos 12 meses, caso tais cenários se materializem no resultado consolidado da Companhia. As demais sensibilidades apresentadas foram apuradas com base (i) na variação de 25%; e (ii) das estimativas da Administração sobre o cenário projetado, as quais correspondem a avaliação da Administração de alteração razoavelmente possível nas taxas de juros e/ou índices flutuantes para os próximos, são estas:

	Saldos em	Sensibilidade		
	31.12.2023	Provável	Δ + 25%	Administração
Risco de aumento (passivo)				
Empréstimos e financiamentos				
IPCA	9.856.714	62.441	(84.405)	(8.252)
Dólar – com *swap* para o CDI	1.484.145	28.250	(24.124)	2.568
TJLP	1.079.364	272	(12.437)	(831)
Debêntures				
IPCA	6.358.039	43.495	(58.796)	(5.757)
CDI	1.001.910	25.435	(21.720)	2.312
PRE – com *swap* para o CDI	326.075	8.606	(7.342)	777
Ações Preferenciais Resgatáveis				
CDI	570.988	13.290	(11.349)	1.208
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)				
IPCA	3.912.349	26.426	(26.631)	(3.758)
IGP-M	1.507.553	(98.552)	(13.684)	100.798
Risco de redução (ativo)				
Ativo financeiro de concessão				
IPCA	3.333.541	(22.879)	(55.167)	19.611

a.4) Risco relacionado ao preço de energia nas operações de *trading*

A Companhia atua no mercado de *trading*, com o objetivo de auferir resultados com as variações de preço de energia, dentro dos limites de risco de mercado e de contrapartes pré-estabelecidos pela Administração, porém, em montantes não representativos se comparados com os resultados totais.

a.4.1) Posição patrimonial e ganhos (perdas) não realizados em operações de *trading* de energia

As operações de *trading* são transacionadas em mercado ativo e reconhecidas pelo valor justo por meio do resultado, com base na diferença entre o preço contratado e o preço das marcações de mercado do contrato.

A marcação de mercado é baseada, prioritariamente, nos preços das negociações dos produtos *forwards* (ou futuros) de energia do mercado ativo de balcão, em não havendo liquidez representativa nesse mercado, utilizamos técnicas que, consideram em nossos cálculos, os preços estabelecidos para os produtos *forward* (ou futuros), projetados por entidades especializadas. A taxa de desconto utilizada para fins de cálculo do valor justo, em 31.12.2023 e 31.12.2022, foi de 7,1%.

Os saldos patrimoniais, referentes às transações de *trading* em aberto estão abaixo apresentados:

	Consolidado					
	31.12.2023			31.12.2022		
	Ativo	Passivo	Ganho Líquido	Ativo	Passivo	Ganho Líquido
Classificação no balanço patrimonial						
Circulante	74.532	(64.008)	10.524	209.928	(189.932)	19.996
Não circulante	30.110	(23.004)	7.106	45.638	(31.527)	14.111
	104.642	**(87.012)**	**17.630**	**255.566**	**(221.459)**	**34.107**

A mutação dos saldos referente às transações de *trading* em aberto é a seguinte:

	Consolidado
Saldo em 31.12.2021	**36.408**
Ganho não realizado reconhecido no exercício	1.074
Perda não realizada reconhecido no exercício	(3.375)
Saldo em 31.12.2022	**34.107**
Perda não realizada reconhecido no exercício	(16.477)
Saldo em 31.12.2023	**17.630**

a.4.2) Análise de sensibilidade sobre as operações de *trading*

O principal fator de risco que impacta a precificação das operações de *trading* é a exposição aos preços de mercado da energia.

No processo de tomada de decisão relacionada às atividades de *trading*, a Administração da Companhia utiliza análises de sensibilidade considerando percentis da volatilidade histórica do preço de energia para o produto.

Os percentis são medidas que dividem a amostra, por ordem crescente dos dados, em 100 partes, cada uma com uma percentagem de dados aproximadamente igual, considerando, neste caso, a volatilidade histórica do preço de cada produto de energia. Portanto, o 25° percentil (P25) e o 75° percentil (P75) determinam os 25% e 75% menores preços observados, respectivamente.

A seguir são apresentadas as análises de sensibilidade considerando essa metodologia:

	Consolidado		
	31.12.2023	Cenário P25	Cenário P75
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	17.630	16.789	16.728

A variação da taxa de desconto não impacta de forma importante o valor justo apurado, visto a curta *duration* da carteira de *trading* em aberto, motivo pelo qual não foi apresentada análise de sensibilidade.

b) Risco de gerenciamento de capital

A Companhia administra o seu capital de modo a maximizar o retorno dos investidores por meio da otimização do saldo das dívidas e do patrimônio, buscando uma estrutura de capital e mantendo índices de endividamento e cobertura de dívida que proporcionem o retorno de capital aos seus investidores.

A estrutura de capital da Companhia é formada pelo endividamento líquido (empréstimos e debêntures – líquidos dos efeitos do *hedge*, financiamentos, ações preferenciais resgatáveis, deduzidos do caixa, do equivalente de caixa e dos depósitos em garantia vinculados às dívidas) e pelo patrimônio líquido, que inclui o capital social e as reservas de lucros. A relação da dívida líquida pelo patrimônio líquido foi esta:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
Instrumentos de dívida	8.841.890	6.257.545	20.677.244	17.941.125
Efeitos de *hedge*	227.562	188.094	227.562	209.350
(-) Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(11.992)	(10.741)	(314.471)	(229.098)
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(3.250.488)	(321.005)	(5.255.767)	(2.235.887)
Dívida líquida	**5.806.972**	**6.113.893**	**15.334.568**	**15.685.490**
Patrimônio líquido	**8.862.771**	**8.436.522**	**9.816.210**	**8.440.172**
Endividamento total/Patrimônio líquido	**0,7**	**0,7**	**1,6**	**1,9**

A ENGIE Brasil Energia e suas controladas detêm dívidas que estipulam limites máximos de endividamento da Companhia, calculados com base no Ebitda. O compromisso contratual (*covenant*) mais restritivo atualmente é o proveniente do contrato de financiamento da controlada Ferrari, cujo valor em 31.12.2023 é de R$ 41.139, que limita em 3,5 a razão entre o endividamento líquido e o Ebitda. Além disso, com relação ao endividamento bruto, a maior restrição estipulada nos contratos de dívida é 4,5 vezes o Ebitda.

c) Risco de aceleração do vencimento de dívidas

A Companhia possui contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures com cláusulas restritivas (*covenants*), normalmente aplicáveis às operações dessa natureza, relacionadas ao atingimento de indicadores de desempenho financeiro. Caso a Companhia não atenda a alguma destas cláusulas, as dívidas poderão ter seus respectivos vencimentos adiantados. Mais informações vide Nota 14 – Instrumentos de dívida.

d) Risco de crédito

As transações relevantes para os negócios da Companhia em que há exposição ao risco de crédito são as vendas de energia, as aplicações financeiras e as operações de *hedge*. O histórico de perdas na Companhia em decorrência de dificuldade apresentada por bancos e clientes em honrar os seus compromissos é praticamente nulo. A Companhia é avalista em contratos de financiamentos de suas controladas com o objetivo de assegurar o cumprimento dos compromissos assumidos.

d.1) Riscos relacionados à venda de energia

Nos contratos de longo prazo firmados com distribuidoras a Companhia minimiza o seu risco de crédito por meio da utilização de um mecanismo de constituição de garantias previstos nos próprios contratos, que envolvem os recebíveis de seus clientes, cuja gestão é realizada por uma instituição financeira previamente definida.

Como forma de minimizar o risco de crédito nos contratos de venda de energia elétrica no ACL para consumidores livres, comercializadoras e geradoras, a Companhia exige em garantia padrão nas modalidades de fiança bancária e seguro-garantia. Para aquelas contrapartes que queiram apresentar outra modalidade de garantia, a Companhia, por meio de sua área de crédito, realiza uma análise e estabelece, de acordo com sua Política de Crédito, as garantias que deverão ser exigidas dessas contrapartes.

Os créditos de todos os clientes são revisados anualmente e a sua exposição aos diversos setores da economia é avaliada periodicamente, de modo a manter a diversificação de sua carteira e a diminuir a exposição ao risco específico setorial.

d.2) Riscos relacionados às aplicações financeiras

As aplicações financeiras da Companhia e de suas controladas obedecem à alocação de, no mínimo, 90% dos recursos em Títulos Públicos Federais – na modalidade de compra final e/ou operações compromissadas – e, no máximo, 10% dos recursos em Títulos Privados – aquisições de CDB de bancos elegíveis e ainda operações compromissadas com lastro em debêntures emitidas por empresas de *leasing* controladas por bancos elegíveis.

A Companhia utiliza a classificação das agências Fitch Ratings (Fitch), Moody's ou Standard & Poor's (S&P) para identificar os bancos elegíveis de recebimento dos recursos. Eles devem atender a estes parâmetros: (i) patrimônio líquido de no mínimo R$ 1 bilhão; e (ii) *rating* no mínimo equivalente a AA- (S&P e Fitch) ou Aa3 (Moody's), em escala nacional.

Os recursos disponíveis da Companhia são alocados em um Fundo de Investimento Exclusivo de Renda Fixa, o qual tem como política a alocação de seu patrimônio em ativos de baixíssimo risco. Em 31.12.2023, esse fundo possuía 100% de sua carteira em ativos com risco de crédito do Governo Brasileiro, todos com liquidez diária e pós-fixados, atrelados à variação da Selic.

De acordo com o planejamento financeiro da Companhia, os recursos desse fundo serão utilizados no curto prazo, reduzindo substancialmente o risco de quaisquer efeitos significativos nos seus rendimentos, em decorrência de eventual redução da taxa básica de juros da economia brasileira.

d.3) Riscos relacionados às operações de *hedge*

A Política de Investimentos e Derivativos impõe fortes restrições à realização de operações com derivativos e determina o monitoramento contínuo das exposições no caso de contratação de operação desse tipo.

Conforme anteriormente mencionado, as principais operações de *hedge* contratadas pela Companhia foram os *swaps* e NDF para proteção contra a variação cambial e do CDI dos pagamentos do principal e dos juros dos empréstimos contratados em dólar norte-americano e de obrigações com fornecedores, conforme descrito no item a.2 - Risco relacionado aos passivos denominados em moeda estrangeira.

e) Risco de liquidez

A gestão do risco de liquidez da Companhia é de responsabilidade do Fórum Financeiro, que gerencia as necessidades de captação e gestão de liquidez de curto, médio e longo prazo, por meio do monitoramento permanente dos fluxos de caixa previstos e realizados.

A Companhia, para assegurar a capacidade dos pagamentos de suas obrigações, utiliza uma política de caixa mínimo, revisada anualmente com base nas projeções de caixa e monitorada mensalmente nas reuniões do Fórum Financeiro. A gestão de aplicações financeiras tem foco em instrumentos de curtíssimo prazo, prioritariamente com vencimentos diários, de modo a promover máxima liquidez e fazer frente aos desembolsos.

O caráter gerador de caixa da Companhia e a pouca volatilidade nos recebimentos e nas obrigações de pagamentos ao longo dos meses do ano, garantem à Companhia estabilidade nos seus fluxos, reduzindo seu risco de liquidez.

No demonstrativo a seguir apresenta-se o perfil previsto de liquidação dos principais passivos financeiros da Companhia registrados em 31.12.2023. Os valores foram determinados com base nos fluxos de caixa não descontados previstos, considerando a estimativa de amortização de principal e pagamento de juros futuros, quando aplicável. Para as dívidas com juros pós-fixados o valor foi obtido com base na curva de juros do encerramento do exercício.

	Controladora					
	Até 1 ano	De 2 a 3 anos	De 4 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total	Contábil
Fornecedores	161.705	21.508	14.434	84.809	282.456	220.041
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	665.433	1.602.360	1.602.360	4.482.734	8.352.887	5.356.590
Taxas de juros pós-fixadas:						
Empréstimos e financiamentos[1]	1.056.347	1.031.628	184.697	1.058.639	3.331.311	2.206.352
Debêntures	1.018.250	2.671.812	2.655.801	2.600.531	8.946.394	6.635.529
Taxas de juros pré-fixadas:						
Empréstimos e financiamentos	9	-	-	-	9	9
	2.901.744	**5.327.308**	**4.457.292**	**8.226.713**	**20.913.057**	**14.418.521**

	Consolidado					
	Até 1 ano	De 2 a 3 anos	De 4 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total	Contábil
Fornecedores	828.865	73.903	55.034	618.183	1.575.985	1.056.842
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	673.657	1.618.079	1.618.760	4.557.896	8.468.392	5.419.902
Taxas de juros pós-fixadas:						
Empréstimos e financiamentos[1]	2.169.826	3.180.074	2.239.367	11.475.067	19.064.334	12.420.223
Debêntures[1]	1.513.349	3.544.891	3.059.662	3.657.020	11.774.922	7.686.024
Ações preferenciais resgatáveis	150.661	137.979	159.915	648.117	1.096.672	570.988
Taxas de juros pré-fixadas:						
Empréstimos e financiamentos	9	-	-	-	9	9
	5.336.367	**8.554.926**	**7.132.738**	**20.956.283**	**41.980.314**	**27.153.988**

(1) Líquidos dos efeitos do *hedge*.

O ativo financeiro de concessão das UHEs Jaguara e Miranda não possui risco de liquidez, uma vez que está relacionado à parcela de energia destinada ao ACR, no Sistema de Cota de Garantia Física, cujo pagamento é garantido pelo Poder Concedente.

f) Risco hidrológico

O suprimento de energia do SIN acontece, na sua maior parte, por usinas hidrelétricas. Como o SIN opera em sistema de despacho otimizado e centralizado pelo ONS, cada usina hidrelétrica, incluindo as da Companhia, está sujeita às variações pelas condições hidrológicas verificadas, tanto pelas condições na região geográfica em que a usina opera como pelas condições em usinas de outras cascatas, que venham a influenciar no volume de água disponível para geração.

A ocorrência de condições hidrológicas desfavoráveis, em conjunto com a obrigação de entrega da garantia física, poderá resultar em uma exposição da Companhia ao mercado de energia de curto prazo, o que poderá afetar os seus resultados financeiros futuros. Entretanto, quase a totalidade da capacidade de geração hidrelétrica da Companhia está inserida no MRE, que funciona como um "condomínio", em que o risco hidrológico é compartilhado entre todas as usinas participantes do Mecanismo.

Com o objetivo de se proteger ainda mais do risco hidrológico, em dezembro de 2015, a Companhia aderiu ao acordo de repactuação do risco hidrológico relativo às usinas cuja energia estava comercializada no ACR.

Em 31.12.2023, a garantia física das usinas hidrelétricas detidas pela Companhia totalizava 3.231,8 MW médios. No acordo retro mencionado foram repactuados 1.344,5 MW médios, dos quais 1.243,7 MW médios, aproximadamente 92,5%, estão protegidos do risco hidrológico. A parcela das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda destinada ao atendimento de Cotas de Garantia Física – 512,3 MW médios – é garantida pelas regras contratuais estabelecidas pelo Poder Concedente e também está blindada desse risco, vide Nota 6 – Ativo financeiro de concessão.

Com relação aos impactos causados no MRE por razões não hidrológicas do passado, os geradores terão direito à extensão do prazo de concessão das outorgas de geração de forma a compensar as perdas percebidas, nos termos das Leis n° 14.052/2020 e n° 14.182/2021. Mais detalhes estão apresentados na Nota 11 – Intangível.

A fim de reduzir a exposição às oscilações do mercado de curto prazo, a ENGIE Brasil Energia mantém grande parte de seu portfólio de energia contratado no longo prazo. No mercado livre, a Companhia vende gradativamente a energia disponível, buscando valores atrativos e também a minimização do risco de exposição aos preços de curto prazo (*spot* ou PLD). Adicionalmente, em razão da constante ocorrência de déficit de geração hidrelétrica nos últimos anos, optou-se por deixar parte do volume da capacidade comercial descontratada no mercado de curto prazo e, sempre que necessário ou oportuno, adquirir energia de terceiros para repor os recursos próprios.

g) Categoria dos instrumentos financeiros

		Controladora		Consolidado	
	Hierarquia	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
Ativos financeiros					
Valor justo por meio do resultado					
Aplicações financeiras	Nível 1	3.242.810	310.227	5.132.273	2.146.145
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge* de valor justo	Nível 2	12.921	-	12.921	-
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	Nível 2	-	-	104.642	255.566
Custo amortizado					
Caixa e depósitos bancários à vista	N.A.	7.678	10.778	123.494	89.742
Contas a receber de clientes	N.A.	521.847	548.027	1.138.953	1.149.267
Depósitos vinculados	N.A.	38.206	41.618	358.198	270.497
Ativo financeiro de concessão	N.A.	-	-	3.333.541	3.220.277
Valor justo por meio dos outros resultados abrangentes					
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge* de fluxo de caixa	Nível 2	-	-	-	31.981
		3.823.462	**910.650**	**10.204.022**	**7.163.475**
Passivos financeiros					
Valor justo por meio do resultado					
Empréstimos em moeda estrangeira	Nível 2	1.484.145	2.074.266	1.484.145	2.074.266
Debêntures	Nível 2	326.075	-	326.075	85.852
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge* de valor justo	Nível 2	240.483	188.094	240.483	209.350
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	Nível 2	-	-	87.012	221.459
Custo amortizado					
Fornecedores	N.A.	220.041	158.477	1.056.842	689.207
Empréstimos em moeda nacional	N.A.	722.216	222	10.936.087	9.836.248
Ações preferenciais resgatáveis	N.A.	-	-	570.988	584.066
Debêntures	N.A.	6.309.454	4.183.057	7.359.949	5.360.693
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	N.A.	5.356.590	5.193.447	5.419.902	5.255.952
Obrigações vinculadas à aquisição de ativos[1]	N.A.	-	-	133.932	109.050
Ressarcimento às distribuidoras[1]	N.A.	-	-	278.977	199.604
Valor justo por meio dos outros resultados abrangentes					
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge* de fluxo de caixa	Nível 2	-	-	482.955	75.103
		14.659.004	**11.797.563**	**28.377.347**	**24.700.850**

(1) Apresentado como parte das rubricas "Outros passivos circulantes" e "Outros passivos não circulantes".

Mensuração do valor justo

A Companhia mensura alguns instrumentos financeiros e ativos não financeiros ao valor justo, ou seja, ao preço que seria recebido pela venda de um ativo ou pago pela transferência de um passivo em uma transação não forçada entre participantes do mercado na data de mensuração.

Para o cálculo do valor justo são utilizadas técnicas de avaliação apropriadas às circunstâncias e para as quais haja dados suficientes disponíveis, de forma a minimizar o uso de dados não observáveis.

Os ativos e passivos cujos valores justos são mensurados e divulgados nas demonstrações financeiras são categorizados dentro da hierarquia de valor justo descrita a seguir:

- Nível 1: preços cotados (não ajustados) em mercados ativos ou passivos idênticos aos que a Companhia possa ter acesso na data de mensuração;

- Nível 2: técnicas de avaliação para as quais a mensuração do valor justo seja obtida direta ou indiretamente, por meio de outras informações, diferentes dos preços cotados (nível 1); e

- Nível 3: técnicas de avaliação para as quais as informações utilizadas na mensuração do valor justo não estão disponíveis no mercado (não observáveis).

h) Valor de mercado dos instrumentos financeiros

Nas operações envolvendo instrumentos financeiros somente foram identificadas diferenças significativas entre os valores apresentados no balanço patrimonial e os respectivos valores de mercado nos instrumentos financeiros abaixo apresentados. Essas diferenças ocorrem principalmente em virtude desses instrumentos apresentarem prazos de liquidação longos e custos diferenciados em relação às taxas de juros praticadas atualmente para contratos similares.

Na determinação dos valores de mercado foram utilizados os fluxos de caixa futuros, descontados a taxas julgadas adequadas para operações semelhantes.

	Controladora			
	31.12.2023		31.12.2022	
	Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional	722.216	742.563	222	223
Empréstimos em moeda estrangeira	1.484.145	1.484.142	2.074.266	2.074.264
Debêntures	6.635.529	6.584.808	4.183.057	3.927.180
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	5.356.590	5.222.158	5.193.447	4.760.066
	14.198.480	**14.033.671**	**11.450.992**	**10.761.733**

	Consolidado			
	31.12.2023		31.12.2022	
	Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Ativo				
Ativo financeiro de concessão	3.333.541	3.395.730	3.220.277	3.188.126
	3.333.541	**3.395.730**	**3.220.277**	**3.188.126**
Passivos				
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional	10.936.087	11.070.005	9.836.248	9.925.470
Empréstimos em moeda estrangeira	1.484.145	1.484.142	2.074.266	2.074.264
Ações preferenciais resgatáveis	570.988	589.831	584.066	604.648
Debêntures	7.686.024	7.657.968	5.446.545	5.177.200
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	5.419.902	5.285.049	5.255.952	4.818.325
	26.097.146	**26.086.995**	**23.197.077**	**22.599.907**

NOTA 14. INSTRUMENTOS DE DÍVIDA

Prática contábil:

Os empréstimos, financiamentos e debêntures são reconhecidos inicialmente pelo valor justo, líquido dos custos incorridos nas captações e, posteriormente, são mensurados pelo custo amortizado utilizando-se o método de taxa de juros efetiva, exceto pelos empréstimos e debêntures aos quais a Companhia aplicou as regras de contabilidade de *hedge* de valor justo, que são mensurados posteriormente ao valor justo por meio do resultado.

As ações preferenciais resgatáveis são classificadas como passivos financeiros de acordo com a natureza e as características dessas ações, que determinam o pagamento de dividendos prioritários e cumulativos e resgate programado ou mandatório das ações a critério de seus titulares. São reconhecidas inicialmente pelo valor justo, líquido dos custos incorridos nas emissões e, posteriormente, são mensuradas pelo custo amortizado utilizando-se o método de taxa de juros efetiva.

Os instrumentos de dívida são compostos pelo saldo de empréstimos e financiamentos, debêntures e ações preferenciais resgatáveis.

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2023	**31.12.2022**	**31.12.2023**	**31.12.2022**
Empréstimos e financiamentos	2.206.361	2.074.488	12.420.232	11.910.514
Debêntures	6.635.529	4.183.057	7.686.024	5.446.545
Ações preferenciais resgatáveis	-	-	570.988	584.066
	8.841.890	**6.257.545**	**20.677.244**	**17.941.125**
Passivo circulante	1.567.635	830.271	2.549.863	1.652.968
Passivo não circulante	7.274.255	5.427.274	18.127.381	16.288.157
	8.841.890	**6.257.545**	**20.677.244**	**17.941.125**

a) Composição

	Controladora					
	31.12.2023			31.12.2022		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Moeda nacional						
Mensurados ao custo amortizado						
Empréstimos e financiamentos						
BNDES	-	720.298	720.298	-	-	-
Repasse BNDES (Bancos)[1]	9	-	9	214	8	222
Encargos	1.909	-	1.909	-	-	-
	1.918	**720.298**	**722.216**	**214**	**8**	**222**
Debêntures						
ENGIE – 5ª emissão	91.899	-	91.899	91.892	83.778	175.670
ENGIE – 6ª emissão	172.794	332.376	505.170	112.331	482.036	594.367
ENGIE – 7ª emissão	351.667	640.378	992.045	-	945.706	945.706
ENGIE – 9ª emissão	-	2.058.262	2.058.262	-	1.964.675	1.964.675
ENGIE – 10ª emissão	18.333	412.121	430.454	9.643	410.022	419.665
ENGIE – 11ª emissão	-	2.462.868	2.462.868	-	-	-
Encargos	92.866	1.965	94.831	82.974	-	82.974
	727.559	**5.907.970**	**6.635.529**	**296.840**	**3.886.217**	**4.183.057**
	729.477	**6.628.268**	**7.357.745**	**297.054**	**3.886.225**	**4.183.279**
Moeda estrangeira – com *hedge*						
Mensurados ao valor justo						
Empréstimos e financiamentos						
BNP Paribas	598.759	-	598.759	518.779	630.360	1.149.139
Scotiabank	-	451.650	451.650	-	473.922	473.922
MUFG[2]	228.795	194.337	423.132	-	436.767	436.767
Encargos	10.604	-	10.604	14.438	-	14.438
	838.158	**645.987**	**1.484.145**	**533.217**	**1.541.049**	**2.074.266**
Empréstimos, financiamentos e debêntures	**1.567.635**	**7.274.255**	**8.841.890**	**830.271**	**5.427.274**	**6.257.545**

(1) Bancos responsáveis pela análise e aprovação do financiamento e que assumem o risco de crédito nas operações indiretas junto ao BNDES.
(2) MUFG Bank LTD. é a nova denominação do Bank of Tokyo.

Os saldos dos instrumentos de dívida na controladora, líquidos dos efeitos do *hedge*, estão apresentados a seguir, conforme composição detalhada abaixo:

	Controladora					
	31.12.2023			31.12.2022		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Empréstimos, financiamentos e debêntures	**1.567.635**	**7.274.255**	**8.841.890**	**830.271**	**5.427.274**	**6.257.545**
Efeitos do *hedge* (*swap*) de valor justo						
Posição ativa	-	(12.921)	(12.921)	-	-	-
Posição passiva[1]	110.456	130.027	240.483	73.369	114.725	188.094
Empréstimos, financiamentos e debêntures líquidos dos efeitos do *hedge*	**1.678.091**	**7.391.361**	**9.069.452**	**903.640**	**5.541.999**	**6.445.639**

(1) A posição passiva do *hedge* está apresentada como parte das rubricas "Outros passivos circulantes" e "Outros passivos não circulantes".

