

## **Copel Geração e Transmissão S.A.**

CNPJ Nº 04.370.282/0001-70

Companhia de Capital Aberto - Categoria "B" - CVM 2474-0

[www.copel.com](http://www.copel.com)    [copel@copel.com](mailto:copel@copel.com)

Rua José Izidoro Biazetto, 158, Bloco A - Mossunguê - Curitiba - PR

CEP 81200-240

# RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO E DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

## **2022**

## SUMÁRIO

<b>MENSAGEM DO DIRETOR GERAL .....</b>	<b>3</b>
<b>1. A COMPANHIA .....</b>	<b>4</b>
<b>2. GESTÃO ESG (AMBIENTAL, SOCIAL E GOVERNANÇA) .....</b>	<b>8</b>
2.1. Governança Corporativa .....	8
2.2. Dimensão Social .....	14
2.3. Dimensão Ambiental .....	22
2.4. Balanço Social .....	24
<b>3. DESEMPENHO OPERACIONAL.....</b>	<b>27</b>
3.2. Ambiente regulatório .....	27
3.3. Segmentos de Negócios .....	32
<b>4. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO .....</b>	<b>40</b>
4.1. Receita Operacional Líquida .....	40
4.2. Custos e Despesas Operacionais.....	40
4.3. Resultado da Equivalência Patrimonial .....	43
4.4. EBITDA ou LAJIDA .....	43
4.5. Resultado Financeiro .....	43
4.6. Endividamento .....	43
4.7. Lucro Líquido .....	44
4.8. Lucro Líquido por Segmento .....	45
4.9. Valor Adicionado .....	45
4.10. Programa de Investimentos.....	46

## **MENSAGEM DO DIRETOR GERAL**

É com muita satisfação e compromisso que apresentamos o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras de 2022.

O ano de 2022 foi especial para o segmento de geração da Companhia. Adquirimos os Complexos Eólicos Santa Rosa & Mundo Novo e Aventura com 260,4 megawatts e concluímos as obras do Complexo Eólico de Jandaíra, com 90,1 megawatts de capacidade instalada, ambos localizados no Estado no Rio Grande do Norte.

Os projetos ampliam a participação da fonte eólica da Companhia o que nos coloca em posição de destaque no Estado bem como entre as maiores geradoras eólicas do Brasil. É uma expansão virtuosa, ambientalmente sustentável, com energia 100% renovável e limpa.

Na operação, o grande destaque foi a conclusão no novo Centro de Operações de Geração e Transmissão – COGT. As modernas instalações e implantação do Novo Sistema Digital, será possível a integração das equipes e otimização da operação dos ativos de Geração e Transmissão em todo os Estados em que atuamos.

Em 24 de novembro de 2022, foi sancionada a Lei Estadual nº 21.272, que autoriza o Estado do Paraná a realizar oferta pública de distribuição secundária de ações e/ou units, desta forma transformando a Copel em companhia de capital disperso e sem acionista controlador (Corporação). A Copel Geração e Transmissão aguarda os desdobramentos desse processo, bem como estuda a renovação integral das concessões associada a estruturação e implementação da oferta pública de distribuição primária de ações e/ou Units de sua emissão, nos termos do Decreto 9.271/2018.

Reafirmamos nosso compromisso com a eficiência e a qualidade na prestação dos serviços de geração e transmissão, com sustentabilidade ambiental, econômica e social (ESG), visando uma matriz 100% renovável, para que possamos crescer com sustentabilidade e gerando valor para os acionistas, sociedade e para o sistema interligado nacional.

Uma boa leitura a todos!

Moacir Carlos Bertol  
Diretor Geral

## 1. A COMPANHIA

A Copel Geração e Transmissão S.A. (Companhia ou Copel Geração e Transmissão) é uma sociedade anônima de capital aberto, categoria “B”, subsidiária integral da Companhia Paranaense de Energia (Copel ou Controladora), que atua com tecnologia de ponta nas áreas de geração e transmissão de energia. Opera um sistema de energia elétrica com parques geradores de usinas (hidrelétricas, térmicas e eólicas), linhas de transmissão e subestações, inclusive em parcerias por meio de Sociedades de Propósito Específico - SPEs. Embora esteja sediada em Curitiba, no Paraná, a Companhia está presente em nove estados brasileiros, conforme mapa a seguir:



## • Participação no Mercado

Principais produtos (%)	Brasil	Região Sul	Paraná
Geração de energia elétrica <sup>(1)</sup>	<sup>(2)</sup> 3,7	<sup>(3)</sup> 20,7	<sup>(3)</sup> 55,8
Transmissão de energia elétrica <sup>(4)</sup>	3,5	12,7	27

<sup>(1)</sup> Capacidade instalada consolidada

<sup>(2)</sup> Considerada apenas a parcela pertencente ao Brasil da Usina de Itaipu

<sup>(3)</sup> A Usina de Itaipu não é considerada na região Sul

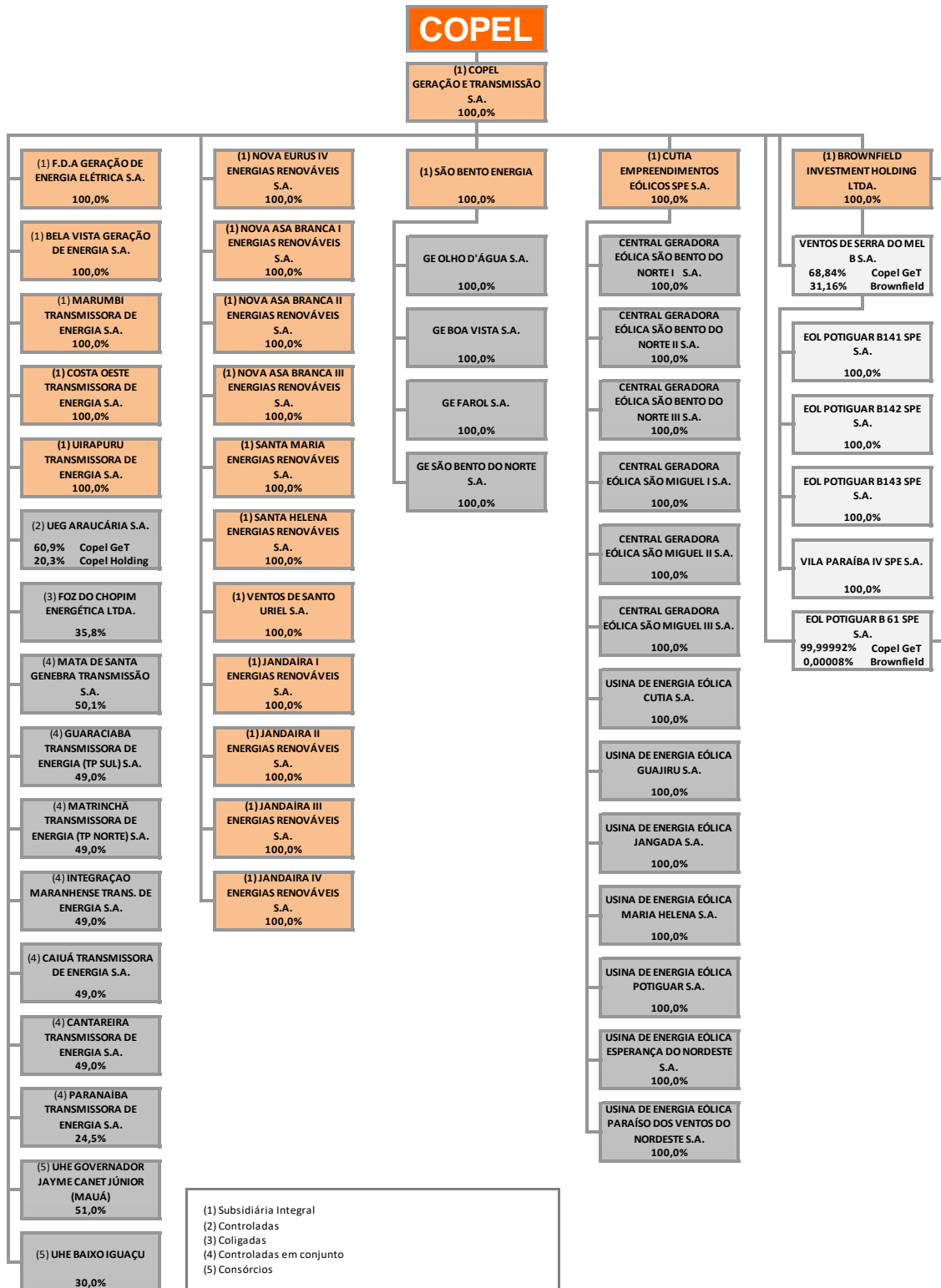
<sup>(4)</sup> O mercado refere-se à Receita Anual Permitida - RAP

## • Copel Geração e Transmissão em Números (consolidado)

Em R\$ mil	2022	2021	variação %
<b>Indicadores Contábeis</b>			
Ativo total	24.687.546	24.715.085	(0,1)
Caixa e equivalentes de caixa	1.580.000	1.929.858	(18,1)
Títulos e valores mobiliários	428.369	350.354	22,3
Dívida total	7.679.603	7.305.442	5,1
Dívida líquida	5.671.234	5.025.230	12,9
Receita operacional bruta	5.663.844	8.397.160	(32,6)
Deduções da receita	(624.184)	(845.734)	(26,2)
Receita operacional líquida	5.039.660	7.551.426	(33,3)
Custos e despesas operacionais	(2.978.880)	(5.239.255)	(43,1)
Repactuação Risco Hidrológico (GSF)	-	1.560.896	(100,0)
Equivalência patrimonial	470.606	356.372	32,1
Resultado das atividades	2.060.780	3.873.067	(46,8)
Ebitda ou Lajida	3.298.455	4.826.626	(31,7)
Resultado financeiro	(624.638)	(438.344)	42,5
IRPJ/CSLL	307.289	970.996	(68,4)
Lucro operacional	1.906.748	3.791.095	(49,7)
Lucro líquido do exercício	1.599.459	2.820.099	(43,3)
Patrimônio líquido	12.896.797	12.873.586	0,2
Juros sobre o capital próprio/Dividendos	1.618.849	1.532.107	5,7
<b>Indicadores Econômico-Financeiros</b>			
Liquidez corrente (índice)	1,1	1,1	-
Liquidez geral (índice)	0,8	0,8	-
Margem do Ebitda ou Lajida (Ebitda ou lajida/receita operacional líquida) (%)	65,4	63,9	2,3
Dívida total sobre o patrimônio líquido (%)	59,5	56,7	4,9
Margem operacional (lucro operacional/receita operacional líquida) (%)	37,8	50,2	(24,7)
Margem líquida (lucro líquido/receita operacional líquida) (%)	31,7	37,3	(15,0)
Participação de capital de terceiros (%)	47,8	47,9	(0,2)
Rentabilidade do patrimônio líquido (%) <sup>(1)</sup>	12,4	26,0	(52,3)

<sup>(1)</sup> LL ÷ (PL inicial)

• Organograma societário em 31.12.2022



- **Prêmios e certificações em 2022**

<b>Prêmios / Certificações</b>	<b>Certificador</b>
<b>Prêmio Abraconee</b> - 1º lugar de melhor divulgação das Demonstrações Financeiras de 2021 para empresa de grande porte - Copel e Copel Geração e Transmissão	Abraconee - Associação Brasileira do Contadores do Setor de Energia Elétrica
<b>Selo Clima Paraná</b> - categoria A - mercado externo	Governo do Estado do Paraná
<b>100 Maiores Sociedades Anônimas do Paraná</b> - 8º lugar para Copel Geração e Transmissão	Diário Indústria & Comércio e Fecomércio PR
<b>Prêmio Melhores do Biogás</b> - 3º lugar categoria Melhor Organização	CIBiogás - Centro Internacional de Energias Renováveis – Biogás, Embrapa Suínos e Aves e UCS - Universidade de Caxias do Sul
<b>Melhores em Gestão - categoria Prata</b>	FNQ - Fundação Nacional de Qualidade

## 2. GESTÃO ESG (AMBIENTAL, SOCIAL E GOVERNANÇA)

Em 2000, a Controladora foi a primeira empresa do setor elétrico a aderir ao Pacto Global, da Organização das Nações Unidas - ONU, e desde 2018 assumiu o compromisso de atuar para o alcance dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável - ODS ligados ao setor de energia.

Após construir o Plano de Neutralidade de Carbono em 2021, o tema seguiu como prioridade para a Copel e, na Visão 2030, ele foi associado ao objetivo de descarbonizar sua matriz de geração elétrica. A Visão 2030 também incluiu entre as prioridades o compromisso com a ética e governança e o avanço da diversidade, incluindo metas de evolução da participação feminina na liderança.