	Consolidado					
	31.12.2023			31.12.2022		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Moeda nacional						
Mensurados ao custo amortizado						
Empréstimos e financiamentos						
BNDES	508.691	9.551.812	10.060.503	384.307	8.537.720	8.922.027
Repasse BNDES (Bancos)[1]	9	-	9	214	8	222
BASA	36.780	723.372	760.152	38.557	758.378	796.935
BNB	6.001	87.527	93.528	2.427	93.497	95.924
Encargos	21.895	-	21.895	21.140	-	21.140
	573.376	**10.362.711**	**10.936.087**	**446.645**	**9.389.603**	**9.836.248**
Debêntures						
ENGIE – 5ª emissão	91.899	-	91.899	91.892	83.778	175.670
ENGIE – 6ª emissão	172.794	332.376	505.170	112.331	482.036	594.367
ENGIE – 7ª emissão	351.667	640.378	992.045	-	945.706	945.706
ENGIE – 9ª emissão	-	2.058.262	2.058.262	-	1.964.675	1.964.675
ENGIE – 10ª emissão	18.333	412.121	430.454	9.643	410.022	419.665
ENGIE – 11ª emissão	-	2.462.868	2.462.868	-	-	-
Jaguara – 1ª emissão	198.109	434.495	632.604	115.800	599.886	715.686
Miranda – 1ª emissão	115.451	300.061	415.512	64.201	394.484	458.685
Encargos	95.245	1.965	97.210	86.239	-	86.239
	1.043.498	**6.642.526**	**7.686.024**	**480.106**	**4.880.587**	**5.360.693**
Ações preferenciais resgatáveis	**94.831**	**476.157**	**570.988**	**107.148**	**476.918**	**584.066**
	1.711.705	**17.481.394**	**19.193.099**	**1.033.899**	**14.747.108**	**15.781.007**
Moeda estrangeira – com *hedge*						
Mensurados ao valor justo						
Empréstimos e financiamentos						
BNP Paribas	598.759	-	598.759	518.779	630.360	1.149.139
Scotiabank	-	451.650	451.650	-	473.922	473.922
MUFG[2]	228.795	194.337	423.132	-	436.767	436.767
Encargos	10.604	-	10.604	14.438	-	14.438
	838.158	**645.987**	**1.484.145**	**533.217**	**1.541.049**	**2.074.266**
Debêntures						
Jaguara – 1ª emissão	-	-	-	52.721	-	52.721
Miranda – 1ª emissão	-	-	-	32.610	-	32.610
Encargos	-	-	-	521	-	521
	-	-	-	**85.852**	-	**85.852**
	838.158	**645.987**	**1.484.145**	**619.069**	**1.541.049**	**2.160.118**
Empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais resgatáveis	**2.549.863**	**18.127.381**	**20.677.244**	**1.652.968**	**16.288.157**	**17.941.125**

(1) Bancos responsáveis pela análise e aprovação do financiamento e que assumem o risco de crédito nas operações indiretas junto ao BNDES.
(2) MUFG Bank LTD. é a nova denominação do Bank of Tokyo.

Os saldos dos instrumentos de dívida no consolidado, líquidos dos efeitos do *hedge*, estão apresentados a seguir, conforme composição detalhada abaixo:

	Consolidado					
	31.12.2023			31.12.2022		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais resgatáveis	**2.549.863**	**18.127.381**	**20.677.244**	**1.652.968**	**16.288.157**	**17.941.125**
Efeitos do *hedge* (*swap*) de valor justo						
Posição ativa	-	(12.921)	(12.921)	-	-	-
Posição passiva[1]	110.456	130.027	240.483	94.625	114.725	209.350
Empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais resgatáveis líquidos dos efeitos do *hedge*	**2.660.319**	**18.244.487**	**20.904.806**	**1.747.593**	**16.402.882**	**18.150.475**

(1) A posição passiva do *hedge* está apresentada como parte das rubricas "Outros passivos circulantes" e "Outros passivos não circulantes".

b) Mutação

	Controladora			Consolidado			
	Empréstimos e financiamentos	Debêntures	Total	Empréstimos e financiamentos	Debêntures	APR	Total
Saldos em 31.12.2021	**4.874.037**	**4.135.360**	**9.009.397**	**13.597.101**	**6.537.616**	**510.160**	**20.644.877**
Ingressos	-	-	-	788.790	-	-	**788.790**
Ingresso por aquisição de subsidiárias	-	-	-	793.725	-	-	**793.725**
Juros	106.830	221.963	**328.793**	584.834	402.740	73.906	**1.061.480**
Variações monetárias	1.221	238.170	**239.391**	402.368	366.059	-	**768.427**
Juros e V.M. capitalizados	-	-	-	103.834	-	-	**103.834**
Variações cambiais	(313.555)	-	**(313.555)**	(313.555)	-	-	**(313.555)**
Ajuste a valor justo	(110.007)	-	**(110.007)**	(110.007)	(1.464)	-	**(111.471)**
Transferência para passivos relacionados a ANCMV	-	-	-	(761.411)	(1.027.118)	-	**(1.788.529)**
Amortização de principal	(2.364.359)	(200.724)	**(2.565.083)**	(2.680.127)	(449.997)	-	**(3.130.124)**
Amortização de juros	(119.679)	(211.712)	**(331.391)**	(495.038)	(381.291)	-	**(876.329)**
Saldos em 31.12.2022	**2.074.488**	**4.183.057**	**6.257.545**	**11.910.514**	**5.446.545**	**584.066**	**17.941.125**
Ingressos	687.211	2.447.306	**3.134.517**	1.003.230	2.447.306	-	**3.450.536**
Juros	66.442	226.608	**293.050**	379.629	342.712	87.684	**810.025**
Variações monetárias	8.608	191.652	**200.260**	363.322	281.347	-	**644.669**
Juros e V.M. capitalizados	-	-	-	256.971	-	-	**256.971**
Variações cambiais	(152.580)	-	**(152.580)**	(152.580)	-	-	**(152.580)**
Ajuste a valor justo	56.678	12.349	**69.027**	56.678	12.029	-	**68.707**
Alienação de subsidiária[1]	-	-	-	9.075	(20.306)	-	**(11.231)**
Amortização de principal	(491.184)	(218.071)	**(709.255)**	(941.183)	(500.139)	(2.500)	**(1.443.822)**
Amortização de juros	(43.302)	(207.372)	**(250.674)**	(465.424)	(323.470)	(98.262)	**(887.156)**
Saldos em 31.12.2023	**2.206.361**	**6.635.529**	**8.841.890**	**12.420.232**	**7.686.024**	**570.988**	**20.677.244**

(1) Mais informações vide Nota 9 – Investimentos, item f.

b.1) Principais transações realizadas em 2023

b.1.1) Financiamentos em moeda nacional

b.1.1.1) Contratação de novos financiamentos

Em dezembro de 2023, a Companhia, por meio da controlada indireta Gavião Real, contratou um financiamento com o BASA no valor total de R$ 57.980. O prazo estimado para liberação da totalidade dos recursos é fevereiro de 2024. Os recursos serão destinados ao financiamento da construção das linhas de transmissão e da subestação do Projeto Gavião Real. As principais condições contratadas foram estas:

		Condições de pagamento		
Empresa	**Juros**	**Vencimento**	**Principal e juros**	***Covenants***
Gavião Real	IPCA + 5,7783% (sem Bônus de Adimplência) IPCA + 4,9116% (com Bônus de Adimplência)	11.2047	Principal: Mensais a partir de 05.2027 Juros: Mensais a partir da liberação	ICSD[1] ≥ 1,3

(1) Índice de cobertura do serviço da dívida: Geração de caixa da atividade / Serviço da dívida.

b.1.1.2) Liberação de financiamentos

Em abril de 2023 foi liberado o montante de R$ 322.518 (R$ 316.019 líquidos dos custos de captação) para as controladas indiretas que compõem o Conjunto Eólico Santo Agostinho, referente aos financiamentos com o BNDES contratados durante o ano de 2021. Os recursos foram destinados ao financiamento da construção das centrais geradoras eólicas do conjunto.

Em junho de 2023 foi liberado o montante de R$ 708.000 (R$ 687.211 líquidos dos custos de captação) para a Controladora, referente ao financiamento com o BNDES contratado em 2022. Os recursos foram destinados ao financiamento da construção do Conjunto Eólico Serra do Assuruá.

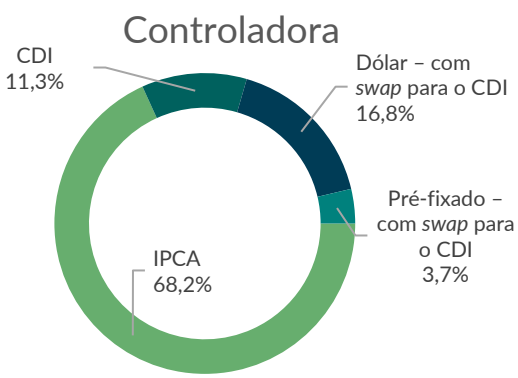
b.1.2) Debêntures em moeda nacional

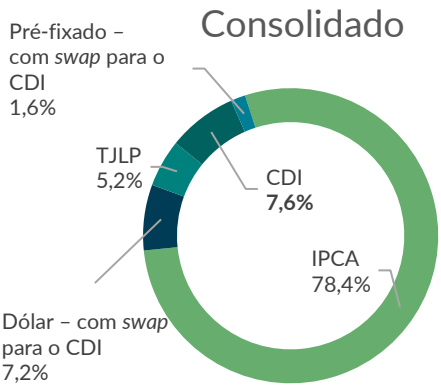
b.1.2.1) 11ª emissão de debêntures da Companhia

Em 07.12.2023, ocorreu a liquidação da 11ª emissão de debêntures simples pela controladora, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em 5 séries, nos termos da Resolução CVM nº 160/2022, no montante total de R$ 2.500.000 (R$ 2.447.306, líquidos dos custos de emissão). Para proteger a totalidade dos fluxos de caixa futuros da série 3, em 08.12.2023, foi contratada uma operação de *swap* com o Banco XP Investimentos.

c) Composição das dívidas por indexadores e moeda

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
Empréstimos e Financiamentos				
Moeda nacional				
TJLP	-	-	1.079.364	1.160.515
IPCA	722.207	-	9.856.714	8.675.511
Não indexado (taxa pré-fixada)	9	222	9	222
Moeda estrangeira – com *hedge*				
Dólar – com *swap* para o CDI	1.484.145	2.074.266	1.484.145	2.074.266
	2.206.361	**2.074.488**	**12.420.232**	**11.910.514**
Debêntures				
IPCA	5.307.544	4.183.057	6.358.039	5.360.693
CDI	1.001.910	-	1.001.910	-
CDI – com *swap* para o IPCA	-	-	-	85.852
PRE – com *swap* para o CDI	326.075	-	326.075	-
	6.635.529	**4.183.057**	**7.686.024**	**5.446.545**
Ações Preferenciais Resgatáveis				
CDI	-	-	570.988	584.066
	8.841.890	**6.257.545**	**20.677.244**	**17.941.125**





d) Taxas de juros e variação das moedas estrangeiras

	2023	2022
TJLP	6,6%	7,2%
CDI	11,7%	13,7%
IPCA	4,6%	5,8%
Dólar norte-americano	-7,2%	-6,5%

e) Vencimentos dos empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais resgatáveis apresentados no passivo não circulante

	Controladora				
	Empréstimos e financiamentos	Debêntures	Instrumentos de dívida	Efeitos de *hedge*	Instrumentos de dívida líquidos de *hedge*
2025	188.799	1.115.259	1.304.058	57.624	1.361.682
2026	491.486	876.250	1.367.736	72.403	1.440.139
2027	34.300	858.146	892.446	-	892.446
2028	34.300	1.131.158	1.165.458	(12.921)	1.152.537
2029	34.300	338.736	373.036	-	373.036
2030 a 2034	171.500	1.167.817	1.339.317	-	1.339.317
2035 a 2039	171.500	157.324	328.824	-	328.824
2040 a 2044	171.500	157.827	329.327	-	329.327
2045 a 2046	68.600	105.453	174.053	-	174.053
Total	**1.366.285**	**5.907.970**	**7.274.255**	**117.106**	**7.391.361**

	Consolidado					
	Empréstimos e financiamentos	Debêntures	APR	Instrumentos de dívida	Efeitos de *hedge*	Instrumentos de dívida líquidos de *hedge*
2025	743.183	1.394.968	2.735	2.140.886	57.624	2.198.510
2026	1.048.823	1.173.425	12.685	2.234.933	72.403	2.307.336
2027	594.713	1.015.818	12.685	1.623.216	-	1.623.216
2028	597.923	1.131.158	30.098	1.759.179	(12.921)	1.746.258
2029	601.271	338.736	42.535	982.542	-	982.542
2030 a 2034	3.050.168	1.167.817	375.419	4.593.404	-	4.593.404
2035 a 2039	2.645.056	157.324	-	2.802.380	-	2.802.380
2040 a 2044	1.615.546	157.827	-	1.773.373	-	1.773.373
2045 a 2046	112.015	105.453	-	217.468	-	217.468
Total	**11.008.698**	**6.642.526**	**476.157**	**18.127.381**	**117.106**	**18.244.487**

f) Condições das principais dívidas contratadas

			Condições de Pagamento			
	Quantidade[1]	Remuneração	Encargos	Principal	Vencimento	Saldos em 31.12.2023
Controladora						
Empréstimos e financiamentos						
Moeda nacional						
Repasse BNDES (Bancos) [2]	-	3,500% a.a.	Mensais	Mensais	01.2024	9
BNDES - Assuruá	-	IPCA + 6,70% a.a.	Mensais	Mensais	12.2046	722.207
Moeda estrangeira (dólar)						
BNP Paribas III	-	2,5400% a.a. com *swap* para CDI + 1,70% a.a.	Semestrais	03.2024	03.2024	602.731
MUFG V	-	1,8914% a.a. até 10.2021 e 2,0057% a.a. até 10.2025 ambos com *swap* para CDI + 1,32% a.a.	Semestrais	50% em 10.2024 e 50% em 10.2025	10.2025	425.349
Scotiabank IV	-	2,002% a.a. com *swap* para CDI + 1,35% a.a.	Semestrais	07.2026	07.2026	456.065
Debêntures						
Moeda nacional						
5ª Emissão – Série única	165.000	IPCA + 6,3000% a.a.	Anuais a partir de 12.2015	3 Parcelas anuais a partir de 12.2022	12.2024	92.100
6ª Emissão – Série 2	353.400	IPCA + 6,2515% a.a.	Anuais a partir de 07.2017	3 Parcelas anuais a partir de 07.2024	07.2026	519.280
7ª Emissão - Série 1	515.353	IPCA + 5,6579% a.a.	Anuais a partir de 07.2019	2 parcelas anuais a partir de 07.2024	07.2025	703.076
7ª Emissão - Série 2	231.257	IPCA + 5,9033% a.a.	Anuais a partir de 07.2019	3 parcelas anuais a partir de 07.2026	07.2028	314.455
9 ª Emissão – Série 1	576.095	IPCA + 3,7000% a.a.	Anuais a partir de 07.2021	2 parcelas anuais a partir de 07.2025	07.2026	754.022
9 ª Emissão – Série 2	539.678	IPCA + 3,9000% a.a.	Anuais a partir de 07.2021	3 parcelas anuais a partir de 07.2027	07.2029	705.612
9 ª Emissão – Série 3	378.827	IPCA + 3,6000% a.a.	Semestrais a partir de 07.2021	2 parcelas anuais a partir de 07.2025	07.2026	495.610
9 ª Emissão – Série 4	105.400	IPCA + 3,7000% a.a.	Semestrais a partir de 07.2021	3 parcelas anuais a partir de 07.2027	07.2029	137.686
10 ª Emissão – Série única	400.000	IPCA + 5,7158% a.a.	Anuais a partir de 09.2022	Anuais a partir de 09.2023	09.2046	437.462

Continua na próxima página

Continuação

	Quantidade[1]	Remuneração	Condições de Pagamento		Vencimento	Saldos em 31.12.2023
			Encargos	Principal		
Debêntures						
Moeda nacional						
11 ª Emissão – Série 1	1.085.600	IPCA + 5,9325 % a.a.	Anuais a partir de 11.2024	3 parcelas anuais a partir de 11.2031	11.2033	1.056.164
11 ª Emissão – Série 2	96.278	IPCA + 6,0691 % a.a.	Anuais a partir de 11.2024	3 parcelas anuais a partir de 11.2036	11.2038	92.077
11 ª Emissão – Série 3	318.122	10,90% a.a. com *swap* para CDI + 0,378%	11.2028	11.2028	11.2028	326.075
11 ª Emissão – Série 4	900.000	CDI + 1,0000% a.a.	Semestrais a partir de 05.2024	2 parcelas anuais a partir de 11.2027	11.2028	901.766
11 ª Emissão – Série 5	100.000	CDI + 1,1000% a.a.	Semestrais a partir de 05.2024	2 parcelas anuais a partir de 11.2029	11.2030	100.144
Controladas						
Empréstimos e financiamentos						
Ferrari						
BNDES Ampliação	-	TJLP + 1,7600% a.a. [3]	Mensais a partir de 02.2017	Mensais a partir de 02.2017	07.2032	41.139
Assú V						
BNB	-	IPCA + 1,7624% a.a.	Trimestrais a partir de 01.2019; Mensais a partir de 08.2023	Mensais a partir de 08.2023	07.2038	84.731
BNB Aplicação	-	IPCA médio 12 meses + 4,4108% a.a.	Trimestrais a partir de 08.2022; Mensais a partir de 09.2024	Mensais a partir de 09.2024	08.2039	9.069
Conjunto Eólico Campo Largo						
BNDES	-	TJLP + 2,5200% a.a. [3]	Mensais a partir de 07.2019	Mensais a partir de 07.2019	06.2035	366.795
BNDES	-	TJLP + 1,8200% a.a. [3]	Mensais a partir de 07.2019	Mensais a partir de 07.2019	06.2035	427.186
Conjunto Eólico Umburanas - Fase I						
BNDES	-	IPCA + 3,9074% a.a.	Mensais a partir de 12.2019	Mensais a partir de 12.2019	12.2038	1.252.753
Gralha Azul						
BNDES	-	IPCA + 3,8259% a.a.	Mensais a partir de 10.2023	Mensais a partir de 10.2023	03.2044	1.940.463

Continua na próxima página

			Condições de Pagamento			
	Quantidade[1]	Remuneração	Encargos	Principal	Vencimento	Saldos em 31.12.2023
Conjunto Eólico Campo Largo II						
BNDES	-	IPCA + 4,2338% a.a.	Mensais a partir de 09.2021	Mensais a partir de 09.2021	12.2039	1.366.112
Novo Estado						
BNDES	-	IPCA + 4,6733% a.a.	Mensais a partir de 11.2022	Mensais a partir de 11.2022	05.2044	2.172.604
BASA	-	IPCA + 1,4452% a.a.	Mensais a partir de 11.2022	Mensais a partir de 11.2022	08.2044	761.534
Santo Agostinho						
BNDES	-	IPCA + 6,1558% a.a.	Mensais a partir de 01.2024	Mensais a partir de 01.2024	11.2045	1.041.015
Floresta						
BNDES	-	TJLP + 2,1500% a.a.	Mensais a partir de 06.2019	Mensais a partir de 06.2019	10.2036	244.244
Paracatu						
BNDES	-	IPCA + 4,9778% a.a.	Mensais a partir de 11.2018	Mensais a partir de 11.2018	10.2038	506.226
Controladas						
Debêntures						
Jaguara						
1ª Emissão - Série 2	634.000	IPCA + 6,4962% a.a.	Semestrais a partir de 12.2018	Semestrais a partir de 06.2020	06.2027	634.040
Miranda						
1ª Emissão - Série 2	386.000	IPCA + 6,4962% a.a.	Semestrais a partir de 12.2018	Semestrais a partir de 06.2020	06.2027	416.455
Ações Preferenciais Resgatáveis						
Novo Estado						
APR Itaú	-	CDI + 1,05% a.a.	Semestrais a partir de 10.2023	Anuais a partir de 10.2023	10.2034	570.988

(1) Aplicável somente para debêntures.
(2) Banco Itaú BBA.
(3) O montante correspondente à parcela da TJLP que exceder 6% a.a. é incorporado ao principal.

Nos anos de 2023 e 2022 a Companhia não contratou operações de risco sacado junto às instituições financeiras.

Mais informações acerca dos instrumentos de proteção vide Nota 13 – Gerenciamento de riscos e instrumentos financeiros.

g) Garantias

As garantias estão descritas a seguir, com exceção dos empréstimos em moeda estrangeira e ações preferenciais resgatáveis que não as possuem.

g.1) BNDES, Repasse BNDES (Bancos) e BASA

- Financiamento de empreendimentos de geração Eólica: (a) cessão dos direitos emergentes da autorização; (b) cessão de direitos creditórios; (c) penhor da totalidade das ações representativas do capital social das controladas; (d) penhor de bens e equipamentos relativos aos projetos; (e) conta reserva em montante equivalente a 3 meses do serviço da dívida; (f) conta reserva em valor correspondente a 3 meses das despesas contratuais de operação e de manutenção; e (g) fiança corporativa da ENGIE Brasil Energia ou da ECP.

- Financiamento de empreendimentos de geração fotovoltaica: (a) cessão dos direitos emergentes da autorização; (b) cessão de direitos creditórios; (c) penhor da totalidade das ações representativas do capital social das controladas; (d) penhor de bens e equipamentos relativos aos projetos; (e) conta reserva em montante equivalente a 3 meses do serviço da dívida; e (f) conta reserva em valor correspondente a 3 meses das despesas contratuais de operação e de manutenção.

- **Financiamento de empreendimentos de transmissão:** (a) cessão dos direitos emergentes da concessão; (b) cessão de direitos creditórios; (c) penhor da totalidade das ações representativas do capital social das controladas; (d) conta reserva em montante equivalente a 3 meses (BNDES) e 6 meses (BASA) do serviço da dívida; e (e) fiança corporativa da ENGIE Brasil Energia ou fiança bancária.

g.2) Banco do Nordeste do Brasil (BNB)

- Financiamento de empreendimento de geração fotovoltaica: (a) fiança corporativa da ECP ou fiança bancária; e (b) conta reserva em valor mínimo equivalente a 4,09% do saldo devedor total do financiamento.

g.3) Debêntures

- Debêntures das controladas Jaguara e Miranda: (a) cessão dos direitos emergentes da autorização; (b) cessão de direitos creditórios; (c) penhor da totalidade das ações representativas do capital social; (d) fiança corporativa.

h) Compromissos contratuais (*covenants*)

Dívida	*Covenants*	Medição em 31.12.2023
Consolidado		
Empréstimos e financiamentos		
Scotiabank, MUFG e BNP Paribas	(i) Ebitda/despesas financeiras ≥ 2,0 (ii) Dívida bruta /Ebitda ≤ 4,5	(i) 4,07[1] (ii) 2,84[1]
BNDES Ampliação Ferrari (Obrigação da Interveniente)	Dívida líquida/Ebitda ≤ 3,5	2,08
Debêntures		
5ª, 6ª, 7ª e 9ª Emissões	(i) Ebitda/despesas financeiras ≥ 2,0 (ii) Dívida bruta/Ebitda ≤ 4,5	(i) 4,07[1] (ii) 2,84[1]
Controladas		
Empréstimos e financiamentos		
BNDES, BNB e BASA	Índice de cobertura do serviço da dívida (ICSD[1]) ≥ 1,1 ou ≥ 1,25 ou ≥ 1,3 dependendo da controlada	Nenhum *covenant* gerou inadimplemento nos respectivos contratos.
Debêntures		
Jaguara – 1ª Emissão	Individual: ICSD[2] ≥ 1,10	1,79
Miranda – 1ª Emissão	Individual: ICSD[2] ≥ 1,10	2,15

(1) Os agentes fiduciários possuem metodologias de cálculo diferentes, motivo pelo qual há duas medições diferentes para o ICSD.
(2) Índice de cobertura do serviço da dívida: Geração de caixa da atividade / Serviço da dívida

Os compromissos financeiros estabelecidos nos contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures estão sendo cumpridos pela Companhia e suas controladas, com exceção das subsidiárias do Conjunto Fotovoltaico Paracatu, as quais não atingiram os respectivos limites mínimos do índice de cobertura do serviço da dívida estabelecidos em seus contratos de financiamento firmados com o BNDES, no exercício findo em 31.12.2023, devido a ocorrência de evento climático que gerou danos ao ativo, mais detalhes vide Nota 27 – Seguros, item d. Entretanto, durante o ano de 2023, o BNDES formalizou que o referido descumprimento não acarretaria a antecipação do vencimento das dívidas.

Os compromissos são apurados anualmente, conforme estabelecido nestes contratos, exceto os contratos da controladora, os quais são apurados trimestralmente.

NOTA 15. CONCESSÕES A PAGAR (Uso de Bem Público)

Prática contábil

Correspondem às obrigações financeiras contratuais de pagamentos pela outorga onerosa da concessão de usinas hidrelétricas. Foram registradas inicialmente pelo valor presente das parcelas a pagar ao longo do prazo da concessão e, subsequentemente, pelo custo amortizado com base na taxa de juros utilizada para o cálculo do valor presente.

Buscando refletir adequadamente no patrimônio a outorga da concessão e a respectiva obrigação, os valores correspondentes às concessões foram registrados no ativo imobilizado em contrapartida do passivo.

a) Composição

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
Usina Hidrelétrica Cana Brava	3.217.854	2.915.891	3.217.854	2.915.891
Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra	1.507.553	1.652.540	1.507.553	1.652.540
Usina Hidrelétrica São Salvador	631.183	625.016	631.181	625.016
Usina Hidrelétrica Estreito	-	-	63.314	62.505
	5.356.590	**5.193.447**	**5.419.902**	**5.255.952**
Classificação no balanço patrimonial				
Passivo circulante	754.774	399.390	762.588	406.871
Passivo não circulante	4.601.816	4.794.057	4.657.314	4.849.081
	5.356.590	**5.193.447**	**5.419.902**	**5.255.952**

A Companhia possui contratos de concessão onerosa com a União Federal de UBP para a geração de energia nas usinas hidrelétricas mencionadas no quadro acima. O passivo assumido se refere ao período de operação da concessão, de acordo com o fluxo de pagamento de cada contrato, sendo esses montantes os totais de UBP assumidos até o fim de cada contrato. As características dos negócios e dos contratos indicam a condição e a intenção das partes de executá-los integralmente.

Considerando que os valores contratuais estão a preços futuros, a Companhia procedeu ao seu ajuste a valor presente com base em taxas de desconto de referência na data da assunção da obrigação, quais sejam: Cana Brava, São Salvador e Estreito – 10% a.a. e Ponte de Pedra – 8,3% a.a.

b) Valores originais contratados

Os valores originais, atualizados pela variação anual do IGP-M (Ponte de Pedra) e do IPCA (Cana Brava, Estreito e São Salvador) são pagos em parcelas mensais equivalentes a 1/12 (um doze avos) dos respectivos valores anuais, como segue:

	Valor original		Valor atualizado	
Usinas e anos de pagamento	Pagamento Anual	Pagamento Total	Pagamento Anual	Pagamento Total
Usina Hidrelétrica Cana Brava				
Até 30.09.2033	61.280	**597.480**	505.123	**4.964.107**
Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra				
Até 30.11.2034	31.109	**339.611**	204.669	**2.264.965**
Usina Hidrelétrica São Salvador				
Até 30.04.2037	20.000	**268.333**	83.040	**1.123.815**
Usina Hidrelétrica Estreito				
Até 27.04.2040	1.967	27.694	8.224	115.505

c) Mutação das concessões a pagar

	Controladora	Consolidado
Saldos em 31.12.2021	**4.758.093**	**4.818.791**
Atualização do valor presente	457.138	463.113
Variações monetárias	260.113	263.605
Amortizações	(281.897)	(289.557)
Saldos em 31.12.2022	**5.193.447**	**5.255.952**
Atualização do valor presente	485.066	489.658
Variações monetárias	104.865	109.239
Amortizações	(426.788)	(434.947)
Saldos em 31.12.2023	**5.356.590**	**5.419.902**

d) Vencimentos das concessões a pagar apresentadas no passivo não circulante

	Controladora	Consolidado
2025	696.315	703.397
2026	635.667	642.105
2027	580.331	586.184
2028	529.718	535.037
2029	483.685	503.850
2030 a 2034	1.612.981	1.623.622
2035 a 2038	63.119	63.119
Concessões a pagar	**4.601.816**	**4.657.314**

Os pagamentos das concessões a pagar indexadas ao IGP-M e ao IPCA estão cobertos por contratos de venda com os mesmos indexadores, em montantes superiores ao saldo das concessões a pagar.