Ao planejar a sua próxima década, a Copel está buscando ampliar a integração das preocupações ambientais, sociais e de governança (ESG, na sigla em inglês) à sua agenda de ações e decisões de futuro.

### Gestão da sustentabilidade

A Copel realiza a gestão da agenda de sustentabilidade por meio de diversas áreas dedicadas às temáticas relacionadas à ESG. A Holding determina as diretrizes corporativas e as dissemina por meio de políticas e normas que permeiam todas as áreas da Companhia, incluindo a Copel Geração e Transmissão.

Para dar conta das características únicas dos negócios, a Copel Geração e Transmissão possui uma área especializada na gestão de aspectos socioambientais. Cada operação demanda diferentes tipos de ação e monitoramento, visando o *compliance* socioambiental e a adesão às melhores práticas de mercado.

O desempenho em sustentabilidade é avaliado por meio da gestão interna, além da participação em avaliações especializadas no mercado, que permitem o comparativo com outras empresas. Entre essas avaliações estão o Índice de Sustentabilidade Empresarial da B3 (ISE) e o *Corporate Sustainability Assessment* (CSA), da S&P Global. Esses resultados são da Controladora e utilizados como base para a melhoria contínua dos processos relacionados às dimensões ESG.

### 2.1. Governança Corporativa

A Copel Geração e Transmissão segue as diretrizes de sua controladora nas questões de Governança Corporativa. A Copel é uma sociedade de economia mista, controlada pelo Estado do Paraná, com capital aberto e ações negociadas nas bolsas de valores de São Paulo (B3), Nova Iorque (NYSE) e Madri (Latibex) – que demanda um robusto sistema de governança para assegurar que o desempenho dos administradores e o planejamento estratégico está alinhado aos interesses da Companhia, suas partes interessadas e o governo do Paraná.

Na B3, a Copel integra o Nível 2 de governança desde 2021. Seu sistema também adota o Código de Melhores Práticas de Governança para Companhias Abertas, do Instituto Brasileiro de Governança Corporativa - IBGC, e responde aos critérios da *Securities and Exchange Commission* - SEC, da bolsa norte-americana e dispositivos legais e regulatórios brasileiros.

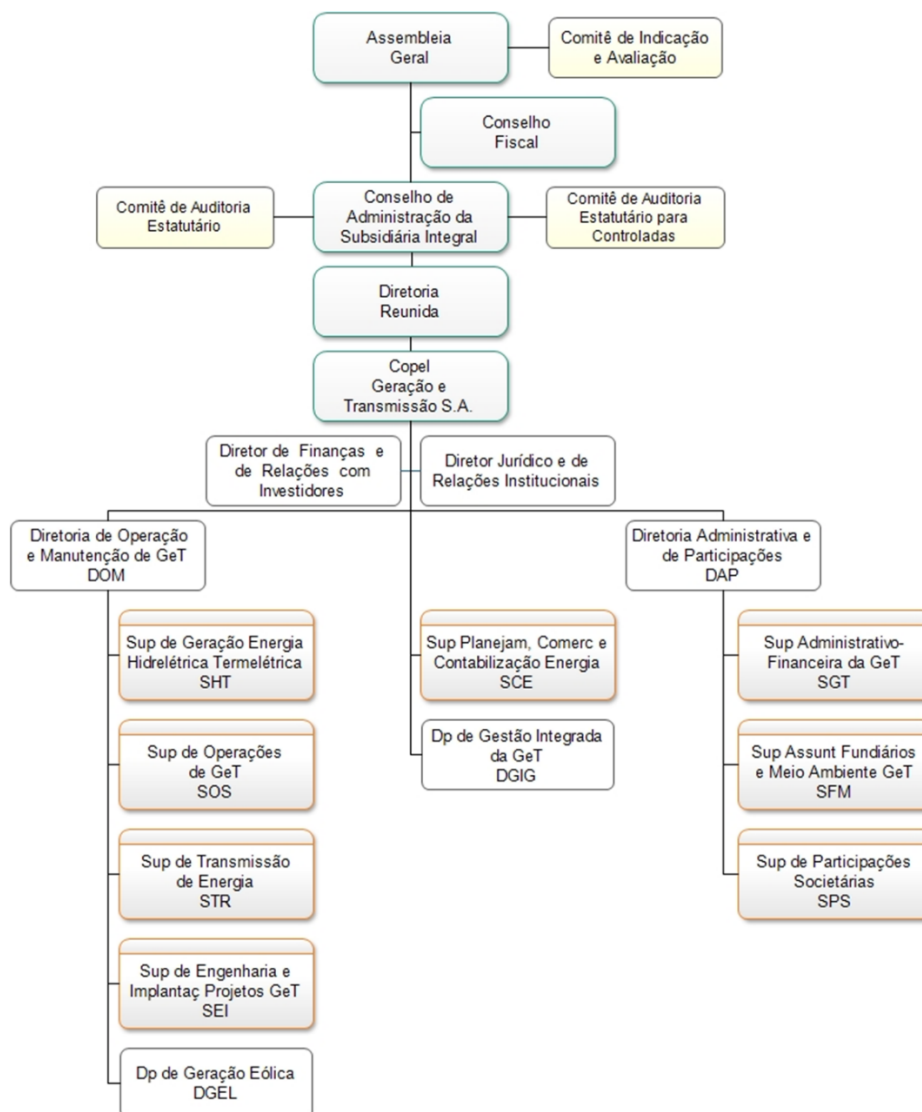
Após a adoção de uma série de mecanismos para fortalecer sua estrutura de governança corporativa em 2021, a Copel seguiu aperfeiçoando seus instrumentos buscando manter uma estrutura robusta que acompanha a evolução das práticas de mercado.

A Copel Geração e Transmissão têm registro de companhias abertas na categoria B na B3, bolsa de valores de São Paulo. Esse registro é parte do planejamento estratégico da Companhia e não visa a emissão de ações. São medidas que reforçam ainda mais a transparência e as práticas de governança, além de oportunidade para diversificação das fontes de financiamento e otimização do perfil da dívida.

Aprovado no fim de 2021, o Comitê de Auditoria Estatuário da Copel GeT (CAE GeT Controladas) teve seus membros indicados em 2022, bem como a aprovação do seu regimento interno. A constituição do CAE Geração e Transmissão atende à Lei nº 13.303/2016 (Lei de Responsabilidade das Estatais) e tem como atribuições, entre outras, fiscalizar, revisar e acompanhar as atividades das empresas controladas direta e indiretamente.

## 2.1.1. Estrutura de Governança

A estrutura de governança atual da Companhia é a demonstrada a seguir:



### Assembleia geral

É o fórum com poderes para deliberar sobre todos os negócios relativos ao objeto social da Companhia.

### Comitê de Indicação e Avaliação

Órgão de caráter permanente que tem a finalidade de auxiliar os acionistas, verificando a conformidade do processo de indicação e avaliação dos administradores, conselheiros fiscais e membros de Comitês Estatutários, nos termos da legislação vigente.

**COMITÊ DE INDICAÇÃO E AVALIAÇÃO**

Presidente	Marcos Leandro Pereira
Membro	Robson Augusto Pascoalini
Membro	Durval José Soledade Santos

**Conselho Fiscal**

Órgão permanente que analisa e opina sobre as demonstrações financeiras e fiscaliza os atos dos administradores.

**CONSELHO FISCAL**

Presidente (Governo)	Demetrius Nichele Macei
Conselheiro (Governo)	Harry Françaia Júnior
Conselheiro (Governo)	José Paulo da Silva Filho
Conselheiro (Governo) - suplente	Otami Cesar Martins
Conselheiro (Governo) - suplente	Verônica Peixoto Coelho

**Conselho de Administração - CAD**

Órgão deliberativo responsável por fixar a orientação geral dos negócios, em conformidade com as competências estabelecidas no Estatuto Social da Copel e em Regimento Interno.

**CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO**

Presidente	Daniel Pimentel Slaviero
Secretário Executivo	Moacir Carlos Bertol
Membro	Cassio Santana da Silva
Membro	Luiz Claudio Maia Vieira

**Diretoria Reunida**

Órgão executivo responsável pelas funções executivas, com atribuição de representar a Companhia, de acordo com atribuições e deveres estabelecidos no Estatuto Social.

**DIRETORIA**

Diretor Geral	Moacir Carlos Bertol
Diretor de Finanças e de Relações com Investidores	Adriano Rudek de Moura
Diretor Jurídico e de Relações Institucionais	Eduardo Vieira de Souza Barbosa
Diretor de Operação e Manutenção de Geração e Transmissão	Marcio Raphael Ploszaj
Diretor Administrativo e de Participações	Adriano Fedalto

**Comitê de Auditoria Estatutário**

Tem como atribuições principais fiscalização, revisão, supervisão, acompanhamento e, quando cabível, apresentação de recomendações sobre atividades da Companhia. Também é responsável pela emissão de relatórios semestral e anual, devendo o resumo do Relatório do Comitê de Auditoria, elaborado ao final do exercício, ser publicado em conjunto com as demonstrações contábeis e financeiras.

**COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO**

Presidente	Marco Antônio Barbosa Cândido
Membro especialista financeiro	Carlos Biedermann
Membro externo	Luiz Claudio Maia Vieira

### **Comitê de Auditoria Estatutário para controladas da Copel Geração e Transmissão**

Exerce suas atribuições e responsabilidades de assessoramento junto ao Conselho de Administração das sociedades controladas direta ou indiretamente pela Companhia, mediante deliberação do CAD da Copel Geração e Transmissão.

COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO PARA CONTROLADAS DA COPEL GET	
Membro	Zeno Bannach Junior
Membro	Nelson Luiz Paula de Oliveira
Membro	Valéria Gorni Loos

A descrição completa da estrutura administrativa e demais informações relevantes estão disponíveis em <https://www.copel.com/hpcweb/institucional/portal-da-transparencia/institucional/>

### **2.1.2. Programa de Integridade**

O Programa de Integridade da Copel Geração e Transmissão está alinhado à Lei Anticorrupção nº 12.846/2013 e Lei de Responsabilidade das Estatais nº 13.303/2016. Abrangendo todos os empregados, administradores e conselheiros fiscais, o Programa de Integridade está estruturado para prevenir, detectar e remediar potenciais atos lesivos como conflito de interesses, fraudes em processos de licitação e pagamentos, entre outros.

Para seguir garantindo a aplicação das melhores práticas, a Companhia, em busca do processo de certificação da ISO 37301, revisou uma série de práticas e normas, ampliou a interação entre os processos de controles e gestão de riscos e implementou outras melhorias ao longo de 2022. A certificação deve ser concluída em 2023.

### **Código de Conduta**

Criado em 2003, o Código de Conduta foi revisado e atualizado em 2022, com a inclusão de novos temas. O documento orienta o comportamento de todas as pessoas que exercem atividades em nome da Copel e suas participações societárias e inclui referências sobre a conduta esperada em temas contemporâneos como participação em redes sociais, proteção de dados pessoais, trabalho remoto e cibersegurança. Também baliza a atuação em questões referentes à transparência, participação em leilões, saúde e segurança, responsabilidade social e ambiental, respeito aos direitos humanos, entre outras.

O Código de Conduta estabelece parâmetros de conduta para empregados, membros da diretoria, dos Conselhos e dos Comitês, estagiários, fornecedores, prestadores de serviços e contratados. No caso de contratações e compras, as empresas se comprometem formalmente com o Código.

### **Canais de manifestação**

A Copel incentiva que seus *stakeholders* registrem qualquer situação que indique violação de princípios éticos, políticas, normas, leis e regulamentos ou outras condutas impróprias e mantém específicos para esses fins, com garantia de sigilo.

O Canal de Denúncia recebe manifestações sobre: assédio e discriminação, corrupção, destruição ou danos de bens da empresa, desvio de conduta, favorecimento, fraude ou roubo de bens e/ou dinheiro, irregularidades nas demonstrações financeiras e/ou relatórios de gestão, meio ambiente, não cumprimento de políticas e/ou procedimentos internos, uso indevido de recursos da Copel, vazamento ou uso indevido de informações, violação de leis, violações à Lei nº 12.846/2013 (Lei Anticorrupção), e outras ilegalidades.

Os casos sobre assédio são analisados pela Comissão de Análise de Denúncias de Assédio Moral (Cadam). Os telefones e formulários estão disponíveis no site da Companhia:

<https://www.copel.com/site/institucional/canais-de-denuncia/>

### **2.1.3. Gestão de riscos**

A Política de Gestão de Riscos da Controladora, aplicada à Copel Geração e Transmissão, está fundamentada nos valores da Companhia, no seu Código de Conduta e nas orientações emitidas pelo *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (Coso)*.

Suas regras são aplicáveis às áreas corporativas, às controladas, e recomendadas às empresas controladas em conjunto, coligadas e a outras participações societárias da Copel. A alta administração da Companhia também passa, anualmente, por treinamento sobre o documento, enquanto os empregados são treinados sobre a metodologia de gestão de riscos.