NOTA 16. BENEFÍCIOS A EMPREGADOS

a) Obrigações trabalhistas

Prática contábil:

Correspondem aos benefícios de curto prazo aos empregados, como, por exemplo: (i) salários e contribuições para a seguridade social; (ii) licença anual remunerada e licença médica remunerada; (iii) participação nos lucros e bônus; e (iv) benefícios não monetários. São registrados quando os serviços são prestados à Companhia e correspondem ao montante não descontado dos benefícios de curto prazo dos empregados, que se espera que sejam pagos em troca destes serviços.

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
Provisão para participação nos resultados e bônus	75.483	87.576	75.508	87.599
Férias a pagar	34.761	31.867	36.734	34.600
Provisão para gastos com demissão voluntária	15.822	21.248	15.822	21.248
Folha de pagamento	7.701	9.517	8.323	10.362
	133.767	**150.208**	**136.387**	**153.809**

Em complemento ao pagamento de salário fixo, a Companhia mantém um sistema de remuneração variável, de periodicidade anual, que consiste em dois programas: (i) Programa de Participação nos Lucros ou Resultados – aplicável a todos os empregados da Companhia e atrelado aos resultados auferidos; e (ii) Programa de Bônus Gerencial – aplicável a todos os empregados enquadrados na carreira gerencial e vinculado aos resultados das suas áreas e ao seu desempenho individual.

Em 2021, a Companhia disponibilizou aos seus colaboradores a possibilidade de aderência ao PDV, limitado a 99 vagas. O PDV teve adesão aberta para todos os empregados, exceto aqueles com contrato por prazo determinado, sendo o público-alvo e prioritário os empregados aposentados ou aposentáveis nos próximos anos, com possibilidade de saída até 15.12.2024. A data de desligamento foi consensada e definida entre o empregado e sua gerência, de acordo com a necessidade das atividades. O plano foi integralmente reconhecido em 2021, no montante estimado de R$ 34.557, baseado na quantidade de vagas e remuneração de colaboradores aptos a aderir ao plano. O empregado que aderiu ao PDV fará jus a um benefício financeiro pago a título de indenização. Os termos e condições do PDV de 2021 permanecem vigentes em 2023, e seguirão mantidos até a conclusão do plano corrente, em dezembro de 2024.

b) Obrigações com benefícios de aposentadoria

Prática contábil:

Os compromissos atuariais com os planos de benefícios definidos de aposentadoria são reconhecidos pelo valor presente das obrigações estimadas, líquidos do montante dos ativos garantidores do plano.

O valor presente dos compromissos é apurado com base em avaliação atuarial elaborada anualmente por atuários independentes, com base no Método do Crédito Unitário Projetado. Esse método considera cada período de serviço como fato gerador de uma unidade adicional de benefício, que são acumuladas para o cômputo da obrigação final. O ativo líquido é composto, substancialmente, pelos investimentos que compõem a carteira do plano de benefícios, que são avaliados pelo seu valor justo.

As mudanças na obrigação de benefício definido líquido são reconhecidas quando incorridas da seguinte maneira: (i) custo do serviço e juros líquidos, no resultado do exercício; e (ii) remensurações anuais das obrigações com benefícios de aposentadoria, líquidos dos ativos dos planos, no patrimônio líquido na rubrica “Outros resultados abrangentes”. A Companhia também mantém planos de contribuição definida, cujas contribuições são reconhecidas no resultado quando incorridas.

A Companhia e suas controladas oferecem planos de benefícios de previdência complementar aos seus empregados por meio da PREVIG – Sociedade de Previdência Complementar. A fundação é uma entidade fechada de previdência complementar sem fins lucrativos, patrocinada pela Companhia, na condição de sua Instituidora, e por outras empresas do grupo ENGIE estabelecidas no Brasil. Os planos de benefícios administrados pela PREVIG são de CD e BD, este último fechado para novas adesões.

Em decorrência da estratégia de descarbonização da Companhia, em 15.09.2022, foi assinado o SPA que regula a venda da totalidade dos ativos e direitos da Usina Termelétrica Pampa Sul. Com a venda, foi realizada a transferência de colaboradores e obrigações vinculadas a estes.

A Companhia patrocina ainda o Plano BD da ELOS, também fechado para novas adesões. Esse Plano tem como participantes, principalmente, os aposentados que entraram em gozo de benefícios até 23.12.1997, data da cisão da Eletrosul, e criação da Gerasul, atualmente ENGIE Brasil Energia, bem como os participantes que optaram pelo benefício proporcional diferido até aquela data, e não migraram para a PREVIG.

Em 19.01.2024, a PREVIC autorizou a transferência de gestão do plano BD da ELOS para a PREVIG, bem como aprovou as adaptações propostas ao regulamento da Plano BD ELOS-ENGIE, e o convênio de adesão formado entre a ENGIE e a PREVIG. Essa transferência foi motivada e iniciada pela ENGIE, visando a concentração da gestão dos planos de benefícios em uma única fundação. A partir dessa data, a conclusão da transferência deve ser finalizada em até 120 dias, conforme prazo legal. Após a transferência efetiva, todas as atividades de gestão relativas ao plano BD, serão realizadas pela PREVIG.

As principais características dos planos administrados pela Companhia são estas:

b.1) Plano de Benefício Definido (BD)

O Plano BD tem o regime financeiro de capitalização para os benefícios de aposentadoria, pensão e auxílios. O custeio do Plano é coberto por contribuições dos participantes e da patrocinadora. A contribuição da Companhia corresponde a duas vezes a contribuição dos participantes. Os benefícios previstos no Plano são estes: (i) complementação de aposentadoria por tempo de serviço, por invalidez e por idade; (ii) complementação de aposentadoria especial e de ex-combatente; (iii) complementação de pensão; (iv) complementação de auxílio reclusão; (v) abono anual; e (vi) auxílio funeral.

b.2) Plano de Benefício Suplementar Proporcional Saldado (BSPS)

A Companhia e suas controladas mantém ainda um Plano CD na PREVIG, denominado “Prevflex”, que foi instituído em 2005. Aos empregados da ENGIE Brasil Energia na data de sua instituição foi permitido escolher entre permanecer no Plano BD ou ser transferido para o Prevflex (CD).

Entretanto, para os participantes que atendessem algumas pré-condições estabelecidas quando da criação do Prevflex, houve a opção de manter as reservas existentes naquela data no Plano BD e, daí em diante, efetuar as contribuições diretamente no Plano CD. Esse Plano foi denominado “BSPS” e está fechado para novas adesões. Porém, caso optassem por transferir suas reservas diretamente para o Plano CD, teriam direito a uma contribuição especial, o que foi aceito por 94% dos participantes.

b.3) Número de participantes

	Consolidado					
	ELOS BD		PREVIG BD		PREVIG BSPS	
	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
Ativos	1	1	2	3	2	4
Aposentados	1.262	1.288	338	346	71	72
Pensionistas	721	693	88	83	10	9
	1.984	**1.982**	**428**	**432**	**83**	**85**

b.4) Composição das obrigações com benefícios de aposentadoria

	Consolidado					
	31.12.2023			31.12.2022		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Obrigações contratadas	29.067	249.372	278.439	28.883	197.641	226.524
Contribuição e custo do serviço corrente	46	-	46	46	-	46
Déficit não contratado	5.014	116.704	121.718	25.086	21.318	46.404
Passivo atuarial registrado	**34.127**	**366.076**	**400.203**	**54.015**	**218.959**	**272.974**

As obrigações com benefícios de aposentadorias reconhecidas no balanço patrimonial estão parcialmente cobertas por obrigações contratadas e/ou reconhecidas por meio de instrumento de confissão de dívida e de termo de acordo firmados pela Companhia com as respectivas Fundações.

Em 07.02.2023, a Companhia assinou o plano de equacionamento da dívida com a fundação ELOS para equacionamento da parcela de sua responsabilidade do déficit relativo ao exercício de 2021. O valor contratado foi de R$ 65.660, o qual será pago em 150 parcelas mensais, atualizadas pelo INPC e juros de 5,12% a.a.

A expectativa de liquidação dos valores contratados apresentados no passivo não circulante é esta:

	Consolidado
	ELOS
2025	29.938
2026	31.657
2027	33.475
2028	35.397
2029	34.810
2030 a 2034	77.954
2035 a 2038	6.141
	249.372

b.5) Demonstrativo das obrigações com benefícios de aposentadoria, líquidas

	Planos				
	ELOS BD	PREVIG BD	PREVIG BSPS	GC	Total
31.12.2022					
Valor presente das obrigações	1.254.395	363.909	68.137	2.385	1.688.826
Valor justo dos ativos	(986.067)	(367.043)	(86.192)	-	(1.439.302)
Avaliação Atuarial	**268.328**	**(3.134)**	**(18.055)**	**2.385**	249.524
Excedente de obrigações contratadas	-	5.395	18.055	-	23.450
Passivo registrado em 31.12.2022	**268.328**	**2.261**	**-**	**2.385**	**272.974**
31.12.2023					
Valor presente das obrigações	1.347.748	390.433	68.931	2.636	1.809.748
Valor justo dos ativos	(973.485)	(367.205)	(87.038)	-	(1.427.728)
Avaliação Atuarial	**374.263**	**23.228**	**(18.107)**	**2.636**	382.020
Excedente de obrigações contratadas	-	-	18.183	-	18.183
Passivo registrado em 31.12.2023	**374.263**	**23.228**	**76**	**2.636**	**400.203**

b.6) Composição dos ativos dos planos por natureza de investimentos, em 31.12.2023

	Planos		
	ELOS BD	PREVIG BD	PREVIG BSPS
Renda fixa	89,8%	98,8%	99,9%
Empréstimos	1,9%	1,2%	-
Imóveis	2,8%	-	-
Outros	5,5%	-	0,1%
	100,0%	**100,0%**	**100,0%**
Variações do valor de mercado dos ativos	10,3%	10,2%	11,0%

Os ativos de renda fixa são compostos, predominantemente, por Títulos Públicos Federais, substancialmente, as Notas do Tesouro Nacional (NTN).

b.7) Mutação das obrigações com benefícios de aposentadoria

	Planos				
	ELOS BD	PREVIG BD	PREVIG BSPS	GC	Total
Passivo registrado em 31.12.2021	**434.359**	**26.586**	**130**	**2.936**	**464.011**
Contribuição e custo do serviço corrente	228	(851)	850	(686)	(459)
Pagamentos de obrigações contratadas	(37.283)	(1.992)	(986)	-	(40.261)
Juros líquidos sobre passivo/ativo atuarial líquido	42.950	2.520	(6)	272	45.736
Perdas (Ganhos) na remensuração do passivo líquido:					
Ajuste pela experiência demográfica	51.229	10.143	2.021	24	63.417
Mudanças nas premissas financeiras	(83.348)	(26.598)	(5.198)	(147)	(115.291)
Retorno sobre os ativos inferior à taxa de desconto	(104.839)	(12.942)	(765)	-	(118.546)
Mudanças nos limites de superávit e déficit	-	5.395	3.954	-	9.349
Risk Sharing - Plano de equacionamento de déficit	(34.968)	-	-	-	(34.968)
	(171.926)	**(24.002)**	**12**	**(123)**	**(196.039)**
Transferência de passivos relacionados para ativos não circulantes mantidos para venda	-	-	-	(14)	(14)
Passivo registrado em 31.12.2022	**268.328**	**2.261**	**-**	**2.385**	**272.974**
Contribuição e custo do serviço corrente	245	-	-	(824)	(579)
Pagamentos de obrigações contratadas	(46.460)	(2.080)	-	-	(48.540)
Juros líquidos sobre passivo/ativo atuarial líquido	30.682	90	-	250	31.022
Perdas (Ganhos) na remensuração do passivo líquido:					
Ajuste pela experiência demográfica	17.620	(1.922)	(2.510)	646	13.834
Mudanças nas premissas financeiras	76.255	23.366	2.204	179	102.004
Retorno sobre os ativos inferior à taxa de desconto	30.262	7.519	2.092	-	39.873
Mudanças nos limites de superávit e déficit	(2.669)	(6.006)	(1.710)	-	(10.385)
	121.468	**22.957**	**76**	**825**	**145.326**
Passivo registrado em 31.12.2023	**374.263**	**23.228**	**76**	**2.636**	**400.203**

b.8) Despesas líquidas a serem reconhecidas no resultado ao longo do ano de 2024

	Planos			
	ELOS BD	PREVIG BD	GC	Total
Juros sobre os passivos, líquidos dos ativos	30.776	1.173	243	32.192
Custo do serviço corrente	-	-	155	155
Despesas líquidas	**30.776**	**1.173**	**398**	**32.347**

b.9) Premissas atuariais adotadas

Premissas	31.12.2023	31.12.2022
Taxa de desconto e de retorno implícito (a.a.)		
Plano ELOS BD	9,8%	11,3%
Plano PREVIG BD	9,8%	11,3%
Plano PREVIG BSPS	9,8%	11,3%
GC	9,8%	11,3%
Duration, em anos		
Plano ELOS BD	7,75	8,27
Plano PREVIG BD	8,57	9,19
Plano PREVIG BSPS	9,13	9,80
GC	7,79	7,60
Inflação	3,9%	4,9%
Crescimento salarial futuro (a.a.)	3,9%	4,9%
Crescimento dos benefícios (a.a.)	3,9%	4,9%
Fator de capacidade sobre os benefícios ELOS BD, PREVIG BSPS E PREVIG BD	98,0%	98,0%
Fator de capacidade sobre os salários ELOS BD, PREVIG BSPS E PREVIG BD	100,0%	100,0%
Fator de capacidade (benefícios e salários) GC	100,0%	100,0%

Hipóteses	31.12.2023 e 31.12.2022
Tábua de Mortalidade (ativos)	
Plano ELOS BD	AT-2000 (básica, segregada por sexo)
Planos PREVIG BD e BSPS e GC	AT-2000 (masculina, suavizada em 10%)
Tábua de Mortalidade de Inválidos	AT-1983 (IAM) Masculina
Tábua de Entrada em Invalidez	Light Média
Tábua de Rotatividade	Nula
% de ativos casados na data da aposentadoria	
Planos PREVIG BD e BSPS	85
Idade de Aposentadoria	1ª data a completar todas as carências
Diferença de idade entre participante e cônjuge	
Plano PREVIG BSPS	Esposas 4 anos mais jovens que os maridos
Plano PREVIG BD	Esposas 5 anos mais jovens que os maridos

A premissa de composição familiar (“Família Média”) é adotada especificamente nas projeções relativas aos participantes em atividade, sendo que para as projeções relativas aos assistidos dos planos (aposentados e pensionistas), considerou-se as informações constantes nas bases cadastrais (“Família Real”).

Não foi adotada premissa de composição familiar para o Plano ELOS BD, pois todos os compromissos com os dependentes foram projetados considerando as informações constantes na base cadastral (“Família Real”).

b.10) Análise de sensibilidade

	Planos			
	ELOS BD	PREVIG BD	PREVIG BSPS	GC
Efeito no valor presente das obrigações				
Aumento de 0,1 p.p. na taxa de desconto	(9.744)	(3.124)	(603)	(20)
Redução de 0,1 p.p. na taxa de desconto	9.877	3.171	612	20

b.11) Benefício de Gratificação de Confidencialidade

Consiste no pagamento de uma remuneração aos empregados da carreira gerencial, por ocasião do término do seu vínculo empregatício.

b.12) Plano de Contribuição Definida (CD)

Além do Plano BD e BSPS, a PREVIG administra o Plano CD, onde o custeio dos benefícios é constituído por contribuições dos participantes e da patrocinadora. A contribuição da Companhia corresponde ao mesmo valor da contribuição básica de seus empregados, limitada a um teto conforme regulamento do plano. O patrimônio do Plano CD em 31.12.2023 era R$ 946.235 (R$ 846.078 em 31.12.2022). Em 2023, a Companhia efetuou contribuições ao plano no montante de R$ 14.038 (R$ 14.716 em 2022).

NOTA 17. PROVISÕES E DEPÓSITOS JUDICIAIS

Prática contábil:

As provisões são reconhecidas pela Companhia em decorrência de um evento passado por valores julgados suficientes para a liquidação dos respectivos passivos quando, na avaliação dos consultores jurídicos e da Administração, se revestem de riscos prováveis de desembolso futuro.

Os depósitos judiciais são registrados inicialmente pelo montante depositado e acrescidos dos rendimentos auferidos até a data das demonstrações financeiras, os quais são reconhecidos no resultado financeiro.

a) Provisões

a.1) Composição das provisões

A composição das contingências de riscos prováveis de desembolso futuro e das provisões de desmobilização de ativos de geração é esta:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
Cíveis				
Desapropriações e servidões administrativas	51.576	48.643	67.039	62.710
Ambientais	17.951	16.482	17.951	16.482
Benefícios de aposentadoria	2.502	3.240	2.502	3.240
Ações diversas	10.583	11.112	20.346	21.606
	82.612	**79.477**	**107.838**	**104.038**
Fiscais				
ICMS sobre venda de energia elétrica	108.549	106.097	108.549	106.097
Ações diversas	10.761	4.781	11.465	4.892
	119.310	**110.878**	**120.014**	**110.989**
Trabalhistas	**22.801**	**20.836**	**22.910**	**21.804**
Desmobilização de ativos de geração	-	-	**257.796**	**299.069**
	224.723	**211.191**	**508.558**	**535.900**
Classificação no balanço patrimonial				
Passivo circulante	950	4.106	951	4.144
Passivo não circulante	223.773	207.085	507.607	531.756
	224.723	**211.191**	**508.558**	**535.900**

a.1.1) Desapropriações e servidões administrativas

A Companhia possui algumas ações judiciais impetradas em face de pessoas físicas e jurídicas que versam sobre os processos de desapropriações de áreas necessárias à formação dos reservatórios de determinadas usinas e de instituição de servidões administrativas das propriedades onde são construídas as linhas de conexão e transmissão dos empreendimentos.

a.1.2) ICMS sobre venda interestadual de energia elétrica

O cliente, quando da aquisição de energia elétrica da Companhia em 2002, para industrialização (utilização no seu processo produtivo) em seu estabelecimento localizado no Rio Grande do Sul, entendeu que o ICMS não deveria incidir sobre a operação, tendo em vista as disposições constitucionais (alínea "b" do inciso X do parágrafo 2º do artigo 155 da Constituição Federal) e legais (artigos 2º, parágrafo 1º, inciso III, e 3º, inciso III, da Lei Complementar nº 87/1996) aplicadas à matéria, e manifestou sua intenção em questionar referido tributo.

Em novembro de 2005, cliente e Companhia, esta na qualidade de substituta tributária, assinaram termo de responsabilidade e reembolso, no qual o cliente expressamente ratificou e declarou ser o único responsável por todos e quaisquer pagamentos, débitos e passivos, incluindo acréscimos, encargos ou penalidades, referentes ao ICMS incidente na operação relativa à aquisição interestadual de energia da Companhia, obrigando-se a reembolsar a Companhia e mantê-la indene de qualquer valor eventualmente por ela incorrido.

Após consultas do cliente e da Companhia à Secretaria da Fazenda do Estado do Rio Grande do Sul, a fiscalização estadual lavrou auto de lançamento constituindo o crédito tributário. Interpostos os recursos cabíveis na esfera administrativa, o auto de lançamento restou julgado procedente.

Por este motivo, em novembro de 2007 foi ajuizada ação ordinária para discutir o direito da Companhia em não submeter à incidência do ICMS as operações interestaduais de energia com o cliente, após o ajuizamento, em outubro de 2007, de medida cautelar preparatória, com pedido de liminar, visando à obtenção de Certidão Positiva com Efeito de Negativa de tributos administrados pela Secretaria da Fazenda, oferecendo-se, para tanto, bens em caução em valor suficiente para garantir o crédito tributário, requerendo-se, ainda, a não inclusão do nome da empresa nos registros do CADIN/RS.

Como garantia do crédito tributário a que se refere o processo, foram oferecidos em caução na medida cautelar imóveis que integram a unidade fabril do cliente no Rio Grande do Sul com respectivas construções civis, benfeitorias, máquinas e equipamentos, tendo sido avaliados e aceitos pelo Juízo.

Posteriormente, em 2012, houve o ajuizamento da execução fiscal pelo Estado do Rio Grande do Sul, sendo nela deferida a conversão da caução tomada nos autos da medida cautelar acima referida, em penhora. Assim, a execução fiscal restou suspensa até o julgamento definitivo da ação ordinária.

Após decisões desfavoráveis nas instâncias anteriores, o Recurso Especial no STJ não foi conhecido por decisão monocrática. O processo encontra-se em fase de Agravo Interno em Embargos de Divergência em Recurso Especial (nº 1.580.456/RS). No entanto, face à recente jurisprudência do STJ proferida em 2022, tornou-se mais difícil a reversão da decisão de inadmissibilidade do recurso, motivo pelo qual os advogados, a Companhia e o cliente entenderam por bem reavaliar o risco do processo para provável, já para o ano de 2023.

Tendo em vista o termo de responsabilidade e reembolso retro citado e os imóveis do cliente penhorados em garantia, a Companhia entende que possui sólidos argumentos para afirmar que, em caso de condenação definitiva na esfera judicial, o valor da execução fiscal será integralmente arcado pelo cliente. Sendo assim, a provisão e o direito de reembolso, registrado na rubrica "Direito de reembolso de ICMS sobre venda de energia elétrica" foram reconhecidos simultaneamente e apresentados de forma líquida no resultado.

a.1.3) Desmobilização de ativos de geração

Compreendem o valor presente dos custos estimados relativos à desmobilização dos ativos de geração eólica e solar. Mais informações vide Nota 10 – Imobilizado.

a.2) Mutação das provisões

	Controladora			
	Cíveis	Fiscais	Trabalhistas	Total
Saldos em 31.12.2021	**75.768**	**4.379**	**20.748**	**100.895**
Adições de constituição[1]	2.030	107.264	3.825	113.119
Atualizações	9.180	626	2.019	11.825
Reversão por pagamento[2]	(2.796)	-	(2.254)	(5.050)
Reversão por revisão	(4.705)	(1.391)	(3.502)	(9.598)
Saldos em 31.12.2022	**79.477**	**110.878**	**20.836**	**211.191**
Adições de constituição[1]	14.865	6.605	5.356	26.826
Atualizações[3]	5.609	3.420	2.142	11.171
Reversão por pagamento[2]	(703)	(281)	(1.579)	(2.563)
Reversão por revisão	(16.636)	(1.312)	(3.954)	(21.902)
Saldos em 31.12.2023	**82.612**	**119.310**	**22.801**	**224.723**

(1) As adições foram registradas conforme a natureza dos gastos.
(2) O gasto definitivo foi registrado diretamente no resultado, conforme a natureza do gasto.
(3) O montante de R$ 2.452 se refere ao processo de ICMS sobre venda de energia elétrica, o qual a Companhia tem direito de reembolso. Dessa forma, a atualização foi reconhecida em contrapartida na rubrica "Direito de reembolso de ICMS sobre venda de energia elétrica" e apresentado líquido no resultado.

	Consolidado				
	Cíveis	Fiscais	Trabalhistas	Desmobilização	Total
Saldos em 31.12.2021	**108.876**	**4.478**	**21.744**	**257.729**	**392.827**
Adições de constituição[1]	7.917	107.271	3.825	25.881	144.894
Atualizações	9.662	630	2.030	15.459	27.781
Reversão por pagamento[2]	(2.879)	-	(2.294)	-	(5.173)
Reversão por revisão	(19.538)	(1.390)	(3.501)	-	(24.429)
Saldos em 31.12.2022	**104.038**	**110.989**	**21.804**	**299.069**	**535.900**
Adições de constituição[1]	21.641	7.339	5.582	(52.745)	(18.183)
Atualizações[3]	6.634	3.426	2.178	11.472	23.710
Reversão por pagamento[2]	(1.774)	(280)	(2.410)	-	(4.464)
Reversão por revisão	(22.701)	(1.460)	(4.244)	-	(28.405)
Saldos em 31.12.2023	**107.838**	**120.014**	**22.910**	**257.796**	**508.558**

(1) As adições foram registradas conforme a natureza dos gastos.
(2) O gasto definitivo foi registrado diretamente no resultado, conforme a natureza do gasto.
(3) O montante de R$ 2.452 se refere ao processo de ICMS sobre venda de energia elétrica, o qual a Companhia tem direito de reembolso. Dessa forma, a atualização foi reconhecida em contrapartida na rubrica "Direito de reembolso de ICMS sobre venda de energia elétrica" e apresentado líquido no resultado.

a.3) Riscos possíveis e remotos

A Companhia é parte em processos judiciais que, na avaliação de seus consultores jurídicos e de sua Administração, não apresentam risco provável de desembolso futuro e, por esse motivo, os valores relativos a esses processos não são provisionados.

a.3.1) Riscos possíveis

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
Fiscais e previdenciários	**1.437.672**	**703.403**	**1.443.141**	**706.060**
PIS/Cofins sobre reembolso de combustível	695.830	576.650	695.830	576.650
Contingências vinculadas a subsidiária alienada	544.421	-	544.421	-
Créditos extemporâneos de PIS/COFINS	83.999	-	83.999	-
Denúncia espontânea	10.513	45.444	10.513	45.444
Outros	102.909	81.309	108.378	83.966
Cíveis	**40.597**	**7.234**	**93.436**	**28.142**
Trabalhistas	**6.344**	**11.339**	**6.469**	**20.329**
	1.484.613	**721.976**	**1.543.046**	**754.531**

a.3.1.1) Riscos fiscais

Os principais riscos de natureza fiscal avaliados pela Companhia e seus assessores jurídicos como sendo de risco possível são estes:

- PIS/Cofins sobre reembolso de combustível

Em 14.12.2018, foi expedido Auto de Infração contra a Companhia relativo a não incidência de PIS e Cofins sobre os montantes repassados pela Eletrobras como recomposição do custo assumido pela Companhia em razão da compra de combustíveis, de propriedade da CCC/CDE, utilizados na geração de energia das termelétricas, no período compreendido entre janeiro de 2014 e dezembro de 2016, com o argumento principal de que esses recursos recebidos da Eletrobras têm natureza de receita de subvenção para custeio. Os referidos reembolsos têm como base o incentivo do Governo na compra de combustíveis fósseis utilizados em usinas termelétricas.

Conforme a Lei Federal nº 10.438/02, o Governo criou o fundo público denominado CDE, com o objetivo de promover a competitividade das usinas que utilizam o carvão mineral, limitando, desta forma, o escopo do fundo público CCC, anteriormente existente, aos sistemas isolados.

O fundo público CDE, ao qual se refere o auto de infração, é formado do seguinte modo: (i) a distribuidora de energia, em suas faturas, cobra do consumidor final os montantes da conta de consumo de energia elétrica, sobre os quais o PIS e Cofins são devidos, e repassa estes valores ao órgão responsável pela gestão da CDE; (ii) as geradoras que utilizam dos combustíveis fósseis adquirem estes combustíveis e armazenam os estoques físicos em nome do fundo responsável pela gestão, o qual mantém a propriedade destes ativos; e (iii) o fundo responsável pela gestão reembolsa as geradoras os montantes relacionados ao combustível consumido.

Com base no mecanismo da CDE, a Companhia, em 15.01.2019, por meio de seus assessores externos, apresentou Recurso Voluntário ao auto de infração, no qual defende que: (i) a Companhia não possui a propriedade dos combustíveis; (ii) o reembolso não tem característica de subvenção para custeio, uma vez que é financiado pelos consumidores finais de energia e não pelo Governo; e (iii) o valor reembolsado não aumenta a receita da Companhia, existindo jurisprudência nos tribunais superiores que afirmam somente estarem sujeitos ao recolhimento do PIS e Cofins os recebimentos que efetivamente representem um aumento de riqueza. Desta forma, a Companhia entende que os reembolsos objeto do auto de infração não estão sujeitos ao PIS e Cofins.

Em 24.01.2020, a Companhia tomou ciência da decisão desfavorável ao Recurso Voluntário. Na sequência, a Companhia apresentou Embargos de Declaração contra o Acórdão no âmbito do CARF, o que teve decisão desfavorável. Em 21.11.2022, interpôs Recurso Especial no CSRF, que não foi admitido em 29.12.2022. Em decorrência da não admissibilidade a companhia interpôs, em 09.01.2023, Agravo ao CSRF, porém este também foi indeferido, encerrando as possibilidades por meio administrativo. Em 19.12.2023, a Companhia ajuizou a ação judicial correspondente a qual tramita na Justiça Federal.

Por fim, a posição da Companhia e de seus advogados é no sentido de que a evolução do caso, ainda que o desfecho se concretize desfavoravelmente na esfera administrativa, não altera a avaliação de êxito favorável, ou seja, a Companhia entende que possui sólidos argumentos para extinguir esta cobrança indevida de PIS e Cofins na esfera judicial, o montante atualizado em 31.12.2023 era de R$ 629.092. Em 2024, o débito foi inscrito em dívida ativa, sendo majorado em 20% relativos aos encargos legais da Procuradoria Geral da Fazenda Nacional (PGFN).

Em 2023, a Companhia foi autuada da lavratura de novo auto de infração referente às contribuições do PIS e COFINS sobre reembolso de carvão pela CDE, dessa vez referente ao período de fevereiro a agosto de 2018, sendo protocolada Impugnação que aguarda julgamento. A autuação soma o montante, atualizado em 31.12.2023, de R$ 66.738.

Estes processos permanecem com a Companhia após a alienação da subsidiária Diamante, visto que no período sob análise o Complexo Termelétrico Jorge Lacerda ainda fazia parte do parque gerador da controladora.

- Contingências vinculadas à subsidiária alienada (Diamante)

No ano de 2023, a Diamante foi autuada por meio da lavratura de novo auto de infração referente às contribuições do PIS e COFINS, dos anos de 2019 e 2020, cobrando tais tributos em razão de reembolso de carvão pela CDE. O valor total da autuação, atualizado em 31.12.2023, é de R$ 286.374. Foi protocolada impugnação que aguarda julgamento.

Ainda em 2023, a Diamante foi autuada através da lavratura de novo auto de infração, cobrando IRPJ/CSLL, apurados sob a sistemática do lucro presumido, do ano de 2018, em razão de reembolso de carvão pela CDE. Foi protocolada impugnação que também aguarda julgamento. O valor total da autuação, atualizado em 31.12.2023, é de R$ 258.047.

Embora a empresa autuada seja a Diamante, nos períodos em discussão a Diamante ainda se encontrava como subsidiária da Companhia e as questões aqui apresentadas, estão previstas no contrato de venda e permanecem sobre responsabilidade da Companhia.

- Créditos extemporâneos de PIS/COFINS

Em 23.06.2023, a companhia foi autuada pela Receita Federal do Brasil, a respeito da glosa de compensação de créditos de PIS/Cofins levantados extemporaneamente. Foi apresentada impugnação que aguarda julgamento em primeira instância administrativa.

- Denúncia espontânea

O instituto de “denúncia espontânea” permite o recolhimento de tributos em atraso sem a aplicação de multa de mora, desde que efetuado antes de qualquer procedimento administrativo ou medida de fiscalização. Uma vez que a RFB aceita recolhimentos fora do prazo sem a correspondente multa de mora, a Companhia apresenta impugnações administrativas e, quando necessário, medidas judiciais.

a.3.2) Riscos remotos

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
Fiscais e previdenciários	277.681	334.699	336.175	404.973
Cíveis	148.105	137.790	150.299	138.273
Trabalhistas	48.492	67.158	66.429	90.175
	474.278	**539.647**	**552.903**	**633.421**

b) Depósitos judiciais

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
Fiscais e previdenciárias	28.015	39.606	31.000	42.483
Cíveis	20.981	20.941	22.260	21.345
Trabalhistas	5.660	7.351	5.745	7.607
	54.656	**67.898**	**59.005**	**71.435**

Do montante total dos depósitos judiciais, R$ 24.476 (R$ 24.130 em 31.12.2022) e R$ 25.604 (R$ 24.130 em 31.12.2022), na controladora e no consolidado, respectivamente, estão diretamente relacionados a contingências de risco provável, reconhecidas como provisão no passivo da Companhia.

NOTA 18. TRIBUTOS E OUTRAS OBRIGAÇÕES REGULATÓRIAS

a) Crédito de imposto de renda e contribuição social

Em 31.12.2023, a Companhia apresenta no ativo circulante o montante de R$ 186.570 e R$ 249.839 (R$ 131.251 e R$ 181.438 em 31.12.2022), na controladora e no consolidado, respectivamente, relativos a imposto de renda e contribuição social a recuperar, cuja expectativa é de que a compensação ocorra em 2024. Adicionalmente, a Companhia mantém o saldo em 31.12.2023 de R$ 329 e R$ 82.509 (R$ 1.066 e R$ 72.183 em 31.12.2022) na controladora e consolidado, respectivamente, relativos a créditos fiscais de PIS, Cofins e ICMS.

No ativo não circulante, a Companhia mantém registrado os montantes de R$ 19.209 e R$ 31.999 (R$ 19.209 e R$ 32.803 em 2022) na controladora e no consolidado, respectivamente, relativos a valores reconhecidos de atualização da Selic sobre repetição de indébitos tributários. Em 24.09.2021, o STF, no julgamento de mérito do nº 1.063.187, fixou a tese do Tema nº 962 no sentido de ser inconstitucional a incidência do IRPJ e da CSLL sobre os valores atinentes à taxa Selic recebidos em razão de repetição de indébito tributário. Segundo a decisão, unânime no mérito e em sede de repercussão geral, a Selic constitui mera indenização pelo atraso no pagamento da dívida, e não representa acréscimo patrimonial que é o fato gerador para a tributação do IRPJ e da CSLL.

b) Obrigações fiscais e regulatórias

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
Imposto de renda e contribuição social a pagar	23.397	29.030	171.180	143.288
Outras obrigações fiscais e regulatórias	76.532	59.513	148.736	120.970
	99.929	**88.543**	**319.916**	**264.258**

b.1) Imposto de renda e contribuição social a pagar

Prática contábil:

São calculados individualmente por entidade de acordo com as bases tributárias e as alíquotas vigentes na data da apresentação das demonstrações financeiras e são apresentados de forma líquida no balanço patrimonial, quando os tributos correspondem às mesmas entidades tributárias e serão quitados pelo valor líquido.

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
Imposto de renda	21.976	27.501	117.301	92.253
Contribuição social	1.421	1.529	53.879	51.035
	23.397	**29.030**	**171.180**	**143.288**

b.2) Outras obrigações fiscais e regulatórias

Prática contábil:

São registradas pelos valores conhecidos, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes juros e variações monetárias incorridos.

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
PIS e Cofins	31.020	27.002	54.675	48.820
Royalties	37.978	26.271	46.643	34.238
ICMS	1.565	2.358	28.972	23.428
INSS	2.520	2.356	9.221	7.556
ISSQN	602	487	4.960	4.651
Taxa de fiscalização	1.390	1.249	2.684	2.379
Outros	4.497	4.122	4.640	4.345
	79.572	**63.845**	**151.795**	**125.417**
(-) Tributos federais e estaduais a compensar	(3.040)	(4.332)	(3.059)	(4.447)
	76.532	**59.513**	**148.736**	**120.970**

c) Imposto de renda e contribuição social diferidos

Prática contábil:

São calculados aplicando-se as alíquotas efetivas previstas para os exercícios sociais em que se espera realizar ou exigir as diferenças temporárias – diferenças entre o valor contábil dos ativos e dos passivos e sua base fiscal –, ou compensar os prejuízos fiscais e as bases negativas de contribuição social, quando aplicável. Esses tributos diferidos são integralmente apresentados no grupo "não circulante", de forma líquida, independente da expectativa de realização e da exigibilidade dos valores que lhes dão origem.

Imposto de renda e contribuição social diferidos são reconhecidos de acordo com a transação que originou o tributo diferido, seja no resultado, no resultado abrangente ou diretamente no patrimônio líquido.

O imposto de renda e a contribuição social diferidos, ativo e passivo, estão apresentados de forma líquida, como segue:

c.1) Composição

Natureza	Controladora				
	31.12.2023				31.12.2022
	Base de cálculo	IR	CSLL	Total	Total
Passivo:					
Repactuação do risco hidrológico	2.039.265	509.816	183.534	693.350	736.300
Depreciação acelerada	970.091	242.523	87.308	329.831	322.804
Custo atribuído ao imobilizado (valor justo)	397.700	99.425	35.793	135.218	156.396
ICMS sobre venda de energia elétrica	108.549	27.137	9.769	36.906	36.073
Venda no MAE (atual CCEE) não realizada	100.308	25.077	9.028	34.105	34.105
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	61.072	15.268	5.496	20.764	35.451
Encargos financeiros capitalizados	52.534	13.134	4.728	17.862	18.652
Outros	213.223	53.306	19.190	72.496	44.575
		985.686	**354.846**	**1.340.532**	**1.384.356**
Ativo:					
Perdas não realizadas em operações de *hedge*	203.356	50.839	18.302	69.141	51.139
Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa	145.421	36.355	13.088	49.443	49.443
Obrigações com benefícios de aposentadoria	121.744	30.436	10.957	41.393	15.654
Direito de reembolso de ICMS sobre venda de energia elétrica	108.549	27.137	9.769	36.906	36.073
Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	108.297	27.074	9.747	36.821	33.055
Ajuste a valor justo em combinação de negócios	106.679	26.670	9.601	36.271	42.406
Provisão de redução ao valor recuperável de ativos	48.894	12.224	4.400	16.624	426.378
Outros	110.949	27.737	9.985	37.722	36.065
		238.472	**85.849**	**324.321**	**690.213**
Valor líquido		**747.214**	**268.997**	**1.016.211**	**694.143**

Natureza	Consolidado				
		31.12.2023			31.12.2022
	Base de cálculo	IR	CSLL	Total	Total
Passivo:					
Receita de construção de infraestrutura de transmissão	7.636.043	1.909.011	687.244	2.596.255	2.301.763
Remuneração do ativo financeiro de concessão	2.662.519	665.630	239.627	905.257	921.029
Repactuação do risco hidrológico	2.300.350	575.088	207.032	782.120	788.454
Depreciação acelerada	1.362.943	340.736	122.665	463.401	448.090
Apropriação dos encargos financeiros	787.863	196.966	70.908	267.874	213.711
Intangível de bonificação pela outorga	512.561	128.140	46.130	174.270	146.011
Custo atribuído ao imobilizado (valor justo)	397.700	99.425	35.793	135.218	156.396
Valor justo de direitos de projeto adquirido	228.174	57.044	20.536	77.580	80.247
ICMS sobre venda de energia elétrica	108.549	27.137	9.769	36.906	36.073
Venda no MAE (atual CCEE) não realizada	100.308	25.077	9.028	34.105	34.105
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	78.708	19.677	7.084	26.761	47.048
Outros	236.044	59.011	21.244	80.255	52.320
		4.102.942	**1.477.060**	**5.580.002**	**5.225.247**
Ativo:					
Custo de construção de infraestrutura de transmissão	6.221.182	1.555.296	559.906	2.115.202	2.197.601
RBO	1.861.581	465.395	167.542	632.937	512.067
Prejuízo fiscal e base negativa de CSLL	1.285.692	321.423	115.712	437.135	316.060
Perdas não realizadas em operações de *hedge*	203.356	50.839	18.302	69.141	58.475
Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa	150.203	37.551	13.518	51.069	51.069
Obrigações com benefícios de aposentadoria	121.744	30.436	10.957	41.393	15.654
Ajuste a valor justo em combinação de negócios	119.685	29.921	10.772	40.693	42.406
Direito de reembolso de ICMS sobre venda de energia elétrica	108.549	27.137	9.769	36.906	36.073
Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	106.679	26.670	9.601	36.271	36.946
Provisão de redução ao valor recuperável de ativos	48.894	12.224	4.400	16.624	426.378
Outros	153.840	38.460	13.910	52.370	77.745
		2.595.352	**934.389**	**3.529.741**	**3.770.474**
Valor líquido		**1.507.590**	**542.671**	**2.050.261**	**1.454.773**
Classificação no balanço patrimonial					
Passivo		1.534.824	552.474	2.087.298	1.505.352
Ativo[1]		(27.234)	(9.803)	(37.037)	(50.579)
Total		**1.507.590**	**542.671**	**2.050.261**	**1.454.773**

(1) Valor apresentado como parte da rubrica "Outros ativos não circulantes".

c.2) Mutação do imposto de renda e da contribuição social diferidos, líquidos

	Controladora	Consolidado
Saldos em 31.12.2021	**728.083**	**1.443.690**
Impostos diferidos de empresa adquirida	-	513
Impostos diferidos no resultado	(92.762)	51.502
Impostos diferidos em outros resultados abrangentes	58.822	58.819
Transferência para passivos relacionados a ANCMV[1]	-	(99.751)
Saldos em 31.12.2022	**694.143**	**1.454.773**
Impostos diferidos no resultado	371.479	642.993
Impostos diferidos em outros resultados abrangentes	(49.411)	(49.411)
Alienação de subsidiária[1]	-	1.906
Saldos em 31.12.2023	**1.016.211**	**2.050.261**

(1) Mais informações vide Nota 9 – Investimentos, item "d".

c.3) Expectativa de realização e exigibilidade

	Controladora		Consolidado	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
2024	90.388	89.147	130.459	191.469
2025	25.249	74.494	139.460	235.125
2026	45.564	83.049	150.323	268.912
2027	78.232	75.946	181.377	253.895
2028	17.261	111.399	157.470	282.193
2029 a 2031	13.538	84.368	157.044	251.090
2032 a 2034	13.824	107.558	155.244	274.458
2035 a 2037	12.322	129.812	157.437	296.593
2038 em diante	27.943	584.759	2.300.927	3.526.267
	324.321	**1.340.532**	**3.529.741**	**5.580.002**

d) Conciliação dos tributos no resultado

	Controladora					
	2023			2022		
	IR	CSLL	Total	IR	CSLL	Total
Resultado antes dos tributos	**3.798.447**	**3.798.447**	**3.798.447**	**2.842.601**	**2.842.601**	**2.842.601**
Alíquota nominal	25%	9%	34%	25%	9%	34%
Despesa às alíquotas nominais	**(949.612)**	**(341.860)**	**(1.291.472)**	**(710.650)**	**(255.834)**	**(966.484)**
Diferenças permanentes						
Equivalência patrimonial	642.991	231.477	874.468	498.493	179.457	677.950
Juros sobre o capital próprio	36.250	13.050	49.300	50.000	18.000	68.000
Selic sobre repetição de indébito tributário	-	-	-	23.834	1.282	25.116
Incentivos fiscais[1]	8.996	-	8.996	10.838	-	10.838
Outros	(7.548)	(2.636)	(10.184)	4.423	635	5.058
	(268.923)	**(99.969)**	**(368.892)**	**(123.062)**	**(56.460)**	**(179.522)**
Composição dos tributos no resultado						
Corrente	4.417	(1.830)	2.587	(191.076)	(81.208)	(272.284)
Diferido	(273.340)	(98.139)	(371.479)	68.014	24.748	92.762
	(268.923)	**(99.969)**	**(368.892)**	**(123.062)**	**(56.460)**	**(179.522)**
Alíquota efetiva	**7,1%**	**2,6%**	**9,7%**	**4,3%**	**2,0%**	**6,3%**

(1) O incentivo fiscal da redução de imposto de renda, para empreendimentos construídos em região incentivada, é reconhecido como redutor da despesa de imposto de renda e transferido da rubrica "Lucros acumulados" para "Reserva de incentivos fiscais", no patrimônio líquido.

	Consolidado					
	2023			2022		
	IR	CSLL	Total	IR	CSLL	Total
Resultado antes dos tributos	**4.397.300**	**4.397.300**	**4.397.300**	**3.285.294**	**3.285.294**	**3.285.294**
Alíquota nominal	25%	9%	34%	25%	9%	34%
Despesa às alíquotas nominais	**(1.099.325)**	**(395.757)**	**(1.495.082)**	**(821.324)**	**(295.676)**	**(1.117.000)**
Diferenças permanentes						
Equivalência patrimonial	248.279	89.381	337.660	181.784	65.442	247.226
Incentivos fiscais[1]	89.479	-	89.479	88.593	7.135	95.728
Juros sobre o capital próprio	36.250	13.050	49.300	50.000	18.000	68.000
Variação entre bases do lucro real e presumido	78.937	23.774	102.711	35.986	10.156	46.142
Selic sobre repetição de indébito tributário	3.710	1.327	5.037	24.038	1.356	25.394
Outros	(39.589)	(17.756)	(57.345)	14.931	(1.147)	13.784
	(682.259)	**(285.981)**	**(968.240)**	**(425.992)**	**(194.734)**	**(620.726)**
Composição dos tributos no resultado						
Corrente	(209.148)	(116.099)	(325.247)	(387.932)	(181.292)	(569.224)
Diferido	(473.111)	(169.882)	(642.993)	(38.060)	(13.442)	(51.502)
	(682.259)	**(285.981)**	**(968.240)**	**(425.992)**	**(194.734)**	**(620.726)**
Alíquota efetiva	**15,5%**	**6,5%**	**22,0%**	**13,0%**	**5,9%**	**18,9%**

(1) O incentivo fiscal da redução de imposto de renda, para empreendimentos construídos em região incentivada, é reconhecido como redutor da despesa de imposto de renda e transferido da rubrica "Lucros acumulados" para "Reserva de incentivos fiscais", no patrimônio líquido.

NOTA 19. OUTROS PASSIVOS

Prática contábil:

As demais obrigações são registradas pelos valores conhecidos ou estimados e, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes juros e variações monetárias incorridos.

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*[1]	240.483	188.094	723.438	284.453
Ressarcimentos às distribuidoras	-	-	278.977	199.604
Fornecedores[2]	58.336	8.286	227.977	153.809
Obrigações vinculadas à aquisição de ativos	-	-	133.932	109.050
Dividendos e JCP não reclamados	31.287	27.667	31.468	27.667
Adiantamento de clientes	-	-	6.172	10.653
Outras contas a pagar	33.967	28.847	129.336	88.342
	364.073	**252.894**	**1.531.300**	**873.578**
Classificação no balanço patrimonial				
Passivo circulante	171.343	125.516	1.005.382	442.049
Passivo não circulante	192.730	127.378	525.918	431.529
	364.073	**252.894**	**1.531.300**	**873.578**

(1) Mais informações vide Nota 13 - Gerenciamento de riscos e instrumentos financeiros, item a.
(2) Mais informações vide Nota 12 - Fornecedores.

a) Ressarcimentos às distribuidoras

A Companhia apresenta em seu passivo montante relativo ao mecanismo de ressarcimento previsto nos contratos de energia elétrica firmados no ACR das Usinas pertencentes aos Conjuntos Eólicos Trairí, Campo Largo e Umburanas – Fase I, Assú V e dos Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu e Floresta. Estes contratos preveem o pagamento por parte das distribuidoras de uma receita fixa, independente da geração verificada mês a mês, e posterior ressarcimento por parte da Companhia.

Os principais critérios de reconhecimento estão demonstrados abaixo:

Empresa	Leilão	Tipo	Critérios de reconhecimento	2023	2022
Conjuntos Eólicos Trairí, Campo Largo e Umburanas – Fase I	20º Leilão de Energia Nova / 22º Leilão de Energia Nova	Disponibilidade	**Cálculo:** (i) ressarcimento anual: flexibilização de 10%, ocorrendo em função da variabilidade dos ventos e fatores gerais do mercado de energia. Entregas menores que 90% da energia contratada são mensuradas anualmente; e (ii) ressarcimento quadrienal: flexibilização verificada no contexto quadrienal, motivado pelo regime sazonal de ventos. Sendo assim, cada cálculo perdoado no ressarcimento anual é considerado para o quadriênio, assim como é considerado nas energias entregues acima de 100% de cada ano. **Valoração:** diferença mensurada com o maior entre o preço de venda fixado no leilão e o PLD do período de referência. **Pagamento:** é realizado no ano subsequente da mensuração, por meio da redução da receita de venda.	218.368	175.582
Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu e Floresta[1]/ Assú V	8º Leilão de Energia de Reserva	Quantidade	**Cálculo:** diferença entre energia contratada e energia gerada. **Valoração:** o preço é multiplicado por 106% se for até 10% abaixo do contrato. Caso a geração seja abaixo de 90%, o multiplicador é de 115%. **Pagamento:** 12 parcelas iguais diretamente na contabilização de evento na CCEE do contrato.	60.609	24.022
				278.977	**199.604**

1) Mais informações vide Nota 27 – Seguros, item d).

b) Obrigações vinculadas à aquisição de ativos

Em 31.12.2023, a Companhia, por meio de suas controladas, mantém registrados os montantes de R$ 109.091, R$ 2.884 e R$ 2.157 (R$ 14.632, R$ 126 e R$ 515 de variação monetária) relativos à aquisição dos direitos de desenvolvimento do Projeto Eólico Serra do Assuruá, do Conjunto Eólico Santo Agostinho e do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, respectivamente. Além disso, a Companhia efetuou o pagamento no valor de R$ 10.191 e adicionalmente, a Companhia efetuou o reajuste do preço de compra da Solairedirect no montante de R$ 19.800.

NOTA 20. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

a) Capital social autorizado

A Companhia está autorizada a aumentar o seu capital social até o limite de R$ 7.000.000, por deliberação do Conselho de Administração, independentemente de reforma estatutária. Conforme o regulamento de listagem do Novo Mercado da B3, a Companhia não poderá emitir ações preferenciais ou partes beneficiárias.

A Companhia não possui ações em tesouraria e não efetuou transação envolvendo compra e venda de ações de sua emissão nos exercícios findos em 31.12.2023 e 31.12.2022.

b) Capital social subscrito e integralizado

O capital social da Companhia, em 31.12.2023 e 31.12.2022, era R$ 4.902.648, totalmente subscrito e integralizado, representado por 815.927.740 ações ordinárias, todas nominativas e sem valor nominal.

O valor patrimonial da ação em reais, em 31.12.2023, era de R$ 10,73 (R$ 10,37 por ação em 31.12.2022).

O quadro societário da Companhia, em 31.12.2023 e 31.12.2022, era este:

	31.12.2023 / 31.12.2022	
Acionistas	**Lote de ações ordinárias**	**Participação no capital**
ENGIE Brasil Participações Ltda.	560.640.791	68,71%
Banco Clássico S.A.	80.425.026	9,86%
Demais acionistas	174.861.923	21,43%
	815.927.740	**100,00%**

Em 31.12.2023 o Conselho de Administração, a Diretoria Executiva e o Conselho Fiscal detinham a quantidade de 49.988 ações da Companhia (56.088 em 31.12.2022).

c) Reservas de lucros

A composição das reservas de lucros é demonstrada a seguir:

	Controladora / Consolidado	
	31.12.2023	**31.12.2022**
Reserva legal	980.530	980.530
Reserva de incentivos fiscais	282.471	273.736
Reserva de retenção de lucros	2.687.407	1.127.417
	3.950.408	**2.381.683**

c.1) Reserva Legal

Do lucro líquido do exercício, 5% são aplicados, antes de qualquer outra destinação, na constituição da reserva legal, que não excederá a 20% do capital social da Companhia. A referida reserva tem a finalidade de assegurar a integridade do capital social e somente poderá ser utilizada para compensar prejuízos ou aumentar o capital social.