Os riscos estratégicos são revisados durante a elaboração do Planejamento Estratégico, trabalho executado conjuntamente pelas altas direções da Controladora e da Copel Geração e Transmissão por meio da identificação e análise dos riscos, definição de plano de controle e contingência e estabelecimento de ações de monitoramento.

De acordo com a Política de Gerenciamento de Riscos da Controladora e seguida pela Copel Geração e Transmissão, são feitos reportes periódicos do portfólio de riscos e dos respectivos planos de mitigação para a alta administração. Deste modo, o processo de gestão dos riscos estratégicos da Copel vem sendo continuamente aprimorado, em linha com as melhores práticas de mercado e em conformidade com a legislação vigente.

Além dos riscos estratégicos, a estrutura de gerenciamento classifica os principais riscos em Financeiro, Operacionais e de Conformidade (*compliance*). O relatório periódico de riscos conta ainda com um perfil ESG, em que são detalhados os principais aspectos ambientais, sociais e de governança

### **2.1.4. Auditoria Externa**

Nos termos por norma interna de Governança Corporativa e sob a revisão e supervisão do Comitê de Auditoria Estatutário, a Companhia possui contrato com a Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes Ltda desde 08.03.2021, para prestação de serviços de auditoria, tendo o contrato sido prorrogado por mais 22 meses, a partir de 08.09.2022. O valor previsto de contratação para o período 2022-2023 é de R\$ 2,0 milhões.

A Companhia troca a empresa responsável pela auditoria de suas demonstrações financeiras seguindo o critério de rodízio dos auditores independentes, conforme a Resolução CVM nº 23/2021.

Ao contratar outros serviços de seus auditores externos, a prática da Companhia prevê a análise prévia pelo Comitê de Auditoria do Conselho de Administração, que deve considerar nesta avaliação se um relacionamento ou serviço prestado por auditor independente: (a) cria interesses conflitantes com o seu cliente de auditoria; (b) coloca-os na posição de auditar o seu próprio trabalho; (c) resulta em atuação em função de gestor ou como empregado do cliente de auditoria; ou (d) coloca-os em posição de advogado para o cliente da auditoria.

O Comitê de Auditoria Estatutário considera ainda, neste tipo de avaliação, se qualquer serviço prestado pela empresa de auditoria independente pode prejudicar, de fato ou aparentemente, a independência da firma. Sempre que necessário, o Comitê de Auditoria Estatutário pode contar com o apoio técnico da Auditoria Interna, ou de consultoria independente, para avaliação técnica que pode ser requerida em cada caso concreto, sendo registradas em atas de reuniões deste colegiado as discussões sobre contratações de outros serviços do auditor independente.

A Copel informa que a Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, auditoria independente da Companhia e de suas controladas, após análise prévia do Comitê de Auditoria Estatutário, prestou serviços não relacionados à auditoria independente, durante o exercício encerrado em 31.12.2022, conforme segue:

Natureza	Contratação <sup>(2)</sup>	Duração
Revisão de Procedimentos Fiscais	08.03.2021	22 meses
Outros Serviços de Auditoria <sup>(1)</sup>	08.03.2021	22 meses

<sup>(1)</sup> Auditoria na aplicação de recursos dos Programas Sociais e em demonstrativos de empréstimos

<sup>(2)</sup> Contrato prorrogado por mais 22 meses a partir de 08.09.2022

A Companhia contratou um total de R\$ 50,5 mil referente aos serviços descritos acima, o que equivale a aproximadamente 3% dos honorários relativos aos de serviços de auditoria externa contratados para 2022.

## 2.2. Dimensão Social

A Copel Geração e Transmissão está comprometida com os seus públicos de relacionamento, implementando ações que assegurem o equilíbrio das relações ambientais, econômicas e sociais. A Companhia norteia suas ações por meio das diretrizes constantes nas Políticas de Sustentabilidade e de Governança Corporativa da Controladora, que reforçam a importância do diálogo e da transparência, a promoção dos Direitos Humanos, do respeito às pessoas, da acessibilidade e inclusão, bem como do desenvolvimento sustentável.

### 2.2.1. Promoção dos direitos humanos

A Política de Direitos Humanos da Controladora formaliza as diretrizes para prevenir, mitigar e reparar violações que possam ocorrer na Copel Geração e Transmissão, em sua cadeia produtiva ou em comunidades impactadas, propiciando ambientes de trabalho decentes, inclusivos e eliminando

desigualdades.

Para consolidar sua aplicação, a Copel Geração e Transmissão está uniformizando parâmetros de monitoramento e avaliação, incluindo a previsão de devida diligência para fornecedores e formalizando processos. Esse trabalho, iniciado em 2022, envolve um levantamento dos temas prioritários relacionados a direitos humanos por meio da consulta a diversas áreas da Companhia e análise de indicadores de saúde e segurança do trabalho, manifestações recebidas no Canal de Denúncias, entre outras informações. O objetivo é mapear todas as práticas já existentes para prevenir violações de direitos humanos, identificar áreas e pontos mais sensíveis bem como os pontos de melhoria.

A Copel Geração e Transmissão também realizou em 2022 a primeira capacitação sobre devida diligência em direitos humanos para áreas-chave, incluindo gestores de compras e gestão socioambiental, além do jurídico e regulatório corporativo. Entre os temas abordados, estavam a avaliação de impactos aos direitos humanos na cadeia de valor ações de monitoramento e prevenção reporte e avanço do processo de diligência nas empresas.

## **2.2.2. Responsabilidade Social**

Ciente de seu papel preponderante na sociedade, a Copel Geração e Transmissão desenvolve programas, projetos e ações que beneficiam a comunidade, considerando as expectativas dos públicos de relacionamento em suas decisões, bem como busca alternativas que promovam o bem-estar social alinhado à legislação, às normas internacionais de comportamento e a agendas de desenvolvimento reconhecidas mundialmente como a Agenda 2030 da Organização Mundial das Nações Unidas (ONU).

Ao implementar novos empreendimentos, embora promova a geração de empregos e receitas para os municípios, existe a possibilidade da necessidade de mitigar ou compensar eventuais impactos causados por suas atividades. Para isso, a Companhia implementa programas sociais descritos nos Planos Básicos Ambientais - PBA, nos relatórios ambientais simplificados e nos relatórios de detalhamento dos programas ambientais de cada empreendimento. Além dos programas sociais obrigatórios no contexto do licenciamento ambiental, a Copel Geração e Transmissão desenvolve outras ações voltadas às comunidades dentro do escopo da sustentabilidade empresarial e de forma corporativa.

Em 2022, a Controladora formulou e aprovou a Política de Investimento Social, que amplia os parâmetros já estabelecidos na Política de Doações, definindo diretrizes para a destinação de recursos próprios ou vias leis de incentivo, sejam contribuições voluntárias ou compulsórias e aplicáveis à Copel Geração e Transmissão. A política também reforça o princípio da conexão com os ODS priorizados pela Copel como critério para definição dos investimentos sociais.

A Companhia devem relatar as doações e contribuições voluntárias e não voluntárias à Diretoria de Governança, Risco e Compliance da Holding trimestralmente. A Diretoria, por sua vez, faz a comunicação periódica sobre os valores aprovados para Investimento Social Privado ao Comitê de Desenvolvimento Sustentável da Companhia.

Outras informações sobre esses programas e ações desenvolvidos podem ser obtidas no Relato Integrado.

### 2.2.3. Gestão de Pessoas

A Política Gestão de Pessoas – Recursos Humanos da Copel Geração e Transmissão reconhece que os funcionários são o principal valor da Companhia e estabelece princípios e diretrizes para nortear a gestão com vistas ao desenvolvimento, à manutenção da saúde, segurança e qualidade de vida das pessoas, bem como busca agregar valor aos processos, servindo de base para a tomada de decisões e a implantação de programas e práticas atuais e inovadoras.

Alinhada ao mercado, a Controladora adota a premissa “Empresa estatal com mindset privado” em sua atuação visando criar similaridade na sua atuação com outras empresas privadas do setor.

Em 2022, a Política foi revisada para garantir que seu conteúdo esteja mais alinhado ao planejamento estratégico e aos novos desafios.

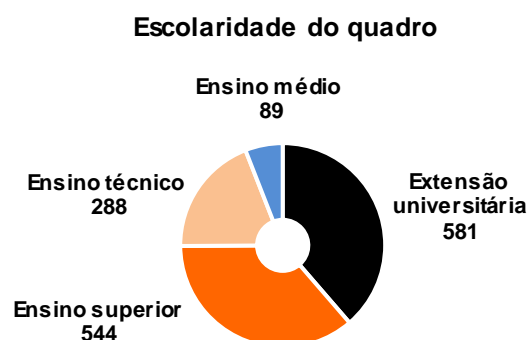
A Copel também recebeu da Fundação Nacional de Qualidade - FNQ o primeiro certificado de avaliação dedicada à maturidade da gestão de recursos humanos pelas empresas. O Selo MEG RH é resultado de uma extensa análise sobre os processos da organização e sua aderência com as práticas de referência observadas em empresas de classe mundial. Entre os pontos fortes apontados na avaliação da FNQ estão a atuação estratégica da área de RH, a gestão de desempenho, a política de meritocracia e os cuidados com a segurança do trabalho e a qualidade de vida dos empregados.

Sendo a controladora empresa de economia mista, em que o acionista majoritário é o Governo do Estado do Paraná, a contratação de empregados se dá por meio de concurso público, alicerçado no princípio da isonomia e equidade de oportunidades.

Em busca da eficiência no negócio, a Copel não realiza contratações há cinco anos e realiza o Programa de Demissão Voluntária - PDV, que equilibra a necessidade de otimizar recursos e gerar ganhos a partir da digitalização à oferta das melhores condições possíveis para quem deseja fazer uma transição na carreira.

Para apoiar as áreas operacionais e funções específicas, a Copel Geração e Transmissão adota a prestação de serviços (contratação de empregados terceirizados). A gestão desses contratos é gerenciada pela área contratante, não vinculada à Política de Gestão de Pessoas da Companhia. O programa de contratação de terceiros segue todas as exigências legais e de segurança do trabalho, com disposições sobre o tema no Manual do Fornecedor e no Manual de Contratação. Cabe ao gestor do contrato acompanhar e fiscalizar todo o processo, da contratação à execução e entrega do trabalho contratado.

A Copel Geração e Transmissão possuía 1.502 empregados no quadro próprio em 31.12.2022 e 1.538 em 31.12.2021. Foi readmitido 1 empregado em 2022 e 117 desligaram-se da Companhia. Ingressaram 85 empregados e foram transferidos 5 para outras subsidiárias da Copel no mesmo



período. A taxa de rotatividade foi de 3,9% em 2022 e 1,1% em 2021.

- **Benefícios**

Entre os benefícios concedidos pela Companhia a todos os seus empregados, além dos previstos pela legislação, destacam-se: auxílio-educação; adiantamento de férias; adiantamento da primeira parcela do 13º salário no mês de janeiro; participação nos lucros e resultados - PLR; prêmio por desempenho - PPD; incentivo a qualidade de vida, com iniciativas como o Coral da Copel; auxílio-alimentação e refeição; vale lanche; auxílio-creche; auxílio a empregados com deficiência e a empregados que tenham dependente com deficiência; licença maternidade e licença paternidade estendidas e complementação de auxílio doença. Os empregados também podem optar pela redução da jornada de trabalho de 08 horas para 06 horas diárias, conforme critérios previstos em norma interna.

Adicionalmente, por meio da Fundação Copel de Previdência e Assistência Social, da qual a Copel Geração e Transmissão é patrocinadora, há concessão de: plano de previdência privada, adicional ao valor da previdência oficial, e plano de assistência médico-hospitalar e odontológica. A Fundação Copel disponibiliza, ainda, uma carteira de empréstimos aos seus participantes, obedecendo às disposições legais que regem as aplicações das reservas do seu fundo previdenciário.

A Companhia também possui o Programa de *Home Office*, que adota o regime híbrido de trabalho, com adesão voluntária. Neste modelo os empregados podem cumprir parte de sua jornada de trabalho presencialmente e parte à distância.

Há ainda o programa Plenamente, com ações voltadas ao autocuidado, suporte psicológico e psicoeducação. O programa organizou *workshops* e Trilha de Aprendizagem com informações sobre saúde psicoemocional, equilíbrio emocional, conceitos e preconceitos. E, por meio de uma parceria com a Fundação Copel e seu programa EquilibradaMente, é oferecido suporte psicológico 24 horas por dia para os copelianos.

Ainda pensando no cuidado com os empregados, a Controladora criou a Unidade de Atenção Primária à Saúde - APS, em parceria da Fundação Copel no polo Km3. O espaço oferece toda a estrutura necessária para a realização de exames primários e periódicos, incluindo salas para atendimento e consulta, coleta de exames, farmácia e sala para atendimento em casos de urgência. O benefício se estende aos familiares e não cobra coparticipação. A APS foi inaugurada em Curitiba em 2021 e já foi estendida para Maringá e Londrina.

Por fim, em julho de 2022 foi lançado o Programa Bem Gestar, que busca proporcionar bem-estar psicossocial da gestante e dos pais, fornecendo suporte e informações, além de incentivar o aleitamento materno, com as salas de apoio à amamentação.

- **Remuneração**

As práticas de remuneração, reconhecimento e incentivo estão baseadas no modelo de remuneração estruturado pela Companhia, apoiando-se em dois pilares: remuneração fixa (comparação de mercado e

mérito) e variável (Participação nos Lucros e/ou Resultados - PLR e Prêmio Por Desempenho Copel - PPD). A PLR é composta por metas e indicadores corporativos e o PPD, por sua vez, consiste no reconhecimento do desempenho e cumprimento de metas nos diferentes níveis organizacionais (diretoria, superintendência, departamento e divisão). A proporção entre o menor salário praticado pela Companhia em dezembro de 2022 (R\$ 2.329,64) e o salário mínimo nacional vigente naquela data (R\$ 1.212,00) era de 1,92 vezes, não havendo diferença significativa no mesmo período relativamente à proporção de salário-base entre homens e mulheres.

- **Relações trabalhistas**

Em conjunto com sua Controladora, a Copel Geração e Transmissão se relaciona com os sindicatos representativos das diversas classes de trabalhadores e, ao longo do ano, promove reuniões quadrimestrais para discussão de assuntos de interesse mútuo. Por ocasião da data base (outubro) esse relacionamento se intensifica quando os sindicatos e a Copel discutem as reivindicações para chegar ao Acordo Coletivo de Trabalho - ACT.

- **Avaliação de desempenho**

Desde 2013, a Gestão de Desempenho da Copel Geração e Transmissão é realizada por meio do Programa Nossa Energia, que, ao longo do tempo, vem sendo aprimorado segundo as melhores práticas de mercado. De acordo com as regras do Programa, pelo menos uma vez ao ano cada empregado recebe o feedback do seu gestor considerando o desempenho apresentado. No momento da avaliação e do feedback, também é contratado o desempenho esperado para o próximo período.

A partir do ciclo 2021, o Nossa Energia passou por uma revitalização com o apoio da Fundação Instituto de Administração - FIA. A condução deste projeto teve como pontos centrais a revisão de um Sistema de Gestão de Pessoas com base em competências, estimulando a cultura meritocrática e considerando critérios de avaliação relacionados aos eixos de atuação, competências e nível de complexidade do profissional. A revitalização do programa teve como foco o incentivo ao desenvolvimento profissional e protagonismo dos copelianos. Os feedbacks acontecem de forma estruturada, durante a avaliação de desempenho do programa Nossa Energia, na elaboração do plano de desenvolvimento, na avaliação intermediária e também durante o fechamento do plano de desenvolvimento.

- **Desenvolvimento de Pessoas**

A Política de Educação Corporativa estabelece a conduta para a promoção de ações de capacitação e desenvolvimento de pessoas, que devem ser estruturadas de acordo com a missão, visão e os valores da Copel Geração e Transmissão. As diretrizes englobam desde treinamentos básicos a cursos de especialização e fomento à pesquisa.

A Companhia oferece também cursos com conteúdos relacionados à gestão de qualidade, idiomas, aos processos e projetos e sobre ferramentas auxiliares de gestão. São investidos ainda recursos em cursos de pós-graduação lato e stricto sensu visando profissionais que necessitam agregar conhecimentos em sua área

de atuação. Instituições educacionais parceiras também oferecem benefícios aos empregados, alguns dos quais se estendem aos dependentes.

Em 2022, houve alavancagem significativa no aprimoramento, principalmente, dos empregados da área técnica, com a intensificação dos treinamentos presenciais. Também durante o ano, o modelo de educação corporativa promovido pela Universidade Corporativa (UniCopel) foi revisitado. Além disso, promoveu conteúdos sobre diversidade, controles internos, segurança cibernética, código de conduta, entre outros.

A Copel Geração e Transmissão possui como estratégia de gestão de pessoas incentivar e promover a educação e o desenvolvimento dos empregados, contando com corpo profissional qualificado e permitindo que todos exerçam seu potencial em ambiente propício ao desenvolvimento de suas habilidades e à evolução em sua carreira. A Companhia promove diversas ações de educação, desde treinamentos básicos e sugestões de autodesenvolvimento, até cursos de pós-graduação e desenvolvimento de pesquisa. Essas ações são organizadas em: programas corporativos, treinamentos para formação (destinados à capacitação básica para o exercício da função), treinamentos obrigatórios (cursos destinados a atividades específicas), treinamentos para aperfeiçoamento profissional, eventos (seminários, palestras, workshops, congressos etc.) e projetos de pesquisa e desenvolvimento. A Copel Geração e Transmissão valoriza intensamente a educação continuada e o desenvolvimento pessoal de seus empregados.

Destacam-se, a seguir, alguns dos programas de desenvolvimento corporativos realizados em 2022:

- **Plano de Desenvolvimento Continuado de Administradores:** visando o aperfeiçoamento dos membros do conselho e administradores da Companhia, foi criado em 2022 o Plano de Desenvolvimento Continuado dos Administradores, que está sendo executado em parceria com o Instituto Brasileiro de Governança Corporativa - IBGC. Temas como gestão de riscos, responsabilidades do conselho e administradores, código de conduta, legislação societária e de mercado de capitais, programa de integridade e lei anticorrupção foram abordados na edição de 2022. Neste ano também foi criada a Trilha de Avaliação de Desempenho dos Órgãos Estatutários, com o objetivo de compartilhar conteúdos teóricos e práticos sobre gestão de desempenho.
- **Programa de Cibersegurança:** Com o objetivo de combater possíveis ataques e disseminar cada vez mais o conhecimento sobre Cibersegurança, a Copel Geração e Transmissão adquiriu uma plataforma de conscientização que traz treinamentos a todos que fazem uso de sua rede de Tecnologia da Informação - TI. Ao longo de 2022, foi investido fortemente na sensibilização da força de trabalho. O público geral participou de 5 Ciclos de Campanhas, além dos treinamentos específicos para determinadas áreas ou funções: financeiro, *call center*, gestores, viajantes, equipes de TI, terceiros, entre outros. O programa continua em 2023, sendo que já estão em andamento as campanhas: higiene de senhas, código fonte e higiene de dados para os desenvolvedores de TI e hackeando emoções, o alvo de *phishing* perfeito e sinais de alerta de engenharia social para os gerentes e fraude financeira para os empregados que atuam no processo financeiro.
- **Programa de Capacitação para LGPD:** A partir da implantação da Lei Geral de Proteção de Dados

Pessoais - LGPD, Lei nº 13.709, de 14.08.2018, vigente no Brasil desde 18.09. 2020, a Copel, entendendo a relevância do tema, lançou em 2021 o Programa de Capacitação em LGPD, tendo como objetivo orientar e capacitar todos os profissionais no cuidado e na proteção dos dados que trafegam diariamente na execução de suas atividades. Em 2022, foi realizado o Treinamento Anual de LGPD Ciclo 2022 para 100% dos empregados, além de treinamentos pontuais para empregados responsáveis pelo tratamento de dados ou de políticas internas referentes ao tema.

- **Programa de Desenvolvimento de Lideranças Femininas:** Promover e incentivar a cultura da equidade de gênero e o papel da mulher no Brasil e no mundo é uma missão de todos. A Copel Geração e Transmissão, reconhecendo os talentos que possui, lançou no segundo semestre de 2022 o Programa de Desenvolvimento de Lideranças Femininas, que teve por objetivo fazer com que mulheres se inspirem em outras mulheres e em si mesmas, fortalecendo sua visão de autoliderança e liderança. Nesta primeira edição participaram 90 mulheres de todo o grupo, entre gerentes formais e supervisoras, e abordaram os pilares do programa: i) Perfil de liderança – equilíbrio entre afetividade e efetividade; ii) Autoconhecimento – despertar o potencial da liderança, iii) Experiência – oportunidade para o exercício da liderança; e iv) Incentivo – aceleração da diversidade na liderança.
- **Treinamentos na temática de Sustentabilidade e Diversidade:** Em 2022 a Copel Geração e Transmissão promoveu uma ampla programação de treinamentos, palestras e ações de sensibilização e conscientização para empregados e público externo sobre sustentabilidade, direitos humanos, riscos, diversidade e especialmente acessibilidade. Sobre o último tema houve palestras direcionadas a todos os copelianos, além dos treinamentos específicos para equipes de comunicação, áreas de recursos humanos e gestores. Os eventos fazem parte do projeto "Mais Inclusão", que tem como objetivo orientar e incentivar a acessibilidade atitudinal.
- **Plano de Capacitação para Processo Licitatório de Obras e Serviços de Engenharia:** Com o objetivo de promover a atualização do processo de contratação de obras e serviços de engenharia, foram estabelecidas frentes de trabalho estruturadas, dentre elas o Programa de Capacitação do Processo de Contratação de Obras e Serviços de Engenharia. O programa está sendo implementado em conjunto com as áreas de treinamento corporativa e dos negócios envolvidos no processo licitatório. Os temas definidos pelo grupo, foram: noções gerais de contratação, orçamento, mudanças normativas, projetos de obras e serviços de engenharia, regimes de execução, processo de contratação, matriz de riscos e gestão de contratos.
- **Aprendizado contínuo:** Em 2021 foi lançada a comunidade virtual denominada Compartilhando Energia, em que são divulgados periodicamente oportunidades de aprendizados. São cursos e conteúdos disponíveis a todos os empregados promovendo a atualização no seu escopo de trabalho. Em 2022 tivemos um maior engajamento na Comunidade. Outras ações da Companhia são a oferta, para todo o público interno, de cursos cujos temas relacionam-se à gestão de qualidade, processos e projetos, autodesenvolvimento e sobre ferramentas da qualidade na modalidade a distância por meio do ambiente

de ensino a distância intitulado Copel EAD; o investimento em cursos de pós-graduação lato e stricto sensu para profissionais que necessitam especializar-se em sua área de atuação; e mantém-se firmando parcerias educacionais, por meio de edital de chamada pública vigente desde 2016 e atualizado em 2022. Essas parcerias concedem descontos ou algum outro benefício, e abrangem educação básica, superior e profissional, de qualificação, aperfeiçoamento e línguas estrangeiras e podem estender-se aos dependentes.

- **Trilhas de aprendizagem:** Consiste em compartilhamento de conhecimento dos empregados para os empregados. Caracteriza-se como uma abordagem dinâmica e simples, uma vez que dá autonomia aos produtores na elaboração e publicação do material. As trilhas combinam diferentes possibilidades de aprendizagem e oferecem caminhos alternativos e flexíveis para o aprimoramento pessoal e profissional, ficam disponíveis a todos os empregados e pode ser acessada também do celular.

#### **2.2.4. Fornecedores**

Para classificar, contratar fornecedores e fazer aquisições de materiais e serviços, a Copel Geração e Transmissão realiza o processo de licitação, que segue as regras do Regulamento Interno de Licitações e Contratos e da legislação vigente, que considera a Lei nº 10.520/2002 (institui a modalidade de licitação denominada pregão), a Lei Complementar nº 123/2006 (institui o Estatuto Nacional da Microempresa e da Empresa de Pequeno Porte), a Lei Federal nº 13.303/2016 (Lei das Estatais) e a Lei nº 13.709/2018 (Lei Geral de Proteção de Dados Pessoais – LGPD).

A Companhia reforça o seu relacionamento com fornecedores implementando iniciativas voltadas ao desenvolvimento sustentável por meio da melhoria da gestão da cadeia produtiva e da otimização de recursos em benefício da comunidade.

Em 2022, a Copel Geração e Transmissão iniciou uma avaliação dos fornecedores, com um levantamento no nível corporativo que dará mais suporte ao processo de gerenciamento de riscos na cadeia de suprimentos. O processo, ainda em andamento, inclui informações relacionadas a integridade, entre outras questões e vai subsidiar parâmetros mais objetivos para a classificação da criticidade dos fornecedores.

Na seleção de fornecedores de serviços ou de produtos que tem possibilidade de impactos ambientais, a Companhia exige certidões e qualificações ambientais da empresa e dos profissionais. As demandas contratuais ainda abrangem incorporar os Princípios do Pacto Global; priorizar a contratação de fornecedores locais e de pequeno e médio porte; contratar e capacitar profissionais com deficiência; inibir práticas de assédio moral e sexual no ambiente de trabalho; entre outras. Para reforçar todos esses pontos, a Copel Geração e Transmissão envia a seus fornecedores sua Política de Sustentabilidade.