No ano de 2021, a Companhia atingiu o limite de 20% do capital social e, portanto, não houve destinação de reserva legal nos exercícios findos de 2023 e 2022.

c.2) Reservas de incentivos fiscais

A reserva é constituída mediante destinação da parcela do resultado do exercício equivalente ao benefício fiscal concedido pela Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia (Sudam) e Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste (Sudene). Esse benefício corresponde à redução de 75% no imposto de renda calculado sobre o lucro da exploração das atividades desenvolvidas pelas usinas detentoras do benefício – Usinas Ponte de Pedra e São Salvador, com base no art. 626 do Decreto nº 9.580/2018, conforme demonstrado a seguir:

	31.12.2023	31.12.2022
Lucro da exploração	**390.450**	**47.943**
Imposto de renda nominal (15%)	58.568	7.191
Adicional de imposto de renda	496	4.746
Imposto de renda calculado	**59.064**	**11.937**
Incentivo fiscal (%)	75%	75%
Incentivo fiscal calculado	**44.298**	**8.953**
Incentivo fiscal utilizado[1]	**8.735**	**8.953**

(1) A utilização do incentivo fiscal é limitada ao valor do IRPJ devido no exercício.

c.3) Reservas de retenção de lucros

A reserva é constituída, com base em orçamento de capital, com a finalidade de financiar a implantação de novas usinas, a manutenção do parque produtivo e a possível aquisição de participação em outras sociedades. Em 31.12.2023, a Administração da Companhia está propondo a destinação do valor de R$ 1.559.990 do lucro do exercício de 2023 para reserva de retenção de lucros, e 31.12.2022, optou por não destinar valores à reserva de retenção de lucros, sendo o montante remanescente após a constituição das reservas legal e de incentivos fiscais, utilizado na proposição de dividendos e para a realização dos custos atribuídos.

d) Ajustes de avaliação patrimonial

d.1) Custo atribuído

Conforme previsto nas normas contábeis, a Companhia reconheceu o ajuste do valor justo do ativo imobilizado na data da adoção inicial dos CPC, em 01.01.2009. A contrapartida do referido ajuste, líquido do imposto de renda e da contribuição social diferidos, foi registrada na rubrica “Ajuste de avaliação patrimonial”, no patrimônio líquido. A realização dessa reserva é registrada em contrapartida da conta “Lucros acumulados”, na medida em que a depreciação ou a baixa do ajuste a valor justo do imobilizado são reconhecidas no resultado da Companhia.

d.2) Outros resultados abrangentes

A conta registra as variações dos valores justos, líquidos do imposto de renda e da contribuição social diferidos das seguintes transações: (i) obrigações com os benefícios de aposentadoria dos planos de benefícios definidos patrocinados pela Companhia; (ii) *hedges* de fluxo de caixa sobre compromissos futuros em moeda estrangeira firmados pela controlada em conjunto TAG, pelos Conjuntos Eólico Santo Agostinho e Serra do Assuruá e pelo Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, controladas indiretas; (iii) *hedges* de fluxo de caixa sobre empréstimos em moeda estrangeira e de exposição agregada; e (iv) efeitos de mudança de participação oriunda da incorporação da Aliança pela controlada em conjunto TAG.

O quadro a seguir apresenta os efeitos acumulados de outros resultados abrangentes:

		Controladora		Consolidado	
	Nota	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
Outros resultados abrangentes que no futuro:					
- Não serão reclassificados para o resultado					
Benefício de aposentadoria					
Remensuração de obrigações com aposentadoria	16.b	(77.633)	67.693	(77.486)	67.840
Imposto de renda e contribuição social diferidos	18.c	26.395	(23.016)	26.345	(23.066)
Equivalência patrimonial dos efeitos acima		97	97	-	-
		(51.141)	**44.774**	**(51.141)**	**44.774**
- Serão reclassificados para o resultado					
***Hedges* de fluxo de caixa**					
Perdas não realizadas originadas no exercício	13.a.1	-	-	(375.379)	(43.122)
Equivalência patrimonial dos efeitos acima		(375.379)	(43.122)	-	-
Perdas não realizadas originadas no exercício de controlada em conjunto	9	(261.145)	(339.670)	(261.145)	(339.670)
Mudança de participação em controlada em conjunto		(99.230)	(99.230)	(99.230)	(99.230)
		(735.754)	**(482.022)**	**(735.754)**	**(482.022)**
		(786.895)	**(437.248)**	**(786.895)**	**(437.248)**

e) Participação de acionistas não controladores

Referem-se às participações acionárias de terceiros no equivalente a 5% no capital social da controlada indireta Ibitiúva e a 12,34% no capital social da controlada indireta Maracanã, mais detalhes vide Nota 11 – Investimentos, item b.1.1.

f) Lucro por ação básico e diluído

O quadro a seguir apresenta os dados de resultado e ações utilizados no cálculo dos lucos por ação.

	Controladora / Consolidado	
	31.12.2023	31.12.2022
Lucro líquido do exercício	3.429.555	2.663.079
Quantidade de ações ordinárias	815.927.740	815.927.740
Lucro por ação básico e diluído – em R$	**4,20326**	**3,26387**

O cálculo é realizado por meio da divisão do lucro líquido do exercício, atribuído aos detentores de ações ordinárias da controladora, pela quantidade média ponderada de ações ordinárias disponíveis durante o exercício. A Companhia não possui ações com efeitos diluidores nos exercícios apresentados, motivo pelo qual não há diferença entre o lucro por ação básico e diluído.

NOTA 21. DIVIDENDOS E JUROS SOBRE O CAPITAL PRÓPRIO

Prática contábil:

São reconhecidos como passivo nos seguintes momentos: (i) dividendos intercalares e intermediários – quando de sua aprovação pelo Conselho de Administração; (ii) dividendos mínimos obrigatórios – quando do encerramento do exercício corrente; (iii) juros sobre o capital próprio – na data do crédito aos acionistas; e (iv) dividendos adicionais propostos no encerramento do exercício – quando de sua aprovação pela AGO.

a) Cálculo

	31.12.2023	31.12.2022
Base de cálculo dos dividendos ajustada		
Lucro líquido do exercício atribuído aos acionistas controladores	3.429.555	2.663.079
Reserva de incentivos fiscais	(8.735)	(8.953)
Realização do custo atribuído do imobilizado	39.530	40.048
Dividendos e juros sobre capital próprio prescritos	6.295	11.684
Lucro líquido do exercício ajustado para fins de dividendos e juros sobre o capital próprio	**3.466.645**	**2.705.858**
Dividendos / juros sobre o capital próprio propostos		
Dividendos intercalares relativos ao primeiro semestre	767.200	1.050.698
Juros sobre o capital próprio, líquidos do imposto de renda retido	123.649	170.579
Dividendos mínimos obrigatórios	272.794	-
Dividendos adicionais propostos	721.661	1.455.160
Subtotal	**1.885.304**	**2.676.437**
Imposto de renda retido sobre os juros sobre o capital próprio	21.351	29.421
Total dos dividendos e juros sobre o capital próprio anuais	**1.906.655**	**2.705.858**
Percentual equivalente do lucro líquido ajustado	**55%**	**100%**

b) Dividendos e juros sobre o capital próprio a pagar

b.1) Composição

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
Dividendos e juros sobre o capital próprio	411.443	180.617	411.578	181.104
Imposto de renda retido sobre os juros sobre o capital próprio[1]	21.351	29.421	21.351	29.421
	432.794	**210.038**	**432.929**	**210.525**

(1) Os valores referentes ao imposto de renda retido sobre os juros sobre capital próprio, estão registrados como parte da rubrica "Outras Contas a pagar", na Nota 19 – Outros Passivos.

b.2) Mutação

	Controladora	Consolidado
Saldos em 31.12.2021	**64.965**	**65.271**
Dividendos e juros sobre o capital próprio aprovados	2.439.165	2.440.593
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos	(2.276.071)	(2.277.318)
Pagamento de imposto de renda sobre juros sobre capital próprio	(8.713)	(8.713)
Transferência de dividendos e juros sobre o capital próprio não reclamados	(9.308)	(9.308)
Saldos em 31.12.2022	**210.038**	**210.525**
Dividendos e juros sobre o capital próprio aprovados	2.640.154	2.641.629
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos	(2.377.950)	(2.379.596)
Compensação de imposto de renda sobre juros sobre capital próprio	(29.421)	(29.421)
Transferência de dividendos e juros sobre o capital próprio não reclamados	(10.027)	(10.208)
Saldos em 31.12.2023	**432.794**	**432.929**

c) Política de dividendos

A política de dividendos estabelecida no Estatuto Social da Companhia prevê a distribuição de dividendo mínimo obrigatório de 30% do lucro líquido do exercício, ajustado nos termos da Lei das Sociedades por Ações, bem como estabelece a intenção de pagar em cada ano-calendário, dividendos e/ou juros sobre o capital próprio em valor não inferior a parcela equivalente a 55% do lucro líquido ajustado, em distribuições semestrais.

d) Distribuições realizadas e proposta relativa ao lucro líquido do exercício de 2022

d.1) Dividendos intercalares relativos ao primeiro semestre

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada em 02.08.2022, aprovou a distribuição de dividendos intercalares no valor de R$ 577.884, correspondentes a R$ 0,7082542240 por ação, equivalentes a 55% do lucro líquido distribuível do 1° semestre de 2022. As ações da Companhia foram negociadas ex-dividendos intercalares a partir de 17.08.2022 e o pagamento ocorreu em 12.12.2022.

Adicionalmente, em reunião realizada em 08.11.2022, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a distribuição de dividendos intercalares complementares, com base nas informações trimestrais levantadas em 30.06.2022, no valor de R$ 472.815, correspondente a R$ 0,5794807287 por ação, equivalentes a 45% do lucro líquido distribuível ajustado do 1° semestre de 2022. As ações da Companhia foram negociadas ex-dividendos intercalares a partir de 22.11.2022 e a data de pagamento ocorreu em 12.12.2022.

d.2) Juros sobre o capital próprio

Em 16.12.2022, o Conselho de Administração da Companhia aprovou o crédito de juros sobre o capital próprio relativo ao período de 01.01.2022 a 31.12.2022, no valor bruto de R$ 200.000, correspondente a R$ 0,2451197455 por ação. O crédito dos juros sobre o capital próprio da Companhia foi registrado contabilmente em 31.12.2022, com base na posição acionária de 22.12.2022. As ações da Companhia foram negociadas ex-juros sobre o capital próprio a partir de 23.12.2022 e a data de pagamento ocorreu em 26.07.2023.

d.3) Dividendos adicionais propostos

Ainda relativo ao exercício de 2022, em reunião de 26.04.2023, a AGO aprovou a proposta de pagamento de dividendos adicionais sobre o lucro líquido distribuível, no valor de R$ 1.455.160, correspondente a R$ 1,7834407362 por ação. Nesta data, a Companhia reconheceu a obrigação do pagamento em seu balanço patrimonial. As ações da Companhia foram negociadas ex-dividendos a partir de 09.05.2023, e o pagamento foi realizado em 26.09.2023.

e) Distribuições realizadas e proposta relativa ao lucro líquido do exercício de 2023

e.1) Dividendos intercalares relativos ao primeiro semestre

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada em 08.08.2023, aprovou a distribuição de dividendos intercalares no valor de R$ 767.200, correspondentes a R$ 0,94027879765 por ação, com base nas informações trimestrais levantadas em 30.06.2023, equivalentes a 55% do lucro líquido distribuível do 1° semestre de 2023. As ações da Companhia foram negociadas ex-dividendos intercalares a partir de 22.08.2023 e o pagamento ocorreu em 27.12.2023.

e.2) Dividendos mínimos obrigatórios

Conforme o Estatuto Social da Companhia prevê a distribuição de dividendos mínimos obrigatórios de 30% do lucro líquido do exercício, a Companhia apurou um dividendo mínimo obrigatório no valor de R$ 1.039.994, sendo parte já distribuído por meio de dividendos intercalares no valor de R$ 767.200, resultando em um dividendo mínimo obrigatório de R$ 272.794, correspondente a R$ 0,33433602830 por ação. Esse valor foi reconhecido no passivo da Companhia no encerramento do exercício de 2023 e a data de seu pagamento será definida pela Diretoria Executiva e comunicada por meio de Aviso aos Acionistas.

e.3) Juros sobre o capital próprio

Em 08.12.2023, o Conselho de Administração da Companhia aprovou o crédito de juros sobre o capital próprio relativo ao período de 01.01.2023 a 31.12.2023, no valor bruto de R$ 145.000, correspondente a R$ 0,17771181551 por ação. O crédito dos juros sobre o capital próprio da Companhia foi registrado contabilmente em 31.12.2023, com base na posição acionária de 21.12.2023. As ações da Companhia foram negociadas ex-juros sobre o capital próprio a partir de 22.12.2023 e serão pagos posteriormente, conforme definido pela Diretoria Executiva e comunicado por meio de Aviso aos Acionistas.

e.4) Dividendos adicionais propostos

A Companhia encaminhou para aprovação do Conselho de Administração, na reunião de 27.02.2024, a proposta de pagamento de dividendos adicionais sobre o lucro líquido do exercício de 2023, no valor de R$ 721.661 (R$ 0,88446720613 por ação).

O valor dos dividendos acima do mínimo obrigatório estabelecido em Lei ou outro instrumento legal, ainda não aprovado em Assembleia Geral, é apresentado e destacado no patrimônio líquido. Dessa forma, esses dividendos estão apresentados na conta do patrimônio líquido, denominada “Dividendos adicionais propostos”, até a sua aprovação pela AGO.

Desta forma, considerando o resultado de 2023 destinado, o montante de dividendos pagos será de R$ 1.906.655 (R$ 2,33679384759 por ação).

NOTA 22. RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

Prática contábil:

A receita é mensurada com base na contraprestação precificada no contrato com o cliente, pelo valor justo da contrapartida recebida ou a receber, deduzida dos tributos incidentes sobre ela.

A receita é reconhecida de acordo com a observância das seguintes etapas: (i) identificação dos direitos e compromissos do contrato com o cliente; (ii) identificação das obrigações de desempenho contratadas; (iii) determinação do preço da transação; (iv) alocação do preço às obrigações de desempenho; e (v) reconhecimento quando (ou na medida em que) as obrigações de desempenho são satisfeitas. Uma receita só é reconhecida quando não há incerteza significativa quanto à sua realização.

A receita é reconhecida conforme os contratos firmados, cuja obrigação de desempenho é atendida mensalmente, dado que o cliente simultaneamente recebe e consome os benefícios fornecidos pela Companhia, consequentemente, o valor da contraprestação reflete o valor justo a receber quando a energia for efetivamente entregue ao cliente.

A seguir fornecemos informações sobre a natureza e a época do cumprimento de obrigações de desempenho em contratos com clientes, incluindo condições de pagamento significativas e as políticas de reconhecimento de receitas relacionadas.

Suprimento e fornecimento

A Companhia reconhece a receita com suprimento e fornecimento de energia elétrica pelo valor justo da contraprestação, por meio da entrega de energia elétrica ocorrida em um determinado período. A apuração do volume de energia entregue para o comprador ocorre em bases mensais. O controle da energia elétrica é obtido a partir do momento em que a Companhia transfere a energia elétrica ao cliente. As faturas são emitidas mensalmente e são pagas, usualmente, em 30 dias a partir de sua emissão.

A receita é reconhecida com base na energia vendida e com preços especificados nos termos dos contratos de suprimento e fornecimento. A Companhia poderá vender a energia produzida em dois ambientes: (i) no ACL, onde a comercialização de energia elétrica ocorre por meio de livre negociação de preços e condições entre as partes, por meio de contratos bilaterais; e (ii) no ACR, onde há a comercialização da energia elétrica para os agentes distribuidores.

Operações de *trading*

As operações de *trading* de energia são transacionadas em mercado ativo e, para fins de mensuração contábil, atendem a definição de instrumentos financeiros ao valor justo.

A Companhia reconhece a receita quando da entrega da energia ao cliente pelo valor justo da contraprestação. Adicionalmente, são reconhecidos como receita os ganhos líquidos não realizados decorrentes da marcação a mercado – diferença entre os preços contratados e os de mercado – das operações líquidas contratadas em aberto na data das demonstrações financeiras.

Transações no mercado de curto prazo

A Companhia reconhece a receita pelo valor justo da contraprestação a receber no momento em que as transações no mercado de curto prazo ocorrem. O preço da energia nessas operações tem como característica o vínculo com PLD.

Receita de prestação de serviços

As UHEs Jaguara e Miranda, para a energia vendida no ACR, recebem, como parte da RAG, a parcela referente à GAG, a qual é destinada para a remuneração dos serviços de operação e manutenção das Usinas e visam evitar a interrupção da disponibilidade das instalações. A Companhia reconhece a receita pelo valor justo da contraprestação a receber mensalmente, conforme a obrigação de desempenho de manter a Usina operando é atendida.

A receita relacionada a performance de implementação da infraestrutura para prestação de serviços de transmissão de energia elétrica sob o contrato de concessão de serviços é reconhecida à medida que os gastos são incorridos acrescendo-se a margem estimada para cada projeto. As receitas dos serviços de operação e manutenção são reconhecidas no momento no qual os serviços são prestados pela Companhia.

Receita de construção de infraestrutura de transmissão

A receita de construção de infraestrutura de transmissão é reconhecida à medida que todas as obrigações de desempenho sejam satisfeitas ao longo do tempo. Esta receita corresponde aos custos de construção adicionados de uma margem bruta residual, destinada a cobrir os custos de gestão da construção. Esses gastos decorrentes da construção estão reconhecidos no custo.

A margem é estimada levando-se em consideração o orçamento de custos de construção projetado e suas possíveis eficiências, considerando o prazo regulatório para entrega da obra. Eventuais receitas decorrentes de antecipação de término do Sistema de Transmissão são reconhecidas no resultado do exercício da efetiva antecipação comercial autorizada pela Aneel.

A tabela a seguir apresenta a conciliação entre a receita operacional bruta e a receita operacional líquida apresentada nas demonstrações dos resultados.

	Controladora		Consolidado	
	2023	2022	2023	2022
Receita operacional bruta				
Distribuidoras de energia elétrica	2.829.567	2.670.178	4.500.616	4.589.402
Consumidores livres	356.641	401.447	3.513.710	3.772.026
Comercializadoras de energia elétrica	1.855.271	1.737.889	921.004	954.305
Operações de *trading*	-	-	483.254	752.195
Transações no mercado de curto prazo	120.474	162.412	425.708	388.080
Serviços prestados	76.799	82.750	197.462	192.917
Outras receitas	7.149	7.302	116.716	101.688
	5.245.901	**5.061.978**	**10.158.470**	**10.750.613**
Deduções da receita operacional				
PIS e Cofins	(461.196)	(445.396)	(876.674)	(934.996)
Pesquisa e desenvolvimento	(36.978)	(34.658)	(54.717)	(52.433)
ICMS	(11.269)	(7.994)	(11.347)	(8.483)
ISSQN	(3.839)	(4.138)	(3.839)	(4.163)
	(513.282)	**(492.186)**	**(946.577)**	**(1.000.075)**
Outras				
Remuneração de ativo de contrato	-	-	831.388	755.119
Remuneração de ativo financeiro de concessão	-	-	467.748	485.490
Receita de construção de infraestrutura de transmissão	-	-	236.755	914.384
Ganhos não realizados em operações de *trading*	-	-	-	1.074
	-	**-**	**1.535.891**	**2.156.067**
Receita operacional líquida	**4.732.619**	**4.569.792**	**10.747.784**	**11.906.605**

NOTA 23. DETALHAMENTO DOS GASTOS OPERACIONAIS POR NATUREZA

a) Custos operacionais

	Controladora		Consolidado	
	2023	2022	2023	2022
Compras de energia[1]	498.563	493.191	1.927.007	2.368.882
Depreciação e amortização	379.458	389.126	881.946	953.346
Encargos de uso de rede elétrica e de conexão	439.954	411.204	668.063	625.137
Materiais e serviços de terceiros	80.794	73.571	413.918	434.127
Pessoal	184.779	165.888	248.561	235.594
Custo de construção de infraestrutura de transmissão	-	-	228.289	1.120.351
Transações no mercado de energia de curto prazo[1]	80.020	45.766	200.695	166.753
Royalties	139.081	124.568	168.604	154.069
Seguros	35.272	33.132	88.007	90.841
Combustíveis	-	-	66.032	115.457
Repactuação do risco hidrológico[2]	-	-	(114.508)	-
Outros	17.624	48.414	64.031	52.855
	1.855.545	**1.784.860**	**4.840.645**	**6.317.412**
Classificação no resultado				
Custos operacionais	1.823.312	1.749.217	4.808.337	6.281.769
Custo dos serviços prestados	32.233	35.643	32.308	35.643
	1.855.545	**1.784.860**	**4.840.645**	**6.317.412**

(1) Para maiores informações vide item "a.1" abaixo.
(2) Para maiores informações vide nota 11 – Intangível, item "b.1".

a.1) Compras de energia

	Controladora		Consolidado	
	2023	2022	2023	2022
Compras de energia				
Compras de energia para gerenciamento do portfólio	498.563	493.191	1.492.928	1.699.654
Operações de *trading*	-	-	417.602	665.853
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	16.477	3.375
	498.563	**493.191**	**1.927.007**	**2.368.882**
Transações no mercado de energia de curto prazo				
Compras no mercado de curto prazo	80.020	45.766	200.174	166.498
Operações de *trading*	-	-	521	255
	80.020	**45.766**	**200.695**	**166.753**

b) Despesas com vendas, gerais e administrativas

	Controladora				Consolidado			
	Com vendas		Gerais e administrativas		Com vendas		Gerais e administrativas	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Pessoal e administradores	15.693	15.218	157.235	152.156	15.693	15.218	157.708	152.715
Materiais e serviços de terceiros	8.759	1.757	137.096	122.290	11.282	3.618	142.983	123.980
Depreciação e amortização	80	72	41.819	35.957	104	96	42.209	36.358
Constituição (reversão) de provisões operacionais, líquida	-	-	2.746	(764)	(6.190)	-	3.044	298
Contribuições e doações	3.015	-	1.959	1.660	6.867	3.907	2.628	2.772
Propaganda e publicidade	28.680	1.706	2.094	2.518	28.728	1.706	2.104	2.518
Seguros	5	10	1.378	960	5	10	1.424	984
Outros	1.348	1.861	19.935	16.608	1.432	2.476	21.991	19.528
	57.580	**20.624**	**364.262**	**331.385**	**57.921**	**27.031**	**374.091**	**339.153**

NOTA 24. RESULTADO FINANCEIRO

	Controladora		Consolidado	
	2023	2022	2023	2022
Receitas financeiras				
Renda de aplicações financeiras	136.689	197.024	351.913	478.962
Renda de depósitos vinculados	4.396	4.242	39.664	38.745
Juros e variação monetária sobre:				
Contas a receber	24.369	16.283	34.460	32.781
Alienação de subsidiária	11.610	12.132	11.610	12.132
Depósitos judiciais	3.920	5.184	4.157	5.310
Outras receitas financeiras	4.107	13.110	7.176	17.261
	185.091	**247.975**	**448.980**	**585.191**
Despesas financeiras				
Juros e variação monetária sobre:				
Instrumentos de dívida	493.310	568.184	1.454.694	1.829.907
Hedge de valor justo sobre instrumentos de dívida	218.229	369.107	218.571	371.544
Obrigações com benefícios de aposentadoria	31.022	45.734	31.022	45.736
Provisões	8.719	11.825	21.258	27.781
Outros	6.437	13.567	48.239	33.473
Variação cambial sobre:				
Instrumentos de dívida	(152.580)	(313.555)	(152.580)	(313.555)
Hedge sobre instrumentos de dívida	152.580	313.555	152.580	313.555
Ajuste a valor justo	2.116	2.454	3.442	(3.157)
Outras despesas financeiras	12.686	8.751	35.855	68.479
	772.519	**1.019.622**	**1.813.081**	**2.373.763**
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	**589.931**	**717.251**	**598.897**	**726.718**
Despesas financeiras, líquidas	**1.177.359**	**1.488.898**	**1.962.998**	**2.515.290**

NOTA 25. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

Prática contábil:

As transações de compra e de venda de energia, de prestação de serviços e de emissão e compra de instrumentos financeiros são realizadas em condições e prazos firmados entre as partes e registradas de acordo com os termos contratados, as quais são atualizadas pelos encargos estabelecidos nos contratos.

a) Valores reconhecidos em contas patrimoniais

a.1) Controladora

	ATIVO			PASSIVO		
	Contas a receber		Dividendos	Fornecedor		JCP / dividendos
	Energia	Serviços e outros ativos		Energia	Outros	
31.12.2023						
EBC	115.278	43	-	6.904	-	-
Jaguara	224	292	103.125	12.529	-	-
ECP e controladas	-	19.103	579.968	-	-	-
ENGIE Participações	-	1.952	-	-	190	669.207
CEE	-	834	131.700	-	-	-
Itasa	-	788	2.047	25.756	-	-
ETP II e controladas	-	767	23.458	-	-	-
Miranda	-	240	85.160	7.326	-	-
Lages	-	53	-	-	1.389	-
EBV	-	14	-	-	-	-
TAG	-	3	325.000	-	-	-
Outras	24	12.636	591	3.554	739	-
Total	**115.526**	**36.725**	**1.251.049**	**56.069**	**2.318**	**669.207**
31.12.2022						
EBC	134.443	41	-	3.532	-	-
Pampa Sul	2.687	2.500	-	-	12	-
Jaguara	750	1.037	20.165	12.765	-	-
Miranda	500	1.401	12.840	7.077	-	-
ECP e controladas	-	10.588	17.340	-	-	-
CEE	-	802	233.117	-	-	-
ETP II e controladas	-	487	16.400	-	-	-
Lages	-	467	-	-	1.389	-
ENGIE Participações	-	176	-	-	1.439	116.811
Itasa	-	-	-	26.172	-	-
Outras	6.501	12.609	10.000	3.430	330	-
Total	**144.881**	**30.108**	**309.862**	**52.976**	**3.170**	**116.811**

a.2) Consolidado

	ATIVO	PASSIVO
	Contas a receber	Fornecedor
	Serviços e outros ativos	Outros
31.12.2023		
Engie Brasil Participações	1.952	190
Engie Soluções	164	456
TAG	3	-
Solairedirect Investment	-	19.800
Geramamoré Participações	-	3.754
Energia Sustentável	-	1.947
Tractebel Engineering	-	154
Outras	9	-
Total	**2.128**	**26.301**
31.12.2022		
Cofely	4.645	-
Engie Serviços	595	1
Engie Soluções	338	6
Engie Gerenciamento	336	-
Energia Sustentável	-	1.841
Engie Facilities	-	212
Tractebel Engineering	-	119
Outras	265	-
Total	**6.179**	**2.179**

b) Valores reconhecidos em contas de resultado

b.1) Controladora

	Receita			Custo	Custos e Despesas
	Venda de energia	Serviços de O&M	Serviços de administração	Compra de energia	Serviços de terceiros
2023					
EBC	1.620.920	-	525	64.500	-
ECV	62.718	-	174	20.626	-
CEE	21.164	10.926	525	-	-
Jaguara	10.461	-	516	141.786	-
Miranda	7.019	-	516	82.276	-
Pampa Sul[1]	7.000	-	188	-	-
Lages	5.556	-	132	-	-
ENGIE Trading	22	-	525	16.771	-
Itasa	-	30.718	-	186.390	-
Outras	876	16.345	9.459	21.270	2.534
Total	**1.735.736**	**57.989**	**12.560**	**533.619**	**2.534**
2022					
EBC	1.537.949	-	496	45.648	-
ECV	33.434	-	165	17.644	-
Pampa Sul	30.168	-	4.518	-	-
CEE	14.741	10.257	496	-	-
Jaguara	13.568	-	479	139.342	-
Miranda	6.307	-	479	77.362	-
ENGIE Trading	5.752	-	496	31.395	-
Itasa	-	30.018	-	182.481	-
Outras	190	15.344	8.475	17.319	5.357
Total	**1.642.109**	**55.619**	**15.604**	**511.191**	**5.357**

(1) Valores relativos ao período de 01.01.2023 a 31.05.2023, período o qual a Pampa Sul era controlada pela Companhia.