O descumprimento de cláusulas contratuais de meio ambiente ou responsabilidade social envolve sanções conforme a gravidade do caso, incluindo advertências, multas, suspensão temporária de participação em licitação e impedimento de contratação até a rescisão contratual e comunicação aos órgãos legais competentes sobre possível infração.

### **2.2.5. Pesquisa & Desenvolvimento - P&D**

Conforme legislação, as concessionárias e permissionárias de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica estão obrigadas a destinar anualmente o percentual de 1% de sua Receita Operacional Líquida - ROL para projetos de P&D.

Em 2022, a Copel Geração e Transmissão aplicou R\$ 34,4 milhões na execução de 22 projetos de P&D, entre os quais 4 são estratégicos, cujos temas foram estabelecidos pela Aneel por meio de Chamada Pública de Projetos de P&D. Em 4 projetos, participou de forma cooperada com outras empresas.

## **2.3. Dimensão Ambiental**

O comprometimento da Copel Geração e Transmissão com o desenvolvimento sustentável está intrinsecamente relacionado ao dia a dia de suas atividades. A Companhia atua para atingir a ecoeficiência, preservar a biodiversidade e reduzir as emissões de gases de efeito estufa (GEE). Adicionalmente, transmite para clientes e fornecedores seus princípios de boa gestão ambiental.

As diretrizes para essa atuação estão na Política de Sustentabilidade, que é base para outras normativas, como a Política de Mudança do Clima, a Política Ambiental, nas normas internas de Gestão de Resíduos, de Gestão dos Efeitos de Mudança do Clima, entre outras.

As principais diretrizes são:

- Promover a ecoeficiência em todos os processos, visando à redução do consumo e ao uso sustentável dos recursos naturais e dos serviços ecossistêmicos;
- Mitigar os impactos negativos e potencialização dos positivos nas suas atividades e negócios;
- Ter relevância nos impactos das mudanças do clima na operação e na expansão de ativos.

### **2.3.1. Ecoeficiência**

A Copel Geração e Transmissão, através de sua Controladora, instituiu o Programa de Ecoeficiência para sistematizar suas ações no combate ao desperdício de energia, água, combustíveis e papéis, além da redução de resíduos. Criado em 2014, reúne um conjunto de ações possíveis e acessíveis que visam à preservação do meio ambiente, tendo como meta a redução de consumo de recursos naturais, a conscientização dos seus colaboradores e a redução de custos.

Com um arcabouço de ações, o programa também busca disseminar a educação para a sustentabilidade, o respeito ao meio ambiente e a preocupação com as futuras gerações.

### **2.3.2. Mudança do clima**

O tema mudança do clima é analisado no processo de planejamento estratégico da Companhia, integrando as decisões corporativas em um horizonte de cinco anos. Dentro do planejamento financeiro são previstos

orçamentos para o desenvolvimento tecnológico e a construção de novos empreendimentos sustentáveis, como usinas hidrelétricas, eólicas e solares. Além disso, a incorporação de cenários climáticos futuros, a precificação de carbono e o desenvolvimento de estudos para adaptação às mudanças do clima têm orientado a tomada de decisão da Companhia. Esses estudos e investimentos auxiliam no monitoramento e previsão para disponibilidade de equipes no atendimento a emergências.

Dentre essas decisões, está o Plano de Neutralidade das emissões de gases de efeito estufa, em que a Companhia pretende neutralizar suas emissões de Escopo 1 até 2030. Um dos avanços nesse trabalho foi a decisão pela descarbonização da matriz elétrica, com planos de desinvestimento na Usina Termelétrica de Araucária (UEGA). Além disso, em 2022 a remuneração variável (Prêmio por Desempenho) passou a considerar o alcance de metas relacionadas ao Plano de Neutralidade, elaboradas de acordo com as especificidades da Copel Geração e Transmissão.

### **2.3.3. Biodiversidade**

Os ativos da Copel Geração e Transmissão estão localizados em diferentes regiões do País, inseridos em vários biomas brasileiros. Assim, a Companhia desenvolve ações para minimizar e compensar os impactos causados por suas atividades nos diversos ecossistemas que estão presentes. As ações da Copel Geração e Transmissão em prol da biodiversidade incluem:

- Proteção e/ou restauração de áreas destinadas à compensação das supressões veGeração e Transmissãoais necessárias à implantação de empreendimentos;
- Restauração de Áreas de Preservação Permanente;
- Cuidados especiais com as espécies da fauna e da flora consideradas raras e ameaçadas, executando resgates e realocações de indivíduos quando necessário;
- Coleta e destinação de sementes para pesquisa e produção de mudas, de modo a garantir a manutenção da biodiversidade regional e a variabilidade genética das espécies endêmicas da flora;
- Monitoramento das comunidades faunísticas e florísticas para verificar possíveis impactos e compensá-los sempre que necessário.

É importante ressaltar que os empreendimentos de geração e transmissão de energia também causam impactos positivos para a biodiversidade, os quais, geralmente, são permanentes e conferem uma proteção maior aos ambientes naturais. No Relato Integrado é possível conhecer as outras ações voltadas aos aspectos de energia, mudança do clima, biodiversidade, água e resíduos.

## 2.4. Balanço Social

<b>BALANÇO SOCIAL ANUAL</b>				
Em dezembro de 2022 e 2021				
(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)				
		2022	2021	
<b>1 - BASE DE CÁLCULO</b>				
NE 29	Receita Líquida - RL	5.039.660		7.551.426
<b>2 - INDICADORES SOCIAIS INTERNOS</b>		<b>% Sobre RL</b>		<b>% Sobre RL</b>
NE 30.2	Remuneração dos administradores	3.886	0,1	5.036
	Remuneração dos empregados	254.584	5,1	245.845
	Alimentação (Auxílio alimentação e outros)	36.636	0,7	33.439
	Encargos sociais compulsórios	85.887	1,7	80.937
	Plano previdenciário	23.226	0,5	26.096
	Saúde (Plano assistencial)	63.406	1,3	53.878
	Capacitação e desenvolvimento profissional	2.348	0,0	2.243
NE 30.2	Provisões por desempenho e participação nos lucros	10.717	0,2	90.325
NE 30.2	Indenizações Trabalhistas	(2.461)	(0,0)	39.649
	Cultura	259	0,0	259
	Creches ou auxílio-creche	347	0,0	370
	Segurança e saúde no trabalho	1.109	0,0	2.180
	Educação	593	0,0	585
	Benefício maternidade prorrogado	175	0,0	183
	Vale transporte excedente	68	0,0	46
	<b>Total</b>	<b>480.780</b>	<b>9,5</b>	<b>581.071</b>
<b>3 - INDICADORES SOCIAIS EXTERNOS</b>		<b>% Sobre RL</b>		<b>% Sobre RL</b>
	Cultura	2.014	0,0	1.998
	Saúde e saneamento	-	-	750
	Esporte	503	0,0	920
	Fundo para a infância e a adolescência	503	0,0	500
	Pesquisa & Desenvolvimento	25.413	0,5	40.785
	Outros	27	0,0	491
	<b>Total das contribuições para a sociedade</b>	<b>28.460</b>	<b>0,6</b>	<b>45.444</b>
	Tributos (excluídos encargos sociais)	1.017.421	20,2	1.658.240
	<b>Total</b>	<b>1.045.881</b>	<b>20,8</b>	<b>1.703.684</b>
<b>4 - INDICADORES AMBIENTAIS</b>		<b>% Sobre RL</b>		<b>% Sobre RL</b>
	Investimentos e gastos com manutenção nos processos operacionais para a melhoria do meio ambiente	21.902	0,4	26.063
	Investimentos e gastos com a preservação e/ou recuperação de ambientes degradados	4.691	0,1	2.430
	Investimentos e gastos com educação ambiental para a comunidade	108	0,0	171
	Investimentos e gastos com outros projetos ambientais	5.239	0,1	3.413
	<b>Total</b>	<b>31.940</b>	<b>0,6</b>	<b>32.077</b>
(1)	Quantidade de sanções ambientais judiciais no exercício	24		30
	Sanções ambientais administrativas no exercício	-		2
	Valor das sanções ambientais (R\$ Mil)	-		2.510

NE - Nota Explicativa

<b>Metas ambientais</b>	<b>2022</b>	<b>Metas 2023</b>
- encaminhar 70% dos resíduos industriais para reuso ou reciclagem	( ) não possui metas ( ) cumpre de 0 a 50% ( ) cumpre de 51% a 75% (x) cumpre de 76% a 100%	( ) não possuirá metas ( ) cumprirá de 0 a 50% ( ) cumprirá de 51% a 75% (x) cumprirá de 76% a 100%
<b>5 - INDICADORES DO CORPO FUNCIONAL (inclui controladas)</b>		
	<b>2022</b>	<b>2021</b>
<b>Empregados no final do período</b>	<b>1.502</b>	<b>1.538</b>
<b>Admissões e readmissões durante o período</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
<b>Escolaridade dos empregados(as):</b>	Homens    Mulheres    Total	Homens    Mulheres    Total
Extensão universitária	411    170 <b>581</b>	401    177 <b>578</b>
Ensino superior	417    127 <b>544</b>	404    129 <b>533</b>
Ensino técnico	264    24 <b>288</b>	294    24 <b>318</b>
Ensino médio	72    17 <b>89</b>	86    20 <b>106</b>
Ensino fundamental	0    0 <b>0</b>	2    1 <b>3</b>
<b>Faixa etária dos empregados(as):</b>		
De 18 até 30 anos (exclusive)	<b>6</b>	<b>25</b>
De 30 até 45 anos (exclusive)	<b>822</b>	<b>840</b>
De 45 até 60 anos (exclusive)	<b>620</b>	<b>617</b>
60 anos ou mais	<b>54</b>	<b>56</b>
<b>Mulheres que trabalham na empresa</b>	<b>338</b>	<b>351</b>
<b>% Mulheres em cargos gerenciais:</b>		
em relação ao nº total de mulheres	<b>8,3</b>	<b>8,5</b>
em relação ao nº total de gerentes	<b>26,4</b>	<b>23,1</b>
<b>Negros(as) que trabalham na empresa</b>	<b>181</b>	<b>190</b>
<b>% Negros(as) em cargos gerenciais:</b>		
em relação ao nº total de negros(as)	<b>4,4</b>	<b>3,7</b>
em relação ao nº total de gerentes	<b>7,5</b>	<b>5,4</b>
<b>Portadores(as) de necessidades especiais</b>	<b>14</b>	<b>13</b>
<b>Dependentes</b>	<b>5.400</b>	<b>5.532</b>
<b>Terceirizados</b>	<b>564</b>	<b>443</b>
(2) <b>Aprendiz (es)</b>	<b>16</b>	<b>6</b>
(2) <b>Estagiários(as)</b>	<b>49</b>	<b>28</b>
<b>Empregados com mais de 10 anos de serviço efetivo</b>	<b>1.293</b>	<b>1.279</b>
<b>Divisão do maior salário da empresa pelo menor salário - incluindo administradores</b>	<b>27</b>	<b>29</b>
<b>Quantidade de empregados com salário superior a 2 salários mínimos</b>	<b>1.500</b>	<b>1.524</b>
<b>Processos trabalhistas</b>		
Nº de processos trabalhistas em andamento no final do exercício	<b>976</b>	<b>782</b>
Nº de processos incluídos no exercício	<b>131</b>	<b>106</b>
Nº de processos trabalhistas encerrados no exercício	<b>222</b>	<b>144</b>
Considerados procedentes - êxito para Copel	<b>157</b>	<b>106</b>
Considerados improcedentes	<b>65</b>	<b>38</b>

6 - INFORMAÇÕES RELEVANTES QUANTO AO EXERCÍCIO DA CIDADANIA EMPRESARIAL		
	<b>2022</b>	<b>2021</b>
(3) <b>Número total de Acidentes de Trabalho</b> (inclui acidentes com contratados)	<b>22</b>	<b>32</b>
	<b>2022</b>	<b>Metas 2023</b>
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por	<b>direção e gerências</b>	<b>direção e gerências</b>
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por:	<b>todos + Cipa</b>	<b>todos + Cipa</b>
Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos trabalhadores, a empresa:	<b>incentiva e segue a OIT</b>	<b>incentivará e seguirá a OIT</b>
A previdência privada contempla:	<b>todos</b>	<b>todos</b>
A participação dos lucros ou resultados contempla:	<b>todos</b>	<b>todos</b>
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:	<b>são exigidos</b>	<b>serão exigidos</b>
Quanto à participação dos empregados em programas de trabalho voluntário, a empresa:	<b>organiza e incentiva</b>	<b>organizará e incentivará</b>
7- GERAÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DE RIQUEZA		
	<b>2022</b>	<b>2021</b>
<b>Valor adicionado total a distribuir</b>	<b>3.988.322</b>	<b>5.539.041</b>
<b>Distribuição do Valor Adicionado (DVA):</b>		
Terceiros	<b>23,5%</b>	<b>10,4%</b>
Pessoal	<b>9,4%</b>	<b>8,7%</b>
Governo	<b>26,9%</b>	<b>29,9%</b>
Acionistas	<b>40,7%</b>	<b>27,7%</b>
Retido	<b>-0,5%</b>	<b>23,3%</b>
8 - OUTRAS INFORMAÇÕES		
<ul style="list-style-type: none"> <li>• A partir de 2010, o Instituto Brasileiro de Análises Sociais e Econômicas - Ibase não mais prescreve seu modelo padrão de Balanço Social por entender que esta ferramenta e metodologia já se encontram amplamente difundidas entre empresas, consultorias e institutos que promovem a responsabilidade social corporativa no Brasil. Assim sendo, a Copel Geração e Transmissão, que já utilizava este modelo desde 1999, resolveu, fundamentada na orientação do Ibase, melhorar sua demonstração de Balanço Social, abordando também informações solicitadas na NBCT 15, visando à transparência de suas informações.</li> <li>• As notas explicativas - NEs são parte integrante das Demonstrações Financeiras e também contêm outras informações de natureza socioambiental não contempladas neste Balanço Social.</li> <li>• Este Balanço Social contempla dados da holding, subsidiárias integrais e controladas da Copel, em virtude da consolidação de seus resultados, exceto quando indicado de outra forma.</li> </ul>		
(1) Estas informações referem-se a sanções administrativas que entraram no exercício, podendo estar em processo de defesa ou processos judiciais ambientais considerados desfavoráveis no exercício.		
(2) Não compõem o quadro de empregados.		
(3) Calculado através da metodologia empregada no Relato de Sustentabilidade GRI G4 - indicador LA6.		

### **3. DESEMPENHO OPERACIONAL**

#### **3.1.1. Análise macroeconômica**

A economia brasileira iniciou o ano de 2022 com forte pressão inflacionária que se acirrou ainda no primeiro trimestre com o início da guerra na Ucrânia. Em abril, o Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) registrou alta de 12,13% em um período de 12 meses, maior taxa desde 2003.

Para combater a inflação o Comitê de Política Monetária elevou a taxa básica de juros que passou de 9,25% no início do ano para 13,75% em dezembro de 2022. Os preços dos alimentos e commodities dispararam e a normalização só ocorreu nos últimos meses do ano, com o indicador oficial de inflação encerrando o ano no patamar de 5,79%.

A produção física industrial, que amargou quedas consecutivas em 2019 e 2020, e recuperou parcialmente os volumes de produção em 2021, voltou a registrar retração ao final de 2022, com variação de -0,7%. Apesar deste comportamento, o emprego formal brasileiro registrou saldo positivo no ano e o produto interno bruto cresceu 2,9% ante uma previsão na margem de 0,5% no início do ano.

Assim como ocorreu em âmbito nacional, o ano de 2022 foi de grandes desafios para economia paranaense. O déficit hídrico experimentado em todo País desde o final de 2021 contribuiu para declínio na colheita de grãos de verão, principalmente na oferta de soja, principal item da pauta da atividade primária estadual. Já no âmbito secundário, a produção física da indústria paranaense apresentou variação de -4,2% no ano de 2022, de acordo com o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE.

Por outro lado, foram observadas expansões no setor de serviços na ordem de 4,4% e as vendas paranaenses ao exterior também progrediram significativamente, com crescimento de 16% das receitas em dólares, segundo dados da Secretaria de Comércio Exterior - SECEX do Ministério da Economia. Além disso, dados do Ministério do Trabalho apontam que o Paraná fechou o ano de 2022 com a abertura de mais de 118 mil novos postos de trabalho formais e liderou a geração de empregos na região Sul do Brasil, atingindo o quinto melhor resultado do País.

Diante deste contexto, as perspectivas mais favoráveis ficarão para o próximo ano, tendo em vista a expectativa de um volume de produção agrícola muito maior na temporada 2022/2023 segundo aponta a Companhia Nacional de Abastecimento - Conab, a superação definitiva da pandemia e a recuperação mais consistente do consumo familiar, com o crescimento da massa de rendimentos do trabalho e a estabilização da inflação em patamares aceitáveis.

#### **3.2. Ambiente regulatório**

O ano de 2022 foi marcado pelo debate quanto aos aprimoramentos no setor de energia elétrica, pela recuperação da afluência hídrica após o Brasil passar por um dos piores cenários de escassez dos últimos

91 anos e pelo enfrentamento da ausência de margem de escoamento de geração no Sistema Interligado Nacional - SIN, diante do expressivo número de pedidos de emissão de outorga de autorização de empreendimentos eólicos e solares.

Quanto às ações do Ministério de Minas e Energia - MME, no âmbito do Comitê de Implementação da Modernização do Setor Elétrico, destaca-se a publicação da Portaria Normativa nº 050/2022, que estabeleceu que, a partir de 1º.01.2024, os consumidores classificados como Grupo A poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do SIN, dando um passo importante para a abertura do mercado livre. Além disso, os consumidores desse grupo que possuem carga individual inferior a 500 kW deverão ser representados por um agente varejista perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

Não obstante à abertura do mercado de energia elétrica para o consumidor do Grupo A, o MME disponibilizou à sociedade, por meio da Consulta Pública nº 137/2022, minuta de Portaria a respeito da promoção da abertura do mercado livre de energia elétrica para os consumidores conectados em baixa tensão.

Outros temas também foram disponibilizados para debate com os agentes do setor. A Consulta Pública nº 145 abordou a prestação de serviços ancilares no SIN, no sentido de levantar as diretrizes para a criação de um mercado para esse tipo de serviço, enquanto a Consulta Pública nº 146 disponibilizou três relatórios a respeito da separação do lastro e da energia, apresentando propostas metodológicas em relação à quantificação dos requisitos e da oferta relativas ao lastro de produção e de capacidade.

Quanto a expansão da oferta de energia elétrica no Brasil, houve um crescimento expressivo dos pedidos de outorga de autorização, motivado pelo fim do prazo para que os empreendimentos de fonte incentivada sejam autorizados com o direito ao desconto das tarifas de uso dos sistemas de transmissão - TUST e distribuição - TUSD, conforme estabelecido pela Lei nº 14.120/2021. Dessa forma, deparou-se com a insuficiência da capacidade do sistema de transmissão escoar a energia elétrica gerada por estes empreendimentos, diante do incremento de solicitações de acesso ao SIN para os próximos anos.

Consequentemente, em relação ao procedimento competitivo para a contratação de margem de escoamento para a geração, regulamentado por meio do Decreto nº 10.893/2021, o MME disponibilizou as minutas de Portaria referentes às diretrizes e sistemática do procedimento, que permitirá a participação dos empreendimentos de geração, de fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, que solicitaram a outorga de autorização sem a apresentação da informação de acesso, e para demais empreendimentos que não possuem contrato para o uso do sistema de transmissão e distribuição.

A referida Lei, também estabeleceu prazo para o Governo Federal definir diretrizes para a implementação de mecanismos para a consideração dos benefícios ambientais, em consonância com mecanismos para a garantia da segurança do suprimento e da competitividade. O MME, por sua vez, disponibilizou o Relatório "Proposta de Diretrizes para a Consideração de Benefícios Ambientais do Setor Elétrico", de modo a sugerir

propostas e parâmetros para integrar os benefícios ambientais do setor.

Diante do processo de desestatização da Eletrobrás, autorizada por meio da Lei nº 14.182/2021, o Governo Federal publicou o Decreto nº 11.027/2022, de modo a regulamentar a comercialização de energia elétrica gerada pela Itaipu Binacional, determinando à Aneel a competência de homologar a potência contratada e os montantes de energia elétrica referentes a cada distribuidora, e de estabelecer a tarifa de repasse a ser praticada na comercialização de energia elétrica proveniente de Itaipu, sendo permitido o diferimento do pagamento pelas distribuidoras.

Quanto à afluência hídrica no setor elétrico, o Conselho Nacional de Política Energética - CNPE aprovou, por meio da Resolução nº 08/2022, o Plano de Recuperação dos Reservatórios de Regularização de Usinas Hidrelétricas, ao longo de até 10 anos, em consonância ao artigo 30 da Lei nº 14.182/2021, propondo ações de curto, médio e longo prazo, com o objetivo de aprimorar de forma integrada a política, planejamento, governança e regulação do setor elétrico e dos demais setores usuários de recursos hídricos, de maneira a otimizar o uso múltiplo da água.

Em relação ao atendimento ao Decreto nº 10.139/2019, que dispõe sobre a revisão e consolidação de atos normativos inferiores ao decreto, a Aneel reduziu o estoque regulatório com a revogação de 351 atos normativos em 2022, resultando atualmente em 194 atos normativos.

Dentre outros temas debatidos no setor, destaca-se a alteração da metodologia de cálculo da TUST e TUSD. A Aneel publicou a Resolução Normativa nº 1.024/2022 e a Resolução Normativa nº 1.041/2022, alterando a metodologia de cálculo das TUST e TUSD para centrais geradoras conectadas em 88 kV e 138 kV, no que diz respeito à intensificação do sinal locacional, passando a valer para as tarifas calculadas para o ciclo 2022/2023.

Além disso, a Aneel estabeleceu por meio da Resolução Normativa nº 1.040/2022 o programa estrutural de Resposta da Demanda, que permite a possibilidade de redução ou deslocamento voluntários da demanda de energia elétrica por grandes consumidores, sendo uma alternativa a ser empregada pelo ONS no planejamento da operação do SIN.

Em relação à tramitação de propostas legislativas no Congresso Nacional, as sugestões para o aprimoramento do arcabouço regulatório e legal do setor elétrico, quais sejam, os Projetos de Lei – PL nº 414/2021 e nº 1.917/2015 não avançaram em 2022.

Quanto ao PL nº 414/2021, em junho de 2022, a proposta recebeu 103 emendas que estão em análise pelo relator do projeto, enquanto a aprovação do PL nº 1.917/2015 depende de apreciação de recurso interposto na Comissão Especial do PL.

Outro tema aprovado pelo Congresso foi a limitação da cobrança de ICMS de combustíveis, energia elétrica, comunicações e transporte coletivo, por meio do Projeto de Lei Complementar nº 18/2022, convertida na Lei

Complementar nº 194/2022, sendo considerados bens e serviços essenciais e indispensáveis.

Além disso, foram tramitados na Câmara o Projeto de Decreto Legislativo nº 365/2022, que propõe sustar as Resoluções Normativas nº 1.024 e nº 1.041, e o PL nº 2.703/2022, que propõem a alteração da Lei nº 14.300/2022, de modo a acrescentar doze meses ao prazo para que não sejam aplicadas as novas regras tarifárias às unidades de microgeração e minigeração distribuída de energia elétrica, sendo aprovados em Plenário e remetidos para análise do Senado Federal.

Quanto ao setor de gás natural, o CNPE, por meio da Resolução nº 03/2022, estabeleceu as diretrizes estratégicas para o desenho do novo mercado de gás natural, após promulgação da Lei nº 14.134/2021, com objetivo de aprimorar as políticas energéticas com foco na promoção da livre concorrência, além de definir os fundamentos para o período de transição.

### **Geração**

Em 2022, o MME procedeu com a segunda revisão ordinária de garantia física das usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente no Sistema Interligado Nacional, nos termos do Decreto nº 2.655/1998. O referido processo abrangeu 120 das 150 usinas hidrelétricas da configuração de referência e culminou na publicação da Portaria nº 709/2022, que reduziu cerca de 3,5% do montante de garantia física local em relação ao primeiro processo de revisão. O impacto para a Copel foi similar ao impacto observado no processo como um todo. A redução foi cerca de 3,51% (86,33 MWm) no montante de garantia física dos empreendimentos os quais a Copel tem participação.

Quanto à regulamentação da outorga de empreendimentos de geração, foi publicado o Decreto nº 10.946/2022, que dispõe sobre a cessão de uso de espaços físicos e o aproveitamento dos recursos naturais em águas interiores de domínio da União, no mar territorial, na zona econômica exclusiva e na plataforma continental para a geração de energia elétrica a partir de empreendimento *offshore*. O MME, por sua vez, publicou a Portaria Normativa nº 052/2022, estabelecendo os procedimentos complementares referentes à cessão de uso onerosa para exploração de empreendimento de geração *offshore* como também criou, em conjunto com o Ministério de Meio Ambiente, por meio da Portaria Interministerial nº 03/2022, o Portal Único de Gestão do Uso de Áreas *Offshore* para Geração de Energia.