As transações com partes relacionadas compreendem, principalmente: (i) compra e venda de energia; (ii) serviços de operação e de manutenção de usinas; (iii) prestação de serviços administrativos e (iv) garantias concedidas a terceiros.

b.2) Consolidado

	Custo	Custos e Despesas
	Compra de energia	Serviços de terceiros
2023		
Energia Sustentável	18.322	-
Geramamoré Participações	11.471	22.719
Tractebel Engineering	-	3.452
Engie (China) Energy Technology	-	28
Total	**29.793**	**26.199**
2022		
Energia Sustentável	17.320	-
Engie Facilities	-	5.533
Tractebel Engineering	-	3.499
Engie Serviços	-	1.326
Outras	-	16
Total	**17.320**	**10.374**

c) Compromissos futuros

c.1) Compra e venda de energia

Vendedor	Comprador	Vencimento	Índice de atualização anual	Data base de reajuste	Compromisso futuro Base 31.12.2023
CECL	ECV	2036 e 2039	IPCA	Janeiro e Setembro	11.809.529
ECV	EBC	2025, 2036 e 2039	IPCA	Janeiro, Março e Setembro	10.393.094
CESA	ECV	2045	IPCA	Junho, Agosto e Outubro	9.059.632
CEUR	ECV	2036	IPCA	Janeiro	2.441.517
CETR	EBC	2032 e 2037	IPCA	Janeiro e Dezembro	1.261.960
Jaguara	ENGIE	2028	IPCA	Janeiro	788.821
Itasa	ENGIE	2030	Δ dólar + Inflação EUA	Outubro	661.047
EBC	CEE	2041	IPCA	Outubro	463.622
Miranda	ENGIE	2028	IPCA	Janeiro	457.263
EBC	Jirau Energia	2038	IPCA	Setembro	360.968
ENGIE Trading	EBC	2023 a 2026	-[1]	-[1]	358.340
Itasa	ENGIE	2030	IGP-M	Janeiro	348.430
CEUR	EBC	2038	IPCA	Janeiro e Dezembro	239.754
Jirau Energia	ENGIE	2042	IPCA	Setembro	191.943
CECL	EBC	2038	IPCA	Janeiro e Dezembro	134.796
EBC	ENGIE Trading	2022 a 2026	IPCA	Diversos[2]	112.983
EBC	CETR	2037	IPCA	Janeiro e Fevereiro	108.615
EBC	CECL	2038	IPCA	Janeiro	65.667
Jirau Energia	EBC	2032	IPCA	Setembro	30.067
EBC	ECV	2025	IPCA	Janeiro	25.705
EBC	CEUR	2038	IPCA	Janeiro	20.801
ENGIE Trading	ENGIE	2023 e 2025	IPCA	Julho, Maio, Agosto e Outubro	11.409
CECL[3]	CECL[3]	2038	IPCA	Dezembro	9.668
Jirau Energia	ENGIE Trading	2024	IPCA	Setembro	2.403
ENGIE Trading	Jirau Energia	2024	IPCA	Setembro	2.054
EBC	ENGIE	2025	IGP-M	Fevereiro	633
ENGIE Trading	ECV	2023 e 2024	IPCA	Dezembro	478
Engie Brasil Energia	ENGIE Trading	2025	IPCA	Outubro	278
EBC	Assú V	2025	IPCA	Janeiro	263

(1) Contratos com fornecimentos de 12 meses.
(2) Janeiro, março, abril, junho, agosto, setembro, outubro e novembro.
(3) A Companhia CLWP Eólica Parque III S.A. é vendedora em contratos firmados com as Companhias CLWP Eólica Parque V S.A. e CLWP Eólica Parque VI S.A., todas pertencentes ao Conjunto Eólico Campo Largo.

De acordo com a política comercial da Companhia, as vendas para consumidores livres são realizadas, preferencialmente, pelas controladas diretas EBC e ECV.

c.2) Operação e manutenção

A Companhia executa as atividades de operação e manutenção das usinas de suas controladas, quando estas controladas não possuem serviços contratados de terceiros. Os preços praticados têm como base os custos de pessoal da Companhia envolvido diretamente no desempenho dessas atividades.

Parte relacionada	Vigência	Índice de atualização anual	Compromisso futuro Base 31.12.2023
Itasa	16.10.2030	IGP-M	256.109
Ceste	01.05.2025	INPC (80%) e IPCA (20%)	71.118

c.3) Serviços administrativos e financeiros

Os serviços necessários às atividades administrativas e financeiras das controladas diretas e indiretas são prestados pela ENGIE Brasil Energia. Os valores contratados são definidos com base no faturamento das controladas e reajustados anualmente pelo INPC. O valor anual contratado com suas controladas é de R$ 10.820 (R$ 14.723 em 31.12.2022).

d) Garantias

A Companhia é interveniente de contratos de financiamentos e debêntures firmados por suas controladas diretas e indiretas. As principais garantias são estas:

Banco	Tipo de garantia	Valor da dívida em 31.12.2023
BNDES e BASA	Penhor da totalidade das ações de titularidade direta e indireta da subsidiária da Companhia (ENGIE Brasil Energias Complementares Participações Ltda.) de emissão das seguintes empresas: CLWP Brasil Participações (Holding das empresas CLWP I, CLWP II, CLWP III, CLWP IV, CLWP V, CLWP VI, CLWP VII, CLWP XV, CLWP XVI, CLWP XVIII e CLWP XXI), CLWP Brasil II Participações (Holding das empresas CLWP VIII, CLWP IX, CLWP X, CLWP XI, CLWP XII, CLWP XIII, CLWP XIV, CLWP XVII, CLWP XIX, CLWP XX e CLWP XXII), Umburanas Participações (Holding das empresas Umburanas 1, Umburanas 2, Umburanas 3, Umburanas 5, Umburanas 6, Umburanas 8, Umburanas 9, Umburanas 10, Umburanas 11, Umburanas 13, Umburanas 15, Umburanas 16, Umburanas 18, Umburanas 17, Umburanas 19, Umburanas 21, Umburanas 23 e Umburanas 25), Santo Agostinho Participações (Holding das empresas Santo Agostinho 1, Santo Agostinho 2, Santo Agostinho 3, Santo Agostinho 4, Santo Agostinho 5, Santo Agostinho 6, Santo Agostinho 13, Santo Agostinho 14, Santo Agostinho 17, Santo Agostinho 18, Santo Agostinho 21, Santo Agostinho 25, Santo Agostinho 26 e Santo Agostinho 27) e Solairedirect Holding Brasil (Holding da Engie Solar Floresta Geração Centralizada Holding (Holding das empresas Floresta I, Floresta II e Floresta III) e da Engie Solar Paracatu Geração Centralizada Holding (Holding das empresas Paracatu I, Paracatu II, Paracatu III e Paracatu IV)).	5.204.331
BNDES e BASA	Penhor da totalidade das ações de titularidade da subsidiária da Companhia (Novo Estado Participações S.A.) de emissão da Novo Estado Transmissora.	2.934.138
BNDES	Penhor da totalidade das ações de titularidade da subsidiária da Companhia (Gralha Azul Participações S.A.) de emissão da Gralha Azul.	1.940.463
Debêntures	Penhor da totalidade das ações de titularidade da Companhia de emissão da Jaguara e Miranda.	1.050.495

Além do penhor das ações, a Companhia figura como fiadora das obrigações assumidas nos contratos de financiamento até o *completion* financeiro das operações contratadas pelas empresas citadas acima, com a inclusão da empresa Ferrari.

Adicionalmente, a Companhia cedeu os direitos creditórios do CCEAR firmados no Leilão de Geração Aneel nº 002/2006, no âmbito do financiamento do Conjunto Eólico Campo Largo.

e) Avais e fianças

e.1) Construção de projetos

A Companhia é fiadora da construção dos projetos Gralha Azul, Gavião Real e Asa Branca. Em 31.12.2023, o montante total dessas garantias é R$ 242.483. Os vencimentos das garantias estão programados desta forma: R$ 100.850 em 2025, R$ 8.259 em 2026 e R$ 133.374 em 2029.

e.2) Compra de energia

A Companhia é avalista e fiadora de operações de compra de energia de determinadas controladas, cujo valor total, em 31.12.2023 é R$ 228.500. Os vencimentos das garantias estão programados desta forma: R$ 81.282 em 2024, R$ 17.253 em 2025, R$ 4.419 em 2026, R$ 2.634 em 2027, R$ 1.389 em 2028, R$ 25.869 em 2029, R$ 64.386 em 2031, R$ 4.510 em 2032, R$ 10.035 em 2036 e 16.723 em 2038.

e.3) Encargos de uso de rede elétrica e de conexão e O&M

A Companhia é avalista na emissão de garantias referente a contratos de encargos de rede elétrica, e de conexão (CUST, CCT e CUSD) e O&M, no valor total de R$ 106.020. O valor de R$ 82.057 irá vencer em 2024 e o vencimento do montante de R$ 23.963 está condicionado ao término do contrato, o qual é indefinido.

e.4) Empréstimos

A Companhia possui contratada fianças bancárias para garantir as obrigações dos contratos de financiamento referente a construção da Usina Fotovoltaica Assú V e do projeto Novo Estado. Em 31.12.2023, o montante das garantias é R$ 883.864, sendo que o valor de R$ 154.236 vencerá em 2024 e R$ 729.628 vencerá em 2025.

Adicionalmente, a Companhia e as demais controladoras da controlada em conjunto TAG possuem garantia corporativa de valores referentes à dívida. Esta garantia possui um valor máximo, suficiente para cobrir seis meses do serviço da dívida.

f) Remuneração das pessoas chaves da Administração e do Conselho Fiscal

A remuneração relacionada às pessoas chave da Administração, composta por Diretoria Executiva, Conselho de Administração e Comitê de Auditoria Estatutário, e do Conselho Fiscal, foi aprovada em AGO, realizadas nos dias 26.04.2023 e 28.04.2022, respectivamente. Os montantes reconhecidos nos exercícios foram:

	2023	2022
Remuneração fixa	17.314	14.511
Remuneração variável	5.827	9.289
Encargos sociais	4.955	5.156
Outros	2.381	2.029
	30.477	**30.985**

Os administradores não possuem remuneração baseada em ações da ENGIE Brasil Energia. Ademais, o pessoal-chave da Administração da Companhia não detém controle sobre partes relacionadas da entidade, bem como não realiza transações relevantes neste âmbito.

NOTA 26. INFORMAÇÕES POR SEGMENTO

Um segmento de negócio é um componente identificável da Companhia, que se destina a fornecer um produto ou um serviço individual ou um grupo de produtos ou serviços relacionados, e que esteja sujeito a riscos e benefícios que sejam diferenciáveis dos demais segmentos de negócio. Os segmentos operacionais da Companhia refletem sua gestão e a sua estrutura organizacional e de acompanhamento de resultados, e estão abaixo sumarizados:

- Geração: é o principal negócio da Companhia e compreende as atividades de geração e venda de energia elétrica do portfólio.

- Transmissão: a Companhia é a responsável primária pela construção e instalação da infraestrutura relacionada à concessão de transmissão dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul, Novo Estado, Gavião Real e Asa Branca e está exposta aos riscos e benefícios dessa construção. A atividade operacional deste segmento foi iniciada parcialmente, tendo em vista que as obras não foram totalmente finalizadas.

- *Trading*: este segmento visa auferir resultados por meio da variação de preços de energia, dentro dos limites de risco pré-estabelecidos. As atividades deste segmento são realizadas pelas controladas ENGIE Trading e EBC.
- Painéis solares: atividade de desenvolvimento, venda atacadista e varejista e a operação e a manutenção de geradores e de painéis solares realizada pela EGSD, subsidiária alienada em 21.02.2022.
- Transporte de gás: a Companhia também atua nos mercados de gás através de sua controlada em conjunto TAG.

Os valores reportados para cada segmento de negócio resultam da agregação das controladas, alocação das transações por segmento e das unidades de negócio definidas no perímetro de cada segmento, bem como a anulação das transações entre os segmentos.

A Companhia apresenta suas informações por segmento de modo consistente com o relatório interno fornecido para o principal tomador de decisões operacionais, a Diretoria Executiva. Com base no relatório interno, a Diretoria Executiva é responsável por avaliar o desempenho dos vários segmentos e decidir sobre as alocações de recursos a efetuar a cada um dos segmentos de negócio identificados.

O resultado financeiro e os tributos sobre o lucro da Companhia não são alocados por segmento, pois a Administração realiza a gestão do fluxo de caixa de forma corporativa. A Diretoria Executiva é a principal gestora das operações e não utiliza o balanço patrimonial por segmentos para tomada de decisão e análise dos resultados de cada segmento. Por este motivo, não é apresentado o balanço patrimonial por segmento.

A Companhia revisa regularmente as informações do segmento relacionadas à controlada em conjunto TAG, com base em sua parcela proporcional de receita, lucros, ativos e passivos para tomar decisões sobre os recursos a ser alocados ao segmento e avaliar seu desempenho. Contudo, a participação da Companhia na controlada em conjunto é contabilizada nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas pelo método de equivalência patrimonial.

As informações por segmento referentes aos exercícios de 2023 e 2022 estão apresentadas de forma consolidada nas tabelas a seguir:

	2023				
	Energia elétrica			Transporte de gás	Consolidado
	Geração	Transmissão	*Trading*		
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**9.173.229**	**1.135.224**	**439.331**	**-**	**10.747.784**
Custos operacionais	(4.095.951)	(310.093)	(434.601)	-	(4.840.645)
LUCRO BRUTO	**5.077.278**	**825.131**	**4.730**	**-**	**5.907.139**
Receitas (despesas) operacionais					
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(408.056)	(19.560)	(4.396)	-	(432.012)
Reversão de *Impairment*, líquido	1.198.494	-	-	-	1.198.494
Alienação de subsidiária	(1.287.320)	-	-	-	(1.287.320)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	40.289	(59.408)	(1)	-	(19.120)
	(456.593)	**(78.968)**	**(4.397)**	**-**	**(539.958)**
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	993.117	**993.117**
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	**4.620.685**	**746.163**	**333**	**993.117**	**6.360.298**

	2022					
	Energia elétrica			Painéis	Transporte	
	Geração	Transmissão	*Trading*	solares[1]	de gás	Consolidado
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**9.511.950**	**1.702.886**	**684.815**	**6.954**	**-**	**11.906.605**
Custos operacionais	(4.504.494)	(1.140.405)	(669.483)	(3.030)	-	(6.317.412)
LUCRO BRUTO	**5.007.456**	**562.481**	**15.332**	**3.924**	**-**	**5.589.193**
Receitas (despesas) operacionais						
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(345.672)	(12.979)	(5.172)	(2.361)	-	(366.184)
Impairment, líquido	(184.439)	-	-	118.361	-	(66.078)
Alienação de subsidiária	9.912	-	-	(94.430)	-	(84.518)
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	(20.486)	21.521	-	-	-	1.035
	(540.685)	**8.542**	**(5.172)**	**21.570**	**-**	**(515.745)**
Resultado de equivalência patrimonial	**-**	**-**	**-**	**-**	**727.136**	**727.136**
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	**4.466.771**	**571.023**	**10.160**	**25.494**	**727.136**	**5.800.584**

(1) Em 21.02.2022, foi concluída a operação de venda da participação societária que a Companhia possuía na subsidiária EGSD. Nesta data, a sociedade deixou de ser controlada pela Companhia, passando também a não ser consolidada.

NOTA 27. SEGUROS

a) Riscos operacionais e lucros cessantes

A Companhia é participante da apólice de seguro Danos Materiais e Lucros Cessantes – *Property Damage and Business Interruption* (PDBI) – do programa de seguros corporativos de sua controladora ENGIE. A vigência da apólice do PDBI vai até 31.05.2024, os valores em risco cobertos são de R$ 20.594.858 na controladora e de R$ 42.120.522 no consolidado, a saber:

	Controladora		Consolidado	
Tipo de usina	Danos materiais	Lucros cessantes	Danos materiais	Lucros cessantes
Usinas hidrelétricas	18.790.724	1.685.696	27.273.327	2.011.783
Usinas complementares (eólicas, biomassa e PCH)	118.148	290	10.931.250	1.222.202
Sistemas de Transmissão	-	-	681.960	-
	18.908.872	**1.685.986**	**38.886.537**	**3.233.985**

O limite máximo combinado para indenização de danos materiais e lucros cessantes é de R$ 3.212.580, por evento.

b) Riscos de engenharia

A Companhia mantém contratada apólice de seguro para o Conjunto Eólico Santo Agostinho e para o Conjunto Eólico Serra do Assuruá, cujos limites para danos materiais são de, respectivamente R$ 350.000 e R$ 1.000.000.

c) Outras coberturas

A Companhia possui seguros para cobertura de riscos em transportes nacionais e internacionais, responsabilidade civil de conselheiros, de diretores e de administradores, violência política e terrorismo, *cyber*, extensivos às suas controladas, bem como seguro de vida em grupo para os seus empregados e diretores.

d) Indenização de seguros

No dia 02.04.2023, ocorreu evento climático nos quatro parques de Paracatu em decorrência de ventos fortes na região, causando danos ao ativo. Após estudos prévios, a seguradora emitiu relatório preliminar reconhecendo o sinistro e confirmando a cobertura pela apólice vigente naquela data. Com a confirmação da ocorrência do sinistro, a cobertura dos danos materiais e lucros cessantes e o parecer favorável para o adiantamento parcial da indenização concedido pela seguradora, a Companhia concluiu que o evento é certo e se tornou recebível, realizando o reconhecimento no resultado. Em dezembro 2023, a Companhia reconheceu a indenização do seguro até o limite dos gastos do período para refletir os efeitos das transações. Desta forma, foram reconhecidos em 2023 o montante de R$ 131.328, relacionados aos danos materiais e lucros, cuja composição está apresentada abaixo:

	31.12.2023
Receita operacional líquida	20.540
Custos operacionais	7.125
Outras receitas operacionais, líquidas	45.061
Outras despesas operacionais, líquidas	58.602
	131.328

NOTA 28. COMPROMISSOS DE LONGO PRAZO

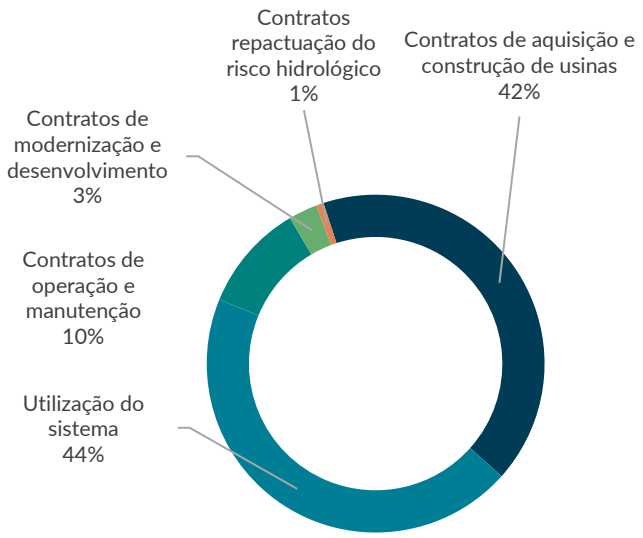
A companhia considera os compromissos de longo prazo apresentados abaixo, como suas obrigações mais relevantes, segregados por tipos de compromissos:

	Controladora						
	2024	2025	2026	2027	2028	2029 em diante	Total
Utilização do sistema							
CUST	448.101	448.101	448.101	448.101	379.644	737.048	2.909.096
Contratos de conexão	12.327	12.327	12.327	12.327	11.678	47.277	108.263
	460.428	**460.428**	**460.428**	**460.428**	**391.322**	**784.325**	**3.017.359**
Contratos repactuação do risco hidrológico							
Repactuação do risco hidrológico	6.980	8.376	4.886	-	-	86.504	106.746
Contratos de modernização e desenvolvimento							
Modernização da UHE Salto Osório	51.917	7.020	-	-	-	-	58.937
Contratos de operação e manutenção							
Contratos de O&M	842	589	-	-	-	-	1.431
Saldos em 31.12.2023	**520.167**	**476.413**	**465.314**	**460.428**	**391.322**	**870.829**	**3.184.473**

	Consolidado						
	2024	2025	2026	2027	2028	2029 em diante	Total
Utilização do sistema							
CUST	744.306	744.306	744.306	983.536	591.415	3.864.623	7.672.492
CUSD	46.937	47.088	47.088	47.088	47.088	756.914	992.203
Contratos de conexão	12.609	12.609	12.609	12.609	11.960	50.161	112.557
	803.852	**804.003**	**804.003**	**1.043.233**	**650.463**	**4.671.698**	**8.777.252**
Contratos de aquisição e construção de usinas							
Conjunto Eólico Serra do Assuruá	3.055.388	1.154.051	-	-	-	-	4.209.439
Sistema de Transmissão – Asa Branca	589.620	1.427.414	142.900	-	-	-	2.159.934
Conjunto Fotovoltaico Assú Sol	1.218.842	272.679	-	-	-	-	1.491.521
Conjunto Eólico Santo Agostinho	290.053	-	-	-	-	-	290.053
Sistema de Transmissão – Gavião Real	36.933	-	-	-	-	-	36.933
	5.190.836	**2.854.144**	**142.900**	**-**	**-**	**-**	**8.187.880**
Contratos de operação e manutenção							
Contratos de O&M	273.265	265.464	244.312	225.872	205.352	819.478	2.033.743
Contratos de modernização e desenvolvimento							
Modernização da UHE Jaguara	86.914	123.606	91.830	91.545	53.045	11.571	458.511
Modernização da UHE Salto Osório	51.917	7.020	-	-	-	-	58.937
Sistema de Transmissão – Novo Estado	12.826	-	-	-	-	-	12.826
Modernização da UHE Miranda	8.979	1.279	1.136	-	-	-	11.394
	160.636	**131.905**	**92.966**	**91.545**	**53.045**	**11.571**	**541.668**
Contratos repactuação do risco hidrológico							
Repactuação do risco hidrológico	6.980	8.376	4.886	-	-	120.343	140.585
Saldos em 31.12.2023	**6.435.569**	**4.063.892**	**1.289.067**	**1.360.650**	**908.860**	**5.623.090**	**19.681.128**

(1) Veja mais detalhes no item “a.2” abaixo.

Abaixo, apresentamos os tipos de compromissos de longo prazo, consolidado, por representatividade:



a) Utilização do sistema

a.1) CUST

Para o uso do sistema de transmissão e da rede básica, a Companhia e suas controladas CEE, Itasa, Jaguara, Conjunto Eólico Trairí, Conjunto Eólico Campo Largo, Conjunto Eólico Campo Largo II, Umburanas – Fase I, Conjunto Eólico Santo Agostinho e Conjunto Fotovoltaico Floresta, mantêm contratos com o ONS. Os contratos têm vigência até o término das concessões ou das autorizações das usinas.

a.2) CUSD

Para as usinas que não estão conectadas diretamente à rede básica, são mantidos contratos de uso do sistema de distribuição com as distribuidoras de energia das regiões onde essas usinas estão instaladas. Os contratos normalmente têm vigência até a data da extinção das concessões ou das autorizações das usinas da Companhia.

a.3) Contratos de conexão

A Companhia e suas controladas CEE, o Conjunto Eólico Trairí, Conjunto Fotovoltaico Paracatu e Assú V mantêm contratos de conexão com empresas de transmissão. As vigências dos contratos irão até a data de extinção das concessões e das autorizações das unidades geradoras vinculadas aos contratos.

b) Contratos de aquisição e construção de usinas

b.1) Conjunto Eólico Serra do Assuruá

A Companhia assinou em 30.09.2022 contratos de fornecimentos de aerogeradores para a construção do Conjunto Eólico Serra do Assuruá, localizado no estado da Bahia, o qual terá como capacidade instalada prevista de 846 MW. A entrada em operação comercial está prevista para o segundo semestre 2024.

b.2) Sistema de Transmissão – Asa Branca

A Companhia assinou contrato com fornecedores para fornecimento de cabos de alumínio para linhas de transmissão, estruturas metálicas, reatores, disjuntores, *bays* de conexão e execução das obras das linhas de transmissão para a construção do Sistema de Transmissão Asa Branca, localizado nos estados da Bahia, Minas gerais e Espírito Santo, com aproximadamente 1.006 km de extensão.

b.3) Conjunto Fotovoltaico Assú Sol

A Companhia assinou contrato com fornecedores de módulos fotovoltaicos para construção do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, localizado no estado de Rio Grande do Norte, o qual terá como capacidade instalada prevista de 752 MW. A entrada em operação comercial está prevista para o segundo semestre de 2025.

b.4) Conjunto Eólico Santo Agostinho

A Companhia assinou contrato com fornecedores de aerogeradores para construção do Conjunto Eólico Santo Agostinho, localizado no estado de Rio Grande do Norte, o qual terá como capacidade instalada prevista de 434 MW. Durante o ano de 2023 a Companhia recebeu autorização na Aneel para iniciar a operação comercial de unidades geradoras do Conjunto Eólico Santo Agostinho, mais detalhes vide Nota 1 – Contexto operacional, item e).

b.5) Sistema de Transmissão – Gavião Real

A Companhia, por meio da controlada indireta Gavião Real, mantém contratos de construção para a ampliação de uma subestação complementar ao projeto Novo Estado, e um trecho de seccionamento de uma linha de distribuição de aproximadamente 1 km.

c) Contratos de operação e manutenção

A Companhia, suas controladas CEE, Floresta, Paracatu, Ferrari, Jaguara, Miranda e os Conjuntos Eólicos Trairí, Campo Largo, Campo Largo II, Umburanas – Fase I, Itasa, Ferrari, e as transmissoras Gralha Azul e Novo Estado, mantêm contratos de operação e manutenção com terceiros.

d) Contratos de modernização e desenvolvimento

d.1) Modernização da UHE Jaguara

A Companhia possui contratos de modernização do gerador da unidade geradora 01 a 04 da UHJA e sistemas comuns. A previsão de conclusão da modernização é para o primeiro semestre de 2029. Esta modernização, aliada a modernização da turbina, a qual deve ocorrer nos próximos anos, possibilitará o aumento da capacidade da Usina.

d.2) Modernização da Salto Osório

A Companhia mantém contratos com fornecedores para a modernização da Usina Hidrelétrica Salto Osório. O contrato foi assinado em 20.11.2017 e irá resultar em um aumento na garantia física da Usina de 13,9 MW médios.

d.3) Sistema de Transmissão – Novo Estado

A Companhia, por meio da controlada indireta Novo Estado, mantém contratos de desenvolvimento do Sistema de Transmissão Novo Estado, localizado nos estados do Pará e Tocantins, com, aproximadamente, 1.800 km de extensão de linhas de transmissão.

d.4) Modernização da UHE Miranda

Em 29.04.2021 a Companhia assinou o contrato de modernização do sistema digital de supervisão e controle, sistemas comuns e do sistema de proteção e oscilografia para as três unidades geradoras e sistemas comuns da Usina.

e) Contratos Repactuação do risco hidrológico

Em dezembro de 2015, a Companhia aderiu à repactuação do risco hidrológico de usinas cuja energia foi comercializada no mercado regulado. Esta repactuação se deu por meio da transferência do risco hidrológico ao consumidor, mediante pagamento de prêmio de risco pela Companhia.