Adicionalmente, a Aneel publicou a Resolução Normativa nº 1.038/2022, com o objetivo de estabelecer as diretrizes e procedimentos para a emissão de outorga de empreendimentos que não apresentaram a informação de acesso, em consonância com o art. 1º do Decreto nº 10.893/2021, solicitados até 02.03 2022. A resolução definiu o prazo de implantação dos empreendimentos em 54 meses, estendendo o período para os empreendimentos em fase de implantação, cujo prazo de conclusão previsto na autorização seja inferior a 54 meses.

Em 23.12.2022, foi publicado o Decreto nº 11.307/2022, alterando o Decreto nº 9.271/2018, que dispõe sobre a outorga de contrato de concessão associada à perda do controle público de titular de concessão de serviço

público de geração de energia elétrica. O referido Decreto permite obter a outorga de novo contrato de concessão de geração mediante alienação de participação societária da pessoa jurídica titular, inclusive de controle acionário, abertura ou aumento de capital, com renúncia ou cessão, total ou parcial, de direitos de subscrição, desde que a operação seja realizada por meio de pregão em bolsa de valores ou oferta pública de distribuição de valores mobiliários nos mercados primário ou secundário.

Em 2022, o MME promoveu cinco leilões de energia: dois Leilões de Energia Nova (“A-4” e “A-5”); dois Leilões de Energia Existente (“A-1” e “A-2”); e um Leilão de Reserva de Capacidade na forma de energia elétrica, para fins de contratação de energia de reserva proveniente de novos empreendimentos de geração de fonte termelétrica a gás natural, nos termos da Lei nº 14.182/2021.

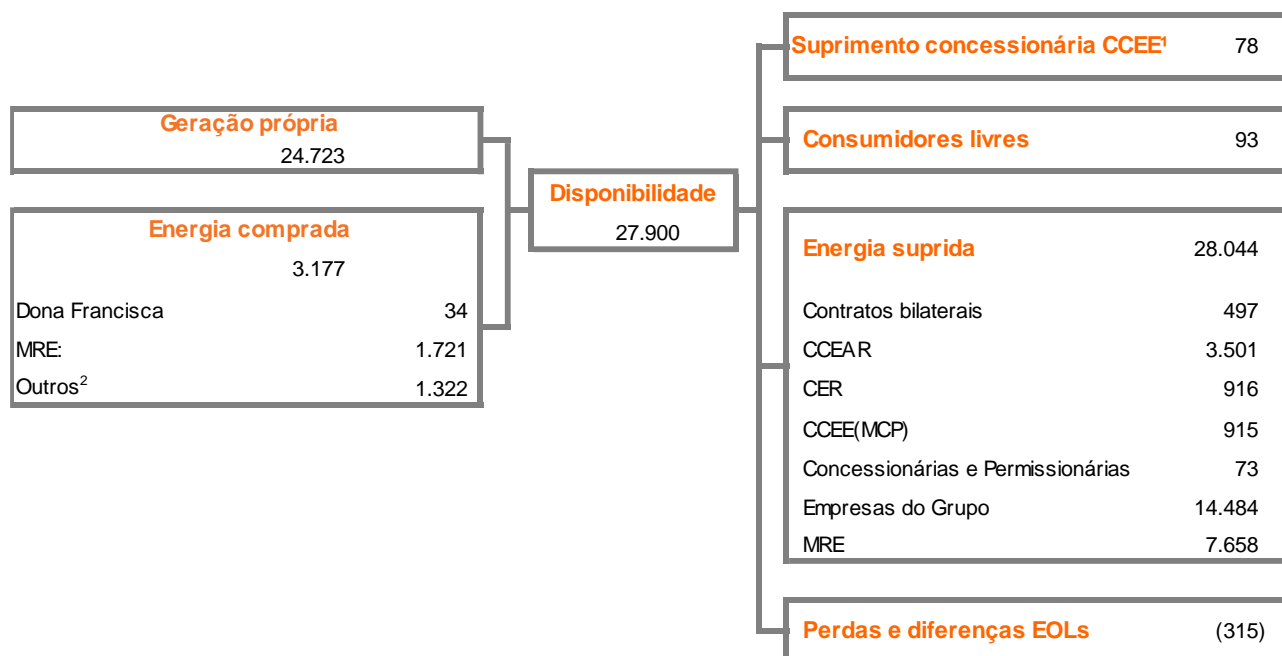
### **Transmissão**

Em 14.07.2022, a Aneel, por meio da Resolução Homologatória nº 3.067, de 12.07.2022, estabeleceu o reajuste das Receitas Anuais Permitidas - RAP para os ativos de transmissão de energia elétrica para o ciclo 2022-2023, com vigência a partir de 1º.07.2022 até 30.06.2023. De acordo com esta resolução, a RAP dos ativos de transmissão da Copel GeT para o ciclo 2022/2023 passou a ser de R\$ 849,2 milhões, dos quais R\$ 824,2 milhões correspondem à RAP dos ativos em operação. Considerando a RAP homologada para as Sociedades de Propósito Específico em que a Copel GeT tem participação acionária, o valor total consolidado dos ativos passou a ser de R\$ 1.415,2 milhões, dos quais R\$ 1.387,9 milhões correspondem aos ativos em operação.

Em 29.12.2022 foi publicado o Decreto nº 11.314, que regulamenta a licitação e a prorrogação das concessões de serviço público de transmissão de energia elétrica em fim de vigência. De acordo com o referido Decreto, a prorrogação das concessões de transmissão poderá ser realizada somente quando a licitação for inviável ou resultar em prejuízo ao interesse público. Além disso, a prorrogação será realizada sem a indenização antecipada dos bens vinculados à prestação do serviço, condicionada à aceitação por parte da concessionária em relação à receita e demais condições do termo aditivo a ser elaborado pela Aneel.

Conforme estabelecido na Portaria nº 33, de 17.12.2021, foram realizados dois Leilões de Transmissão em 2022. O Leilão de Transmissão Aneel nº 001/2022 ocorreu em 30.06.2022 e obteve todos os 13 lotes arrematados por outras empresas do setor, com um deságio próximo a 60% em um dos lotes, deságio médio de 46,15% e expectativa de investimentos de R\$ 15,3 bilhões em transmissão. O Leilão de Transmissão Aneel nº 002/2022 ocorreu em 16.12.2022, com oferta de 6 lotes. Todos foram arrematados por outras empresas do setor e na maioria dos lotes o deságio foi próximo a 50%. O deságio médio foi de 38,19% e a expectativa de investimentos é de R\$ 3,5 bilhões em transmissão.

• **Fluxo de Energia (em % e GW/hora)**



CCEAR: Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado.

CER: Contrato de Energia de Reserva.

CCEE (MCP): Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (Mercado de Curto Prazo).

MRE: Mecanismo de Realocação de Energia.

<sup>1</sup> Suprimento de energia a distribuidora agente da CCEE, através de Contrato Bilateral Regulado - CBR

<sup>2</sup> Outros: Energia comprada da Copel Mercado Livre e CCEAL recomposição

Não considera a energia produzida pela UTE Araucária, vendida no mercado de curto prazo (MCP).

### 3.3. Segmentos de Negócios

#### 3.3.1. Geração

Em 31.12.2022, a Copel GeT operava 53 usinas próprias e participava em outras quatro usinas, sendo 21 hidrelétricas, 34 eólicas e duas termelétricas, com capacidade instalada total proporcional de 6.451,2 MW e garantia física de 2.859,1 MW médios, conforme quadro de usinas em operação:

Empreendimentos	Potência Instalada (MW)	Garantia Física (MW médios)	Propriedade %	Potência Instalada (MW) Proporc.	Garantia Física (MW Médios) Proporc.	Início de Operação Comercial	Vencimento de Outorga
<b>Hidrelétricas</b>							
UHE Gov. José Richa (Salto Caxias)	1.240,0	605,6	100%	1.240,0	605,6	18.02.1999	20.03.2033
UHE Gov. Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo)	1.260,0	578,5	100%	1.260,0	578,5	29.09.1992	25.09.2032
UHE Gov. Bento Munhoz da Rocha Netto (Foz do Areia-FDA)	1.676,0	604,3	100%	1.676,0	604,3	01.10.1980	21.12.2024
UHE Gov. Pedro Viriato Parigot de Souza (GPS)	260,0	109,0	100%	260,0	109,0	03.09.1971	03.01.2053
UHE Gov. Jayme Canet Júnior (Mauá)	361,0	197,7	51%	184,1	100,8	23.11.2012	27.05.2047
UHE Guaricana	36,0	16,1	100%	36,0	16,1	01.01.1957	21.07.2028
UHE Chaminé	18,0	11,6	100%	18,0	11,6	01.01.1930	02.08.2028
PCH Cavernoso II	19,0	10,5	100%	19,0	10,5	15.05.2013	06.12.2050
UHE Apucarantina	10,0	6,7	100%	10,0	6,7	06.04.1949	27.01.2027
UHE Derivação do Rio Jordão	6,5	5,9	100%	6,5	5,9	02.12.1997	21.06.2032
CGH Marumbi	4,8	2,4	100%	4,8	2,4	05.04.1961	-
UHE São Jorge	2,3	1,5	100%	2,3	1,5	01.01.1945	24.07.2026
CGH Chopim I	2,0	1,5	100%	2,0	1,5	28.05.1963	-
UHE Cavernoso	1,3	1,0	100%	1,3	1,0	07.12.1965	23.06.2033
CGH Melissa	1,0	0,6	100%	1,0	0,6	31.01.1966	-
CGH Salto do Vau	0,9	0,6	100%	0,9	0,6	01.01.1959	-
CGH Pitangui	0,9	0,1	100%	0,9	0,1	01.01.1911	-
UHE Baixo Iguaçu	350,2	172,4	30%	105,1	51,7	08.02.2019	03.12.2049
UHE Colíder	300,0	178,1	100%	300,0	178,1	09.03.2019	30.01.2046
PCH Bela Vista	29,8	18,6	100%	29,8	18,6	12.06.2021	02.01.2041
PCH Arturo Andreoli	29,1	20,4	36%	10,4	7,3	25.10.2001	15.08.2032
<b>Total das Hidrelétricas</b>	<b>5.608,8</b>	<b>2.543,1</b>		<b>5.168,1</b>	<b>2.312,4</b>		
<b>Termelétricas</b>							
UTE Figueira <sup>(1)</sup>	20,0	10,3	100%	20,0	10,3	08.04.1963	27.03.2019
UTE Araucária <sup>(2) (3)</sup>	484,5	365,2	60,9%	393,1	222,4	27.09.2002	23.12.2029
<b>Total das Termelétricas</b>	<b>504,5</b>	<b>375,5</b>		<b>413,1</b>	<b>232,7</b>		