Com base no patamar de risco definido, o GSF correspondente ao ano de 2015 foi recalculado, resultando em um montante pago a maior que vem sendo compensado com os prêmios de risco devidos pela Companhia, calculados a valor presente. Após a referida compensação, a Companhia passará a efetuar o pagamento mencionado.

Contratos bilaterais de compra e venda de energia elétrica

De acordo com os dados acerca da garantia física e dos contratos de compra e venda em vigor, o balanço energético da Companhia mostra que a atual capacidade está com estes níveis de contratação nos próximos 6 anos:

	MW médios					
	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Recursos próprios	4.130	4.556	4.734	4.734	4.734	4.734
Compras	974	500	430	334	329	234
Disponibilidade total	5.104	5.056	5.164	5.068	5.063	4.968
Disponibilidade contratada	4.527	4.196	4.005	3.288	2.788	2.190
Distribuidoras	*29,7%*	*30,6%*	*30,9%*	*36,4%*	*41,9%*	*50,1%*
Comercializadoras	*29,9%*	*32,5%*	*32,8%*	*33,9%*	*36,8%*	*39,4%*
Clientes livres	*40,4%*	*36,9%*	*36,3%*	*29,7%*	*21,3%*	*10,5%*
% Contratados	**88,7%**	**83,0%**	**77,6%**	**64,9%**	**55,1%**	**44,1%**

NOTA 29. INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES AO FLUXO DE CAIXA

As principais transações complementares ao fluxo de caixa foram as seguintes:

	Controladora		Consolidado	
	2023	2022	2023	2022
Dividendos destinados por controladas e controladas em conjunto	3.115.148	1.585.661	1.365.000	503.750
Dividendos intercalares, intermediários, JCP, dividendos adicionais creditados e dividendos mínimos obrigatórios	2.640.154	2.439.165	2.641.629	2.440.593
Dividendos e JCP prescritos[1]	6.295	11.684	6.295	11.684
Dividendos e JCP não reclamados	10.027	9.308	10.208	9.308
ICMS sobre venda de energia elétrica	2.452	106.097	2.452	106.097
Obrigações vinculadas à aquisição de ativos	-	-	-	101.983
Remensuração das obrigações com benefícios de aposentadoria	145.326	(196.047)	145.326	(196.039)
Crédito de imposto de renda e contribuição social	99.049	2.515	59.104	(47.459)
Fornecedores de imobilizado e de intangível[2]	(2.189)	(25.747)	293.753	(7.298)
Baixa de investimento pela alienação de subsidiária	109.863	(71.393)	-	-
Ativos líquidos de controlada transferida para ANCMV	-	-	-	260.691
Ativos líquidos de controladas adquiridas	-	-	-	499.414
Constituição de reserva de capital	19.800	156.743	19.800	156.743
Provisão de custo de alienação de subsidiária[3]	2.805	-	2.805	-
Provisões para desapropriações na construção de transmissão	-	-	213	1.093

(1) Dividendos prescritos que retornaram ao Patrimônio Líquido da Companhia.
(2) O montante de R$ 293.753, em 2023 no consolidado, é composto por: (i) aumento de R$ 296.853 referentes ao saldo de fornecedores de imobilizado e de intangível apresentado na Nota 12 – Fornecedores, e (ii) redução de R$ 3.100 referentes à variação de fornecedor de imobilizado de subsidiária.
(3) Valores provisionados na rubrica “Fornecedores”.

NOTA 30. EVENTOS SUBSEQUENTES

a) Dividendos adicionais propostos

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada no dia 27.02.2024, encaminhou para aprovação em AGO, a proposta de distribuição de dividendos adicionais sobre o lucro ajustado do exercício findo em 31.12.2023, no montante de R$ 721.661, ou R$ 0,88446720613 por ação. Tal proposta deverá ser ratificada pela AGO, a quem caberá definir as condições de pagamento dos dividendos.

b) Alienação de ações da TAG

Em 10.01.2024, após o cumprimento de todas as condições precedentes, foi concluída a operação de alienação de 15% da participação societária detida pela Companhia na TAG, mediante transferência das ações e liquidação do preço, nos termos do contrato de compra e venda de ações e outras avenças celebrado em 28.12.2023, entre a Companhia, na qualidade de vendedora, pela TAG, na qualidade de interveniente anuente, e pelo Caisse de Dépôt et Placement du Québec, por meio de sua subsidiária integral CDP Groupe Infrastructure Inc., na qualidade de compradora.

A Companhia permanece acionista da TAG, sendo titular de ações representativas de 17,5% do capital social total da TAG, permanecendo o Grupo ENGIE com 50% capital social total da TAG, ambos vinculados ao acordo de acionistas da TAG, mantendo o grupo de controle atual.

COMENTÁRIOS SOBRE O COMPORTAMENTO DAS PROJEÇÕES EMPRESARIAIS

Identificação das projeções

a) Objeto da projeção

Investimentos em participações societárias, na manutenção, construção de novos sistemas de transmissão e revitalização e ampliação do parque gerador.

A demonstração dos montantes de investimentos da Companhia segrega valores dispostos em três grupos:

- Investimentos financiados com capital próprio, incluindo aquisições;
- Investimentos financiados com dívidas, incluindo dívidas assumidas nas aquisições; e
- Investimentos financiados com capital de terceiros, como acionistas minoritários.

Todos os modelos de projeção estão contemplados no item “d” abaixo.

As projeções realizadas são estimativas, as quais a Companhia entende serem razoáveis, que normalmente dependem de eventos futuros. Portanto, não podem ser consideradas como promessa de desempenho por parte da Companhia e de seus administradores.

b) Período projetado e o prazo de validade da projeção

A ENGIE Brasil Energia divulga trimestralmente ao mercado suas projeções de investimentos para o ano corrente e os dois anos subsequentes, com validade até sua concretização ou substituição por nova projeção.

c) Premissas da projeção, com a indicação de quais podem ser influenciadas pela administração da Companhia

As projeções de investimentos da Companhia se baseiam principalmente nestas premissas:

- Cronograma de manutenções das unidades geradoras;
- Diagnósticos de equipamentos;
- Obrigações regulatórias; e
- Iniciativas estratégicas.

Os valores informados, projeção e realizado, não consideram juros sobre a construção (Juros Sobre Capital de Terceiros).

A Administração pode influenciar todas as premissas, exceto as obrigações regulatórias que escapam ao seu controle.

Em caso de alteração relevante nas premissas acima, as projeções podem ser revisadas.

d) Valores dos indicadores que são objeto das projeções

Os montantes projetados e realizados referentes aos últimos dois exercícios sociais encontram-se nas tabelas apresentadas a seguir. Tais valores estão expressos em milhões de reais e não contemplam os juros sobre os financiamentos capitalizados durante o período de construção das usinas.

d.1. Ano de 2022

Investimentos realizados em 2022:

Descrição \ Período de projeção	Realizado 2022
Financiado com dívida	814
Financiado com capital próprio	2.336
Total	**3.150**

Em 2022, a Companhia investiu R$ 3.150 milhões, dos quais (i) R$ 2.057 milhões na construção de novos projetos, sendo: R$ 718 milhões concentrados no Sistema de Transmissão Novo Estado, R$ 694 milhões no Conjunto Eólico Santo Agostinho, R$ 516 milhões no Conjunto Eólico Serra do Assuruá e R$ 129 milhões no Sistema de Transmissão Gralha Azul; (ii) R$ 861 milhões aplicados na aquisição de participações societárias, sendo: R$ 656 milhões nos Conjuntos Fotovoltaicos Floresta e Paracatu, R$ 182 milhões no Conjunto Eólico Serra do Assuruá e R$ 23 milhões no Conjunto Fotovoltaico Assú Sol; (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.

Resumo das variações entre o previsto e o realizado no ano de 2022:

As variações em relação às projeções divulgadas para 2022 ao final de 2021 e os investimentos realizados neste ano, no montante de R$ 667 milhões, decorreram, principalmente à (i) da aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos de Floresta e Paracatu; (ii) da aquisição e construção do Conjunto Eólico Serra do Assuruá; e (iii) da postergação do cronograma financeiro do Conjunto Eólico Santo Agostinho.

Projeções para os anos de 2023, 2024 e 2025, vigente no 4° trimestre de 2022:

Descrição \ Período de projeção	2023	2024	2025
Financiado com dívida	6.409	2.140	124
Financiado com capital próprio	(1.186)	4.206	210
Total	**5.223**	**6.346**	**334**

Resumo das variações das projeções para os anos de 2023 e 2024:

As variações das projeções para os anos de 2023 e 2024, no montante de R$ 10.578 milhões, decorreram, substancialmente, da combinação dos seguintes eventos: (i) construção do Conjunto Eólico Serra do Assuruá, do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol e do Sistema de Transmissão Gavião Real, projetos aprovados pela Companhia durante o ano de 2022; (ii) postergação e elevação na projeção de gastos do Conjunto Eólico Santo Agostinho, do Sistema de Transmissão Novo Estado e da modernização da Usina Hidrelétrica Salto Osório; (iii) redução na projeção de gastos com a manutenção do parque gerador.

d.2. Ano de 2023

Investimentos realizados em 2023

Descrição \ Período de projeção	Realizado 2023
Financiado com dívida	3.642
Financiado com capital próprio	(1.788)
Aporte de acionistas minoritários	1.000
Total	**2.854**

Resumo das variações entre o previsto e o realizado no ano de 2023:

As variações em relação às projeções divulgadas para 2023 ao final de 2022 e os investimentos realizados neste ano, no montante de R$ 2.368 milhões, decorreram, principalmente à (i) da alteração no cronograma de financeiro da implantação dos seguintes projetos: Conjunto Eólico Santo Agostinho, Conjunto Eólico Serra do Assuruá, Conjunto Fotovoltaico Assu Sol e das modernizações das Usinas Hidrelétricas de Salto Osório, Jaguara e Miranda.

Projeções para os anos de 2024, 2025 e 2026:

Descrição \ Período de projeção	2024	2025	2026
Financiado com dívida	3.601	935	500
Financiado com capital próprio	5.992	2.544	258
Total	**9.593**	**3.479**	**758**

Análise das variações relevantes:

As alterações em relação ao último período apresentado decorreram, substancialmente, da alteração no cronograma financeiro da implantação dos projetos do Conjunto Eólico Serra do Assuruá, Conjunto Fotovoltaico Assu Sol e das modernizações das Usinas Hidrelétricas de Salto Osório, Jaguara e Miranda, bem como da aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos de Juazeiro, São Pedro, Sol do Futuro, Sertão Solar e Lar do Sol, cujo fechamento da operação está condicionado ao atendimento de determinadas condições precedentes, além dos valores referentes a implantação do Sistema de Transmissão de Asa Branca e do montante previsto para a recuperação do Conjunto Fotovoltaico de Paracatu.

As projeções atualizadas referem-se principalmente:

• 2024: à finalização do Conjunto Eólico Santo Agostinho, à implantação dos empreendimentos do Conjunto Eólico Serra do Assuruá e do Conjunto Fotovoltaico Assu Sol, à modernização e manutenção do parque gerador das Usinas Hidrelétricas de Jaguara, Miranda e Salto Osório e à implantação do Sistema de transmissão de Asa Branca;

• 2025: à finalização do Conjunto Eólico Serra do Assuruá e do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, à implantação do Sistema de Transmissão Asa Branca e à modernização e manutenção da Usina Hidrelétrica Jaguara; e

• 2026: à implantação do Sistema de Transmissão Asa Branca e à modernização e manutenção da Usina Hidrelétrica Jaguara.

Investimentos realizados no ano de 2023:

Os investimentos da ENGIE Brasil Energia em 2023 foram de R$ 2.854 milhões, dos quais (i) R$ 2.595 milhões aplicados na construção de novos projetos, sendo: R$ 1.067 milhões no Conjunto Eólico Santo Agostinho, R$ 1.051 milhões no Conjunto Eólico Serra do Assuruá, R$ 239 milhões no Conjunto Fotovoltaico Assu Sol, R$ 176 milhões concentrados no Sistema de Transmissão Novo Estado, R$ 47 milhões no Sistema de Transmissão Gavião Real, R$ 8 milhões no Sistema de Transmissão Asa Branca e R$ 7 milhões no Sistema de Transmissão Gralha Azul; (ii) R$ 143 milhões foram destinados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador; (iii) R$ 88 milhões designados para as modernização da Usina Hidrelétrica Salto Osório, Usina Hidrelétrica de Miranda e Usina Hidrelétrica de Jaguara; e (iv) R$ 28 milhões aplicados na aquisição de participações societárias, sendo: R$ 20 milhões no incremento da participação do Consórcio Machadinho e R$ 8 milhões no Conjunto Fotovoltaicos Assu Sol.

OUTRAS INFORMAÇÕES QUE A COMPANHIA ENTENDA RELEVANTES

Balanço patrimonial e demonstração do resultado ajustados por efeitos regulatórios.

UHE Concessões Cotas – Ajustes relativos às empresas Jaguara e Miranda reguladas pela Medida Provisória 579/2012 (transformada na Lei 12.783/2013). Mais informações vide Nota 6 – Ativo financeiro de concessão.

Transmissoras – Ajustes relativos às transmissoras Gralha Azul, Novo Estado, Gavião Real e Asa Branca referentes aos contratos de concessão de serviço público de transmissão de energia. Mais informações vide Nota 7 - Ativo de contrato.

ATIVO

	Nota	31.12.2023 Societário	UHE Concessões Cotas	Transmissoras	Ajustado	31.12.2022 Societário	UHE Concessões Cotas	Transmissoras	Ajustado
ATIVO CIRCULANTE									
Caixa e equivalentes de caixa		5.255.767	-	-	5.255.767	2.235.887	-	-	2.235.887
Contas a receber de clientes	(ii)	1.132.836	33.153	-	1.165.989	1.143.117	32.136	-	1.175.253
Crédito de imposto de renda e contribuição social		249.839	-	-	249.839	181.438	-	-	181.438
Dividendos a receber		325.000	-	-	325.000	-	-	-	-
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*		74.532	-	-	74.532	209.928	-	-	209.928
Depósitos vinculados		36.177	-	-	36.177	34.527	-	-	34.527
Ativo financeiro de concessão	(ii)	377.543	(377.543)	-	-	363.802	(363.802)	-	-
Ativo de contrato	(i)	615.096	-	(615.096)	-	558.179	-	(558.179)	-
Outros ativos circulantes		842.084	-	-	842.084	318.872	-	-	318.872
		8.908.874	**(344.390)**	**(615.096)**	**7.949.388**	**5.045.750**	**(331.666)**	**(558.179)**	**4.155.905**
Ativos não circulantes mantidos para venda		4.577	-	-	4.577	2.332.778	-	-	2.332.778
		8.913.451	**(344.390)**	**(615.096)**	**7.953.965**	**7.378.528**	**(331.666)**	**(558.179)**	**6.488.683**
ATIVO NÃO CIRCULANTE									
Realizável a Longo Prazo									
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*		12.921	-	-	12.921	31.981	-	-	31.981
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*		30.110	-	-	30.110	45.638	-	-	45.638
Depósitos vinculados		322.021	-	-	322.021	235.970	-	-	235.970
Depósitos judiciais		59.005	-	-	59.005	71.435	-	-	71.435
Ativo financeiro de concessão	(ii)	2.955.998	(2.955.998)	-	-	2.856.475	(2.856.475)	-	-
Ativo de contrato	(i)	6.214.341	-	(6.214.341)	-	5.895.776	-	(5.895.776)	-
Outros ativos não circulantes[1]	(iii)	348.381	-	-	348.381	332.623	2.820	20.367	355.810
		9.942.777	**(2.955.998)**	**(6.214.341)**	**772.438**	**9.469.898**	**(2.853.655)**	**(5.875.409)**	**740.834**
Investimentos		**2.713.065**	**-**	**-**	**2.713.065**	**3.006.423**	**-**	**-**	**3.006.423**
Imobilizado	(i)	**16.563.397**	**112.271**	**6.231.372**	**22.907.040**	**14.196.959**	**95.642**	**6.154.800**	**20.447.401**
Intangível	(ii)	**4.091.783**	**1.986.971**	**165.941**	**6.244.695**	**4.134.944**	**2.070.171**	**160.836**	**6.365.951**
		33.311.022	**(856.756)**	**182.972**	**32.637.238**	**30.808.224**	**(687.842)**	**440.227**	**30.560.609**
TOTAL		**42.224.473**	**(1.201.146)**	**(432.124)**	**40.591.203**	**38.186.752**	**(1.019.508)**	**(117.952)**	**37.049.292**

(1) Refere-se a ajustes na rubrica de imposto de renda diferido ativo.

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO									
		31.12.2023				31.12.2022			
	Nota	Societário	UHE Concessões Cotas	Transmissoras	Ajustado	Societário	UHE Concessões Cotas	Transmissoras	Ajustado
PASSIVO CIRCULANTE									
Fornecedores		828.865	-	-	828.865	535.398	-	-	535.398
Dividendos e juros sobre o capital próprio		411.578	-	-	411.578	181.104	-	-	181.104
Instrumentos de dívida		2.549.863	-	-	2.549.863	1.652.968	-	-	1.652.968
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)		762.588	-	-	762.588	406.871	-	-	406.871
Obrigações fiscais e regulatórias		319.916	-	-	319.916	264.258	-	-	264.258
Obrigações trabalhistas		136.387	-	-	136.387	153.809	-	-	153.809
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*		64.008	-	-	64.008	189.932	-	-	189.932
Provisões		951	-	-	951	4.144	-	-	4.144
Obrigações com benefícios de aposentadoria		34.127	-	-	34.127	54.015	-	-	54.015
Outros passivos circulantes		1.005.382	-	-	1.005.382	442.049	-	-	442.049
		6.113.665	**-**	**-**	**6.113.665**	**3.884.548**	**-**	**-**	**3.884.548**
Passivos relacionados a ativos não circulantes mantidos para venda		-	-	-	-	2.005.671	-	-	2.005.671
		6.113.665	**-**	**-**	**6.113.665**	**5.890.219**	**-**	**-**	**5.890.219**
PASSIVO NÃO CIRCULANTE									
Instrumentos de dívida		18.127.381	-	-	18.127.381	16.288.157	-	-	16.288.157
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*		23.004	-	-	23.004	31.527	-	-	31.527
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)		4.657.314	-	-	4.657.314	4.849.081	-	-	4.849.081
Provisões		507.607	-	-	507.607	531.756	-	-	531.756
Obrigações com benefícios de aposentadoria		366.076	-	-	366.076	218.959	-	-	218.959
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(iii)	2.087.298	(408.391)	(155.312)	1.523.595	1.505.352	(344.771)	(100.307)	1.060.274
Outros passivos não circulantes		525.918	-	-	525.918	431.529	-	-	431.529
		26.294.598	**(408.391)**	**(155.312)**	**25.730.895**	**23.856.361**	**(344.771)**	**(100.307)**	**23.411.283**
PATRIMÔNIO LÍQUIDO		**9.816.210**	**(792.755)**	**(276.812)**	**8.746.643**	**8.440.172**	**(674.737)**	**(17.645)**	**7.747.790**
TOTAL		**42.224.473**	**(1.201.146)**	**(432.124)**	**40.591.203**	**38.186.752**	**(1.019.508)**	**(117.952)**	**37.049.292**

		RESULTADO							
		2023				2022			
	Nota	Societário	UHE Concessões Cotas	Transmissoras	Ajustado	Societário	UHE Concessões Cotas	Transmissoras	Ajustado
Receita operacional líquida		10.747.784	(31.198)	(430.473)	10.286.113	11.906.605	(76.735)	(1.347.577)	10.482.293
Custos operacionais		(4.840.645)	(147.621)	104.673	(4.883.593)	(6.317.412)	(113.407)	1.024.224	(5.406.595)
LUCRO BRUTO	(i)/(ii)	**5.907.139**	**(178.819)**	**(325.800)**	**5.402.520**	**5.589.193**	**(190.142)**	**(323.353)**	**5.075.698**
Despesas operacionais, líquidas		(539.958)	-	-	(539.958)	(515.745)	-	-	(515.745)
Resultado de participações societárias		993.117	-	-	993.117	727.136	-	-	727.136
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS		**6.360.298**	**(178.819)**	**(325.800)**	**5.855.679**	**5.800.584**	**(190.142)**	**(323.353)**	**5.287.089**
Resultado financeiro	(i)	(1.962.998)	-	33.464	(1.929.534)	(2.515.290)	-	309.979	(2.205.311)
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO		**4.397.300**	**(178.819)**	**(292.336)**	**3.926.145**	**3.285.294**	**(190.142)**	**(13.374)**	**3.081.778**
Imposto de renda e contribuição social	(iii)	(968.240)	60.799	98.512	(808.929)	(620.726)	64.649	78.966	(477.111)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		**3.429.060**	**(118.020)**	**(193.824)**	**3.117.216**	**2.664.568**	**(125.493)**	**65.592**	**2.604.667**
LUCRO ATRIBUÍDO AO(S):									
Acionistas da ENGIE Brasil Energia		3.429.555	(118.020)	(193.824)	3.117.711	2.663.079	(125.493)	65.592	2.603.178
Acionistas não controladores		(495)	-	-	(495)	1.489	-	-	1.489
		3.429.060	**(118.020)**	**(193.824)**	**3.117.216**	**2.664.568**	**(125.493)**	**65.592**	**2.604.667**

(i) Ativo de contrato, imobilizado, receita e custo de implementação de infraestrutura e remuneração do ativo de contrato

Na contabilidade societária, a parcela correspondente aos custos de construção, adicionadas de uma margem bruta residual, destinada a cobrir os custos de gestão da construção, é reconhecida como ativo de contrato em contrapartida de uma receita de implementação de infraestrutura. Os gastos decorrentes da construção da linha de transmissão são reconhecidos diretamente no resultado no exercício, na rubrica de "Custo de implementação da infraestrutura". Em contrapartida, para fins regulatórios estes gastos são reconhecidos no imobilizado e não há reconhecimento de receita de implementação de infraestrutura.

Na contabilidade societária, a parcela correspondente à RAP construção é reconhecida no ativo de contrato em contrapartida de uma receita de implementação de infraestrutura. No regulatório esse valor é reconhecido como receita de operações com transmissão de energia elétrica. Além disso, tanto na contabilidade regulatória quanto na societária a receita de O&M é reconhecida em contrapartida ao resultado, não gerando diferença entre as contabilidades.

Adicionalmente, os juros apropriados referentes ao financiamento com o BNDES são capitalizados na contabilidade regulatória, quando da fase de construção do sistema de transmissão.

Por fim, os efeitos acima destacados resultam em diferenças na apuração de PIS e Cofins.

(ii) Ativo financeiro de concessão e intangível

Na contabilidade societária, a parcela da bonificação pela outorga que dá direito incondicional ao recebimento de um fluxo de caixa sem riscos de mercado e hidrológicos foi reconhecida como ativo financeiro de concessão. A diferença entre o valor total da bonificação pela outorga e o montante alocado como ativo financeiro de concessão foi reconhecida no ativo intangível. A parcela reconhecida no ativo financeiro de concessão é remunerada pela taxa interna de retorno e atualizada pelo IPCA, estes efeitos são apresentados na rubrica "Remuneração do ativo financeiro de concessão". A realização deste ativo financeiro de concessão ocorre por meio dos recebimentos do RBO. Os demais itens integrantes da RAG são reconhecidos em linhas específicas do resultado, conforme segue: (i) GAG – reconhecido na rubrica "Receita GAG – O&M"; (ii) encargos de conexão, encargos de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição, da parcela de ajuste pela indisponibilidade e de outros encargos – reconhecidos como recuperação dos custos relacionados. O intangível é amortizado de forma linear pelo prazo de vigência do contrato de concessão.

Em contrapartida, para fins regulatórios o montante total da bonificação pela outorga foi reconhecido no ativo intangível, sendo também amortizado de forma linear pelo prazo de vigência do contrato de concessão. Adicionalmente, as receitas faturadas mensalmente às distribuidoras, relacionada a RAG, são reconhecidas na rubrica "Suprimento de energia elétrica".

Os efeitos acima destacados resultam em diferenças na apuração de PIS e Cofins.

(iii) Imposto de renda e contribuição social diferidos

Os efeitos das diferenças acima apresentadas geram imposto de renda e contribuição social diferidos nas demonstrações societárias. Para fins regulatórios, esses efeitos não são considerados, conforme mencionado no item anterior.

DECLARAÇÃO DOS DIRETORES EXECUTIVOS DA COMPANHIA

Os Diretores Executivos da Companhia declaram que examinaram, discutiram e revisaram todas as informações contidas nas Demonstrações Financeiras da Companhia (individual e consolidada), bem como, concordam com a opinião dos auditores independentes da Companhia, Ernst & Young Auditores Independentes S/S Ltda., referenciadas no Relatório dos Auditores Independentes apresentado.

Eduardo Antonio Gori Sattamini
Diretor-Presidente

Eduardo Takamori Guiyotoku
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Gabriel Mann dos Santos
Diretor de Comercialização de Energia

Guilherme Slovinski Ferrari
Diretor de Novos Negócios

José Luiz Jansson Laydner
Diretor de Operação

Marcos Keller Amboni
Diretor de Regulação e Mercado

Luciana Moura Nabarrete
Diretora de Pessoas, Processos e Sustentabilidade

Márcio Daian Neves
Diretor de Implantação

Florianópolis, 27 de fevereiro de 2024.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Maurício Stolle Bähr
Presidente

Paulo Jorge Tavares Almirante
Vice-Presidente

Dirk Achiel Marc Beeuwsaert
Conselheiro

Karin Koogan Breitman
Conselheira

Pierre Jean Bernard Guiollot
Conselheiro

Simone Cristina de Paola Barbieri
Conselheira

Paulo de Resende Salgado
Conselheiro

Manoel Eduardo Lima Lopes
Conselheiro

Adir Flávio Sviderskei
Conselheiro

DIRETORIA EXECUTIVA

Eduardo Antonio Gori Sattamini
Diretor-Presidente

Eduardo Takamori Guiyotoku
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Gabriel Mann dos Santos
Diretor de Comercialização de Energia

Guilherme Slovinski Ferrari
Diretor de Novos Negócios

José Luiz Jansson Laydner
Diretor de Operação

Marcos Keller Amboni
Diretor de Regulação e Mercado

Luciana Moura Nabarrete
Diretora de Pessoas, Processos e Sustentabilidade

Márcio Daian Neves
Diretor de Implantação

DEPARTAMENTO DE CONTABILIDADE

Romary dos Anjos Silva

Gerente do Departamento de Contabilidade

Contadora - CRC SC 036047/O-2

Building a better working world

São Paulo Corporate Towers
Av. Presidente Juscelino Kubitschek, 1.909
Vila Nova Conceição
04543-011 - São Paulo - SP - Brasil

Tel: +55 11 2573-3000
ey.com.br

Relatório do auditor independente sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas

Aos administradores e acionistas da
ENGIE Brasil Energia S.A.
Florianópolis/SC

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Engie Brasil Energia S.A. ("Companhia"), identificadas como controladora e consolidado, respectivamente, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2023 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo as políticas contábeis materiais e outras informações elucidativas.

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira, individual e consolidada, da Companhia em 31 de dezembro de 2023, o desempenho individual e consolidado de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa individuais e consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB).

Base para opinião

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir, intitulada "Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas". Somos independentes em relação à Companhia e suas controladas, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Principais assuntos de auditoria

Principais assuntos de auditoria são aqueles que, em nosso julgamento profissional, foram os mais significativos em nossa auditoria do exercício corrente. Esses assuntos foram tratados no contexto de nossa auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações financeiras individuais e consolidadas e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos. Para cada assunto abaixo, a descrição de como nossa auditoria tratou o assunto, incluindo quaisquer comentários sobre os resultados de nossos procedimentos, é apresentado no contexto das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Building a better working world

Nós cumprimos as responsabilidades descritas na seção intitulada "Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas", incluindo aquelas em relação a esses principais assuntos de auditoria. Dessa forma, nossa auditoria incluiu a condução de procedimentos planejados para responder a nossa avaliação de riscos de distorções significativas nas demonstrações financeiras. Os resultados de nossos procedimentos, incluindo aqueles executados para tratar os assuntos abaixo, fornecem a base para nossa opinião de auditoria sobre as demonstrações financeiras da Companhia.

Reconhecimento de receita e custos com compra de energia

No exercício findo em 31 de dezembro de 2023, a Companhia reconheceu receitas operacionais no montante de R$ 5.061.978 na controladora e R$ 10.750.613 no consolidado, conforme divulgado na nota 22, das quais de R$ 578.583 na controladora e R$ 2.127.702 no consolidado se referem a receitas de fornecimento, suprimento e transações no mercado de curto prazo. Adicionalmente, a Companhia reconheceu custos com compra de energia no montante de R$ 578.583 na controladora e R$ 2.127.702 no consolidado, conforme divulgado na nota 23(a.1).

As receitas são oriundas principalmente do fornecimento e suprimento de energia elétrica a consumidores livres, distribuidoras, geradores e comercializadores. O reconhecimento da receita e do custo com compra de energia é realizado quando o controle dos bens ou serviços é transferido para o cliente por um valor que reflita a contraprestação a qual a Companhia espera ter direito em troca destes bens ou serviços. A receita é um importante indicador de performance da Companhia e de sua administração, o que pode criar um incentivo de reconhecimento da receita antes do cumprimento da obrigação de desempenho, ou de postergação do reconhecimento do custo, especialmente no período que antecede o fechamento do exercício. Adicionalmente, o processo de receita ainda inclui a mensuração da receita não faturada ao cliente, relacionada ao fornecimento de energia elétrica, calculada em base estimada, até 31 de dezembro de 2023, utilizando determinadas premissas oriundas dos contratos de compra e venda de energia.

O monitoramento desse assunto foi considerado significativo para a nossa auditoria, tendo em vista os riscos de que uma receita ou um custo sejam reconhecidos em período distinto daquele em que ocorreu a transferência dos riscos e benefícios para o cliente e consequente cumprimento da obrigação de desempenho, além do volume e da especificidade na mensuração do corte de receita e custo ao final de cada período de reporte.

Como nossa auditoria conduziu este assunto

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, dentre outros:

(i) Avaliação da adequação das políticas contábeis adotadas pela Companhia, e entendimento dos controles internos relacionados ao reconhecimento das receitas e custos de fornecimento e suprimento de energia elétrica;
(ii) Avaliação da razoabilidade das estimativas contábeis da receita e custo de energia, reconhecidos ao final do exercício;
(iii) Análise de uma amostra de contratos, para conferência dos dados utilizados na mensuração da estimativa;

(iv) Avaliação do relatório de liquidação subsequente emitido pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica-CCEE, com o propósito de corroborar a quantidade de energia transacionada pela Companhia;
(v) Teste de recebimento e pagamento subsequente de faturas, por amostragem; e
(vi) Avaliação da adequação das divulgações efetuadas pela Companhia sobres as receitas e custos, incluídas nas notas 22 e 23 (a.1) às demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

Baseados no resultado dos procedimentos de auditoria efetuados sobre o reconhecimento das receitas e custos, que está consistente com a avaliação da Companhia, consideramos que os critérios e premissas utilizadas são aceitáveis, assim como as respectivas divulgações, no contexto das demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Provisão para riscos cíveis, fiscais e trabalhistas

Em 31 de dezembro de 2023, a Companhia possui registradas como provisão para riscos cíveis, fiscais e trabalhistas no montante de R$ 224.723 mil na controladora e R$ 250.762 mil no consolidado, assim como possui processos de natureza civil, fiscal e trabalhista considerados com prognóstico de perda possível e remoto nos montantes de R$ 1.484.613 mil e R$ 474.278 mil, respectivamente, na controladora e R$ 1.513.856 mil e R$ 552.903 mil, respectivamente, no consolidado, para os quais não foram constituídas provisões, conforme divulgado na nota 17.

Esse assunto foi considerado relevante para a nossa auditoria, uma vez que, na determinação dos montantes a serem contabilizados para fazer frente a esses riscos, bem como dos montantes de riscos possíveis e remotos divulgados nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a Companhia, assessorada por seus consultores jurídicos, aplica julgamento que requer a utilização de conhecimento técnico e histórico, a análise de jurisprudências e a análise individualizada dos processos.

Como nossa auditoria conduziu este assunto

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, dentre outros:

(i) Realização de teste da integridade e da exatidão da base de dados utilizada pela Companhia, para desenvolvimento das estimativas dos prognósticos de perda dos processos;
(ii) Confirmação independente com os assessores jurídicos externos e patronos dos processos quanto à classificação do risco de perda, à fase processual e ao valor envolvido;
(iii) Desafio às premissas e aos julgamentos utilizados pela Companhia no desenvolvimento dessas estimativas, considerando o envolvimento de especialistas em avaliação de demandas judiciais; e
(iv) Avaliação da adequação das divulgações efetuadas pela Companhia sobres as provisões de litígios e processos considerados com prognóstico possível e provável, conforme nota 17 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

Baseados no resultado dos procedimentos de auditoria efetuados sobre a provisão para riscos cíveis fiscais e trabalhistas, sendo este consistente com a avaliação da Companhia, consideramos que os critérios e premissas utilizadas são aceitáveis, assim como as respectivas divulgações, no contexto das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Acordo de acionistas para Investimentos

Conforme descrito na nota explicativa 9, o Conselho de Administração da Companhia aprovou, em 4 de maio de 2023, o acordo de investimento entre a controlada Maracanã Geração de Energia e Participações S.A. ("Maracanã") e o Itaú Unibanco S.A. ("Itaú" ou "Acionista Preferencial") com a intervenção e anuência da controlada Engie Brasil Energia Complementares Participações Ltda. ("ECP"), para regular os termos e condições gerais do investimento, por parte do Itaú, mediante subscrição de ações preferenciais ("PN") do capital social no montante de R$1 bilhão.

Após o acordo de investimento assinado em 7 de junho de 2023 o Itaú passou a ser detentor da totalidade das ações preferenciais, representativas de 12,34% do capital social total da Maracanã e a ECP, por sua vez, passou a deter a totalidade das ações ordinárias representativas de 87,66% do capital social da Maracanã.

A Companhia analisou a substância da operação com base no acordo de investimentos supracitado e concluiu que (i) o controle sobre a Maracanã continua sendo detido pela Companhia, e (ii) a Companhia não possui obrigação contratual de entregar caixa ou outro ativo financeiro ao Itaú e trocar ativos e passivos financeiros com o Itaú sob condições potencialmente desfavoráveis à Companhia.

O monitoramento desse assunto foi considerado significativo para a nossa auditoria, tendo em vista o julgamento exercido pela Companhia no tratamento contábil dessa transação como instrumento de patrimônio, a mensuração do valor justo da opção de compra utilizando dados não observáveis e os processos que suportam seu reconhecimento como seus respectivos controles internos.

Como nossa auditoria conduziu este assunto

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, dentre outros:
(i) leitura dos contratos e acordos de investimento que suportaram a transação, incluídos as respectivas aprovações pelos órgãos de governança da Companhia;
(ii) análise e discussão da documentação das políticas contábeis da Companhia que suportam o reconhecimento da transação como instrumento de patrimônio;
(iii) envolvimento de especialistas para análise das projeções e premissas que suportam a mensuração do valor justo da opção de recompra; e
(iv) avaliação da adequação das divulgações efetuadas pela Companhia sobre a transação e demais impactos nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

Baseados no resultado dos procedimentos de auditoria efetuados sobre o acordo de acionistas para investimento, sendo este consistente com a avaliação da Companhia, consideramos que os critérios e premissas utilizadas são aceitáveis, assim como as respectivas divulgações, no contexto das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Building a better working world

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

As demonstrações individual e consolidada do valor adicionado (DVA) referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2023, elaboradas sob a responsabilidade da diretoria da Companhia, e apresentadas como informação suplementar para fins de IFRS, foram submetidas a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essas demonstrações estão conciliadas com as demonstrações financeiras e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico NBC TG 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião, essas demonstrações do valor adicionado foram adequadamente elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e são consistentes em relação às demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Outras informações que acompanham as demonstrações financeiras individuais e consolidadas e o relatório do auditor

A diretoria da Companhia é responsável por essas outras informações que compreendem o Relatório da Administração.

Nossa opinião sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas não abrange o Relatório da Administração e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório.

Em conexão com a auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da Administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações financeiras ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há distorção relevante no Relatório da Administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a este respeito.

Responsabilidades da diretoria e da governança pelas demonstrações financeiras individuais e consolidadas

A diretoria é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras individuais de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e das demonstrações financeiras consolidadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB), e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a diretoria é responsável pela avaliação da capacidade de a Companhia continuar operando, divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração

das demonstrações financeiras, a não ser que a diretoria pretenda liquidar a Companhia ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

Os responsáveis pela governança da Companhia e suas controladas são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações financeiras.

Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras individuais e consolidadas, tomadas em conjunto, estão livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro, e emitir relatório de auditoria contendo nossa opinião. Segurança razoável é um alto nível de segurança, mas não uma garantia de que a auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria sempre detecta as eventuais distorções relevantes existentes. As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas demonstrações financeiras.

Como parte da auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtivemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.

- Obtivemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas, não, com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia e suas controladas.

- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela diretoria.

- Concluímos sobre a adequação do uso, pela diretoria, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia,

Building a better working world

eventos ou condições futuras podem levar a Companhia a não mais se manter em continuidade operacional.

- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras, inclusive as divulgações e se as demonstrações financeiras individuais e consolidadas representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.

- Obtivemos evidência de auditoria apropriada e suficiente referente às informações financeiras das entidades ou atividades de negócio do grupo para expressar uma opinião sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas. Somos responsáveis pela direção, supervisão e desempenho da auditoria do grupo e, consequentemente, pela opinião de auditoria.

Comunicamo-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance planejado, da época da auditoria e das constatações significativas de auditoria, inclusive as eventuais deficiências significativas nos controles internos que identificamos durante nossos trabalhos.

Fornecemos também aos responsáveis pela governança declaração de que cumprimos com as exigências éticas relevantes, incluindo os requisitos aplicáveis de independência, e comunicamos todos os eventuais relacionamentos ou assuntos que poderiam afetar, consideravelmente, nossa independência, incluindo, quando aplicável, as respectivas salvaguardas.

Dos assuntos que foram objeto de comunicação com os responsáveis pela governança, determinamos aqueles que foram considerados como mais significativos na auditoria das demonstrações financeiras do exercício corrente e que, dessa maneira, constituem os principais assuntos de auditoria. Descrevemos esses assuntos em nosso relatório de auditoria, a menos que lei ou regulamento tenha proibido divulgação pública do assunto, ou quando, em circunstâncias extremamente raras, determinarmos que o assunto não deve ser comunicado em nosso relatório porque as consequências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

Blumenau (SC), 27 de fevereiro de 2024

ERNST & YOUNG
Auditores Independentes S.S. Ltda.
CRC SC-000048/F-0

Adilvo França Junior
Contador CRC - 1BA021419/O

ORÇAMENTO DE CAPITAL

Em milhares de reais

	A realizar			
Fontes de recursos	**2024**	**2025**	**2026**	**Total**
Retenção de lucros do exercício de 2023 (Artigo 196 da Lei das S.A.)	1.559.990	-	-	1.559.990
Capital de terceiros e geração interna de caixa	4.913.084	3.884.630	758.390	9.556.104
Total das fontes	**6.473.074**	**3.884.630**	**758.390**	**11.116.094**
Aplicação dos recursos				
Sistema de Transmissão Asa Branca	513.415	1.876.399	552.611	2.942.425
Sistema de Transmissão Gavião Real	17.964	-	-	17.964
Conjunto Eólico Serra do Assuruá	3.506.022	1.075.671	-	4.581.693
Conjunto Fotovoltaico Assu Sol	2.073.725	695.444	-	2.769.169
Conjunto Eólico Santo Agostinho	15.579	-	-	15.579
Modernização de Salto Osório	59.042	3.397	-	62.439
Modernização de Jaguara	96.623	142.785	129.701	369.109
Modernização de Miranda	2.466	1.012	-	3.478
Manutenção do parque gerador	188.238	89.922	76.078	354.238
Total das aplicações	**6.473.074**	**3.884.630**	**758.390**	**11.116.094**

Relatório Anual Resumido do Comitê de Auditoria Estatutário
ENGIE Brasil Energia S/A – Exercício Social 2023

1. Apresentação

O Comitê de Auditoria Estatutário ("CAE") foi criado como parte integrante da governança corporativa da ENGIE, atendendo à alteração do Estatuto Social da Engie (33ª AGE - item 1.1), que adequou a ENGIE às regras do Regulamento do Novo Mercado B3 no tocante a instalação do Comitê de Auditoria Estatutário (Art. 22).

O CAE foi constituído, na Reunião do Conselho de Administração da Companhia número 193, realizada em 06 de dezembro de 2019, na qual foi aprovada o seu Regimento Interno, e na Reunião do Conselho de Administração da Companhia número 202, de 14 de maio de 2020, na qual foram nomeados os membros do CAE.

O CAE é um órgão estatutário de caráter permanente, vinculado diretamente ao Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia S/A ("ENGIE"), sendo regido pelas regras previstas na legislação brasileira e disposições contidas em seu Regimento Interno. O CAE reporta os assuntos tratados em suas reuniões, bem como suas manifestações, ao Conselho de Administração da ENGIE, conforme atas das reuniões arquivadas na Companhia.

Os membros da Diretoria da ENGIE são convidados a participar das reuniões do CAE que envolvam temas a eles afetos ou assuntos por eles submetidos para apreciação do CAE e indicam, conforme o caso, a participação dos gestores das áreas responsáveis pelas matérias a serem tratadas. Os gestores designados pela ENGIE também são convidados a participar de todas as reuniões do CAE.

Considerando o previsto na Instrução CVM 509/11, na reunião de 08/02/22 o CAE recomendou ao Conselho de Administração a contratação da firma de Auditoria Externa Ernst & Young (EY) para os serviços de Auditoria Externa nos exercícios 2022 a 2024, que foi aprovada pelo Conselho de Administração, ficando a mesma responsável pelo exame e emissão do relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras e pela emissão dos relatórios especiais sobre as revisões trimestrais (ITR's) do Conglomerado ENGIE no período deste relatório.

O CAE atualmente é composto pelos Conselheiros de Administração da ENGIE, Economista Paulo de Resende Salgado, Coordenador do CAE, e Contador Manoel Eduardo Lima Lopes, e pela Advogada Carla Carvalho de Carvalho, todos atendendo aos critérios de independência estabelecidos pela legislação vigente e, também, pelos critérios do Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC).

2. Resumo das atividades no Ano de 2023

No período de 01 de janeiro de 2023 a 31 de dezembro de 2023, o CAE realizou 37 (trinta e sete) reuniões, sendo 12 (doze) reuniões presenciais na sede da Companhia, envolvendo os Diretores Executivos, Auditores Internos e Auditores Independentes do Conglomerado ENGIE, assim como os Gerentes das Unidades Organizacionais Governança, Riscos & Controles (GRC), Gestão Contábil (GCO), Assuntos Jurídicos

Este documento foi assinado eletronicamente por Carla Carvalho de Carvalho, Manoel Eduardo Lima Lopes e Paulo de Resende Salgado.
Para verificar as assinaturas vá ao site https://engie.portaldeassinaturas.com.br:443 e utilize o código 9159-DF17-E691-89D8.

Este documento foi assinado eletronicamente por Carla Carvalho de Carvalho, Manoel Eduardo Lima Lopes e Paulo de Resende Salgado.
Para verificar as assinaturas vá ao site https://engie.portaldeassinaturas.com.br:443 e utilize o código 9159-DF17-E691-89D8.

(AJU), Governança Tributária (GTR), Tecnologia da Informação e Digitalização (TID), Relações com Investidores (RCI), Gestão de Responsabilidade Social (GRS), Gestão de Meio Ambiente (GMA), Desenvolvimento de Novos Negócios Renováveis (DNR) e Gestão Financeira (GFI). Ainda no ano de 2023 o CAE também efetuou 4 (quatro) reuniões com o Conselho de Administração para informar sobre o desenvolvimento de suas atividades, sendo que o conteúdo abordado foi registrado em ata do citado Conselho.

Dentre as atividades realizadas no exercício, destacamos as seguintes:

1. Discussão e avaliação das políticas de independência dos auditores independentes, abrangendo em especial os seguintes assuntos: (i) o planejamento e a execução dos trabalhos de auditorias das demonstrações financeiras trimestrais do exercício social de 2023 do Conglomerado ENGIE; (ii) conhecer as naturezas e extensões dos principais procedimentos de auditoria selecionados e os conceitos de materialidades adotados; (iii) as análises de riscos de auditorias por eles efetuadas; (iv) as conclusões dos exames de auditorias, tendo tomado conhecimento do teor do relatório dos auditores independentes sobre os exames das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2023, dando-se por satisfeito com as informações e esclarecimentos prestados. Também foram obtidas informações para assegurar as independências dos auditores e as inexistências de conflitos de interesses em outros trabalhos que não os de auditorias das demonstrações financeiras.

2. Acompanhamento, do processo de elaboração das demonstrações financeiras e informações trimestrais, mediante reuniões com os administradores e auditores independentes, abordando as principais práticas contábeis adotadas, as estimativas contábeis efetuadas, bem como as apresentações das situações patrimoniais e financeiras, dos resultados financeiros, dos fluxos de caixa e dos valores adicionados e das notas explicativas às demonstrações financeiras.

3. Supervisão do Plano Anual da Auditoria Interna, sua execução, relatórios emitidos, conhecimento dos pontos levantados e das recomendações, como também as providências tomadas pela Administração.

4. Monitoramento do Programa de Controles Internos e da Matriz de Riscos.

5. Acompanhamento de eventos desenvolvidos pela área tributária corporativa.

6. Acompanhamento de processos judiciais e administrativos que envolvam ativos e passivos em andamento.

7. Monitoramento do canal de denúncias éticas do Conglomerado ENGIE.

8. Discussão e avaliação do Relatório de Sustentabilidade de 2022.

9. Estrutura, atividades, atribuições e principais Processos da GCO.

10. Governança: Políticas da Companhia; Apresentação da área de GRC: Coordenação SIG; Apresentação de Políticas aprovadas pela Diretoria.

Este documento foi assinado eletronicamente por Carla Carvalho de Carvalho, Manoel Eduardo Lima Lopes e Paulo de Resende Salgado.
Para verificar as assinaturas vá ao site https://engie.portaldeassinaturas.com.br:443 e utilize o código 9159-DF17-E691-89D8.

Este documento foi assinado eletronicamente por Carla Carvalho de Carvalho, Manoel Eduardo Lima Lopes e Paulo de Resende Salgado.
Para verificar as assinaturas vá ao site https://engie.portaldeassinaturas.com.br:443 e utilize o código 9159-DF17-E691-89D8.

11. Avaliação AUD e da Gerente de auditoria.

12. Importante registrar por fim que o CAE acompanhou, praticamente em tempo real, o trabalho de auditoria realizado para a avaliação do Incidente Ético ID 517.

Rio de Janeiro, 27 de fevereiro de 2024.

_____

Paulo de Resende Salgado
Coordenador do Comitê de Auditoria Estatutário

_____

Carla Carvalho de Carvalho
Membro do Comitê de Auditoria Estatutário

_____

Manoel Eduardo Lima Lopes
Membro do Comitê de Auditoria Estatutário

Este documento foi assinado eletronicamente por Carla Carvalho de Carvalho, Manoel Eduardo Lima Lopes e Paulo de Resende Salgado.
Para verificar as assinaturas vá ao site https://engie.portaldeassinaturas.com.br:443 e utilize o código 9159-DF17-E691-89D8.

Este documento foi assinado eletronicamente por Carla Carvalho de Carvalho, Manoel Eduardo Lima Lopes e Paulo de Resende Salgado.
Para verificar as assinaturas vá ao site https://engie.portaldeassinaturas.com.br:443 e utilize o código 9159-DF17-E691-89D8.

PARECER DO COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO – CAE
ENGIE Brasil Energia S/A

De acordo com a legislação vigente, os membros do CAE, no exercício de suas atribuições e responsabilidades legais, conforme previsto nas normas da CVM, Regulamentação do Novo Mercado e no Regimento Interno do Comitê, procederam à análise das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, acompanhadas do relatório dos auditores independentes e do relatório da administração referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2023 e considerando as informações prestadas pela Administração da Companhia e pelos profissionais da EY, opinam, por unanimidade, recomendar a sua aprovação pelo Conselho de Administração e o seu encaminhamento à Assembleia Geral Ordinária – AGO para deliberação pelos acionistas.

Esse Parecer, depois de lido e achado conforme, será assinado pelos membros do Comitê de Auditoria Estatutário, por meio do *DocuSign*.

Rio de Janeiro, 27 de fevereiro de 2024.

_____
Paulo de Resende Salgado
Coordenador do Comitê de Auditoria Estatutário

_____
Carla Carvalho de Carvalho
Membro do Comitê de Auditoria Estatutário

_____
Manoel Eduardo Lima Lopes
Membro do Comitê de Auditoria Estatutário

Este documento foi assinado eletronicamente por Carla Carvalho de Carvalho, Manoel Eduardo Lima Lopes e Paulo de Resende Salgado.
Para verificar as assinaturas vá ao site https://engie.portaldeassinaturas.com.br:443 e utilize o código 9159-DF17-E691-89D8.

Este documento foi assinado eletronicamente por Carla Carvalho de Carvalho, Manoel Eduardo Lima Lopes e Paulo de Resende Salgado.
Para verificar as assinaturas vá ao site https://engie.portaldeassinaturas.com.br:443 e utilize o código 9159-DF17-E691-89D8.

ENGIE Brasil Energia S.A.

CNPJ 02.474.103/0001-19 – NIRE 4230002438-4
Companhia Aberta - Registro CVM nº 1732-9

PARECER DO CONSELHO FISCAL

Os membros do Conselho Fiscal da ENGIE Brasil Energia S.A, infra-assinados, em cumprimento das disposições legais e estatutárias, examinaram o Relatório Anual da Administração e as Demonstrações Financeiras compostas pelo balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2023 e pelas demonstrações do resultado do exercício; do resultado abrangente; das mutações do patrimônio líquido; do fluxo de caixa e do valor adicionado para o exercício findo naquela data, as respectivas notas explicativas, bem como a seguinte proposta de destinação do lucro líquido do exercício: a) Reserva de Incentivos Fiscais – R$ 8.734.328,98; b) Distribuição de Dividendos e Juros sobre o Capital Próprio no valor total de R$ 1.906.654.922,91, correspondente a R$ 2,33679384759 por ação, assim composto: (i) Dividendos Intercalares, relativos ao primeiro semestre, declarados na 246ª RCA, de 08.08.2023, no valor de R$ 767.199.554,34 (R$ 0,94027879765 por ação); (ii) Dividendos mínimos obrigatórios – R$ 272.794.039,97 (R$ 0,33433602830 por ação); (iii) Juros sobre o Capital Próprio aprovados na 252ª RCA, de 08.12.2023, no valor bruto de R$ 145.000.000,00 (0,17771181551 por ação); e (iv) Dividendos adicionais – R$ 721.661.328,60 (R$ 0,88446720613 por ação); c) Reserva de retenção de lucros – R$ 1.559.990.391,47. Referida retenção de lucros tem por objetivo subsidiar, nos termos do artigo 196 da Lei nº 6.404/76, o Orçamento de Capital para os exercícios de 2024, 2025, e 2026, que considera o Programa de Investimento nos montantes de R$ 6.473.072.164,98, R$ 3.884.630.099,09 e R$ 758.390.031,79 respectivamente, destinados à aplicação direta na manutenção do parque produtivo e investimento em novos empreendimentos. Não houve destinação de lucro para reserva legal em virtude da Companhia já ter atingindo, em 2021, o limite de 20% do capital social, em atenção ao artigo 193 da Lei 6.404/76. Com base nos exames efetuados e considerando, ainda, o relatório dos auditores independentes, Ernst & Young Auditores Independentes S/S Ltda., emitido sem ressalvas em 27 de fevereiro de 2024, bem como as informações e esclarecimentos recebidos dos representantes da administração ao longo do exercício, os membros do Conselho Fiscal expressam a opinião que os documentos em apreço, incluindo o orçamento de capital, bem como a proposta de destinação do lucro líquido do exercício deliberados pelo Conselho de Administração em 27 de fevereiro de 2024 estão em condições de serem aprovados pelos acionistas na próxima Assembleia Geral Ordinária da Companhia.

Florianópolis/SC, 27 de fevereiro de 2024.

DocuSigned by:
Waltamir Barreiros
Waltamir Barreiros
Conselheiro Presidente

DocuSigned by:
Carlos Guerreiro Pinto
Carlos Guerreiro Pinto
Conselheiro

DocuSigned by:
Anderson Paiva Martins
Anderson Paiva Martins
Conselheiro