continua

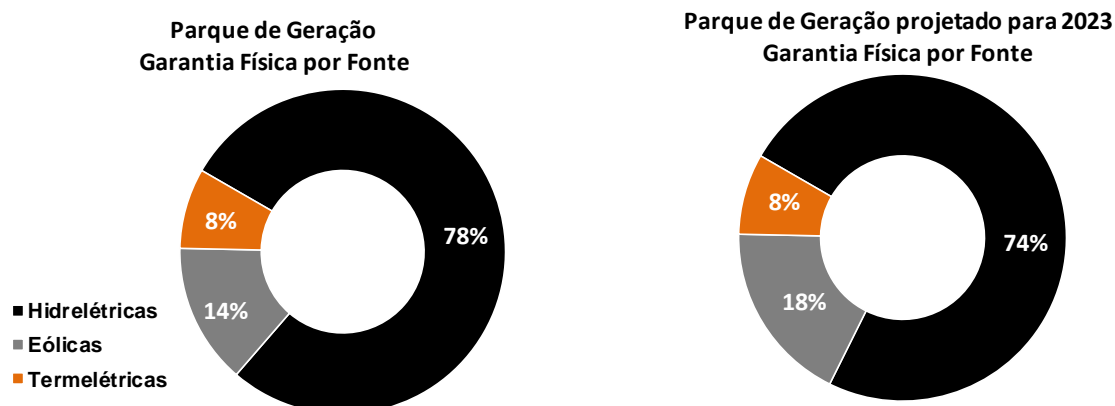
Empreendimentos	Potência Instalada (MW)	Garantia Física (MW médios)	Propriedade %	Potência Instalada (MW) Proporc.	Garantia Física (MW Médios) Proporc.	Início de Operação Comercial	Vencimento de Outorga
<b>Eólicas</b>							
Santa Maria	29,7	15,7	100%	29,7	15,7	23.04.2015	08.05.2047
Santa Helena	29,7	16,0	100%	29,7	16,0	06.05.2015	09.04.2047
Olho d'Água	30,0	12,8	100%	30,0	12,8	25.02.2015	01.06.2046
São Bento do Norte	30,0	11,3	100%	30,0	11,3	25.02.2015	19.05.2046
Eurus IV	27,0	12,4	100%	27,0	12,4	20.08.2015	27.04.2046
Asa Branca I	27,0	12,1	100%	27,0	12,1	05.08.2015	25.04.2046
Asa Branca II	27,0	11,9	100%	27,0	11,9	15.09.2015	31.05.2046
Asa Branca III	27,0	12,3	100%	27,0	12,3	04.09.2015	31.05.2046
Farol	20,0	8,8	100%	20,0	8,8	25.02.2015	20.04.2046
Ventos de Santo Uriel	16,2	9,0	100%	16,2	9,0	22.05.2015	09.04.2047
Boa Vista	14,0	5,2	100%	14,0	5,2	25.02.2015	28.04.2046
Cutia	23,1	9,6	100%	23,1	9,6	22.12.2018	05.01.2042
Esperança do Nordeste	27,3	9,1	100%	27,3	9,1	29.12.2018	11.05.2050
Guajiru	21,0	8,3	100%	21,0	8,3	29.12.2018	05.01.2042
Jangada	27,3	10,3	100%	27,3	10,3	29.12.2018	05.01.2042
Maria Helena	27,3	12,0	100%	27,3	12,0	29.12.2018	05.01.2042
Potiguar	27,3	11,5	100%	27,3	11,5	29.12.2018	11.05.2050
Paraíso dos Ventos do Nordeste	27,3	10,6	100%	27,3	10,6	05.01.2019	11.05.2050
São Bento do Norte I	23,1	10,1	100%	23,1	10,1	31.01.2019	04.08.2050
São Bento do Norte II	23,1	10,8	100%	23,1	10,8	29.01.2019	04.08.2050
São Bento do Norte III	23,1	10,2	100%	23,1	10,2	09.04.2019	04.08.2050
São Miguel I	21,0	9,3	100%	21,0	9,3	14.02.2019	04.08.2050
São Miguel II	21,0	9,1	100%	21,0	9,1	02.02.2019	04.08.2050
São Miguel III	21,0	9,2	100%	21,0	9,2	14.02.2019	04.08.2050
Palmas	2,5	0,4	100%	2,5	0,4	12.11.1999	29.09.2029
Vila Ceará I (Paraíba IV)	32,0	17,8	100%	32,0	17,8	19.12.2020	14.01.2054
Vila Maranhão I	32,0	17,8	100%	32,0	17,8	11.02.2021	11.01.2054
Vila Maranhão II	32,0	17,8	100%	32,0	17,8	31.03.2021	14.01.2054
Vila Maranhão III	32,0	16,6	100%	32,0	16,6	29.09.2020	14.01.2054
Vila Mato Grosso I	58,9	28,6	100%	58,9	28,6	11.06.2021	06.12.2054
Jandaíra Energias Renováveis I	10,4	5,6	100%	10,4	5,6	11.04.2022	02.04.2055
Jandaíra Energias Renováveis II	24,3	12,3	100%	24,3	12,3	18.10.2022	02.04.2055
Jandaíra Energias Renováveis III	27,7	14,8	100%	27,7	14,8	10.11.2022	02.04.2055
Jandaíra Energias Renováveis IV	27,7	14,2	100%	27,7	14,2	15.10.2022	02.04.2055
<b>Total das Eólicas</b>	<b>870,0</b>	<b>403,5</b>		<b>870,0</b>	<b>403,5</b>		
<b>TOTAL DAS FONTES</b>	<b>6.983,3</b>	<b>3.322,1</b>		<b>6.451,2</b>	<b>2.948,6</b>		

(1) Em processo de renovação da concessão.

(2) A Companhia possui participação de 20,3% pela Holding e 60,9% pela Copel GeT.

(3) Garantia Física nos termos da Portaria SPE/MME 05/2021. Os dados mais recentes do SIGA/ANEEL indicam a Garantia Física de 267 MW enquanto não há Garantia Física.

Para cumprir com importantes diretrizes estratégicas e de sustentabilidade estabelecidas para o negócio de geração, a Companhia tem como principal objetivo aumentar a participação de fontes alternativas renováveis de energia na matriz energética, de forma rentável e sustentável. Segue o gráfico com a composição do parque gerador em 2022 e o projetado para 2023, incluindo a revisão da garantia física, de acordo com a Portaria Aneel nº 709/2022:



No segmento de geração de energia elétrica, destacamos também:

- **Modernização da Usina Hidrelétrica Governador Bento Munhoz da Rocha Netto (GBM):** A segunda fase da modernização iniciada em 2015 foi concluída em agosto de 2021, com a entrega à operação comercial da última unidade geradora. Foram modernizadas as quatro turbinas de 436 MW e substituídos os reguladores de velocidade e de tensão. Com os incrementos, obteve-se uma turbina com rendimento superior, aumentando a garantia física e reduzindo o custo de manutenção. Os cronogramas de obras e financeiro foram atendidos conforme previstos em prazo, orçamento e qualidade. Essa etapa da modernização absorveu em torno de R\$ 150 milhões em investimento.
- **Usina Hidrelétrica Governador José Richa (GJR) -** Concluído o processo de modernização dos reguladores eletrônicos de velocidade e tensão das quatro unidades geradoras. Projeto iniciado em 2020, visando o aumento da confiabilidade operacional da usina, maximizando aspectos técnicos de regulação, disponibilidade e segurança do SIN.
- **Usina Hidrelétrica (UHE) Governador Ney Aminthas de Barros Braga (GNB) -** Concluído o processo de recuperação da pintura externa dos quatro condutos forçados. Projeto iniciado em 2021, com o objetivo de manter a integridade estrutural e prolongar a vida útil dos referidos equipamentos.
- **Modernização da Usina Termelétrica de Figueira:** A Companhia iniciou os trabalhos de modernização em 2015, visando aumentar sua eficiência e reduzir a emissão de gases e partículas resultantes da queima do carvão. Após dificuldades para execução das atividades por duas contratadas, que culminaram em rescisão contratual, em janeiro de 2021 a Copel contratou uma nova empresa para conclusão dos serviços de modernização. Os serviços e obras necessárias para a modernização da UTE Figueira foram desenvolvidos ao longo de 2021 e 2022 e, por meio do Despacho nº 3.502, de 06.12.2022, a Aneel liberou a unidade geradora da UTE Figueira para operação comercial a partir de 07.12.2022, ficando restabelecida a operação comercial da usina.

- **PCH Bela Vista:** A pequena central hidrelétrica, localizada no rio Chopim entre os municípios de Verê e São João, no Paraná terá capacidade para produzir 29,81 MW. A PCH tem orçamento de R\$ 224,0 milhões e beneficiará cerca de 100 mil consumidores. A obra iniciou-se em agosto de 2019 e teve entrada em operação comercial da primeira, segunda e terceira unidades geradoras em 12.06.2021, 10.07.2021 e 15.08.2021, respectivamente. A central geradora (*Stream Diver*), que aproveita a vazão sanitária, com potência de 0,488 MW médios, foi liberada para início da operação em teste a partir de 28.03.2023.
- **Complexo Eólico Jandaíra:** Em 18.10.2019 a Copel GeT, em consórcio com a subsidiária Cutia Empreendimentos Eólicos, participou do leilão de geração de energia nova A-6 e vendeu 14,4 MW médios, em contratos regulados ao preço original de R\$ 98,00/MWh, do Complexo Eólico Jandaíra. O montante de energia vendida representa 30% da garantia física, sendo que o restante da energia foi comercializado através de contratos no ambiente livre. O contrato de venda de energia tem início de suprimento em 1º.01.2025, prazo de 20 anos e reajuste anual pelo IPCA. Com um investimento estimado em R\$ 412,0 milhões, o empreendimento, que tem 90,1 MW de capacidade instalada e garantia física de 47,6 MW médios, está sendo construído nos municípios de Pedra Preta e Jandaíra, no estado do Rio Grande do Norte. Ao todo, foram instalados 26 aerogeradores divididos em quatro parques eólicos e foi construído também, junto aos parques, uma subestação e uma linha de transmissão de 16 km para escoar a energia elétrica a ser gerada para o SIN. De posse de todas as licenças necessárias, as obras civis tiveram início na primeira semana de janeiro de 2021. Atualmente o complexo conta com 26 unidades geradoras (100% do parque gerador) em operação comercial.
- **Solar Paraná:** Complexo com 6 usinas fotovoltaicas na zona rural do Município de Bandeirantes, no Paraná, com potência somada de até 4,25 MW de potência instalada e enquadradas como Geração Distribuída, de acordo com a Resolução Normativa nº 482/2012 da Aneel e suas revisões. Três usinas com potência de 3 MW atendem uma rede de farmácias do Estado do Paraná em autoconsumo remoto e entraram em operação em 15.09.2021. As outras 3 usinas serão implantadas em 2023, caso obtenham o Parecer de Acesso pela Distribuidora e atenderão clientes em autoconsumo remoto ou geração compartilhada.
- **Complexos eólicos Santa Rosa & Mundo Novo e Aventura:** Em 30.01.2023, a Companhia concluiu a aquisição de nove parques eólicos em operação, localizados nos Municípios de Touros e São Tomé, no Rio Grande do Norte, totalizando 260,4 MW de capacidade instalada, por R\$ 1.005,2 milhões.
- **UEG Araucária:** Iniciado o processo de desinvestimento de participação societária de 81,2% da Companhia na UEGA, com intenção de venda conjunta com a sócia Petróleos Brasileiros S.A. (Petrobras), através de procedimento competitivo, em sintonia com o Planejamento Estratégico Empresarial da Copel – Visão 2030 e com o processo de descarbonização da matriz de geração. O processo está na fase de proposta não vinculante, onde os potenciais compradores habilitados receberão um memorando descritivo contendo informações mais detalhadas sobre a companhia em questão, além de instruções sobre o

processo de desinvestimento, incluindo as orientações para elaboração e envio das propostas.

- **Renovação das Concessões das usinas GBM, GNB e GJR:** Em 24.11.2022 foi sancionada a Lei Estadual nº 21.272, que autoriza o Estado do Paraná a realizar oferta pública de distribuição secundária de ações e/ou units, transformando a Copel em companhia de capital disperso e sem acionista controlador (Corporação). Em decorrência dessa autorização legal, o CAD da Copel, aprovou a realização de estudos para viabilizar a renovação integral das concessões das usinas hidrelétricas GBM, GNB e GJR e avaliar alternativas de captação de recursos visando o pagamento dos respectivos bônus de outorga. A transformação da Copel em “Corporação” possibilitará, nos termos da Lei nº 9.074/1995, a manutenção de 100% de participação da Copel GeT nas respectivas usinas.

### 3.3.2. Transmissão

O segmento tem como principal atribuição prover os serviços de transporte e transformação da energia elétrica, sendo responsável pela construção, operação e manutenção de subestações, bem como pelas linhas destinadas à transmissão de energia. A Companhia detém propriedade integral e participa de concessões de transmissão em operação, correspondente a 9.685 km de linhas de transmissão, com potência de transformação de suas subestações na ordem de 20.462 MVA (megavolt amperes).

A seguir a composição das linhas e subestações de transmissão em operação em 31.12.2022:

Linhas e Subestações de Transmissão	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Capacidade Transformação (MVA)	Início de Operação Comercial	Vencimento da Outorga	
<b>Linhas e Subestações próprias</b>			<b>3.395</b>	<b>14.390</b>			
Contrato nº 060/2001	Instalações de transmissão diversas <sup>(1)</sup>	Ambos	Diversas	2.129	12.440	Diversos	01.01.2043
Contrato nº 075/2001	LT Bateias - Jaguariaíva	CS	230 kV	138	-	01.11.2003	17.08.2031
Contrato nº 006/2008	LT Bateias - Pilarzinho	CS	230 kV	32	-	14.09.2009	17.03.2038
Contrato nº 027/2009	LT Foz do Iguaçu - Cascavel Oeste	CS	525 kV	117	-	06.12.2012	19.11.2039
Contrato nº 010/2010	LT Araraquara 2 - Taubaté	CS	500 kV	334	-	27.07.2018	06.10.2040
Contrato nº 015/2010	SE Cerquillo III	-	230/138 kV	-	300	01.06.2014	06.10.2040
Contrato nº 022/2012	LT Londrina - Figueira C2	CS	230 kV	92	-	30.06.2015	27.08.2042
	LT Foz do Chopim - Salto Osório C2	CS	230 kV	10	-		
Contrato nº 002/2013	LT Assis - Paraguaçu Paulista II C1 e C2	CD	230 kV	83	-	25.01.2016	25.02.2043
	SE Paraguaçu Paulista II	-	230 kV	-	150		
Contrato nº 005/2014	LT Bateias - Curitiba Norte	CS	230 kV	31	-	29.07.2016	29.01.2044
	SE Curitiba Norte	-	230/138 kV	-	300		
Contrato nº 021/2014	LT Foz do Chopim - Realeza	CS	230 kV	52	-	05.03.2017	05.09.2044
	SE Realeza	-	230/138 kV	-	300		
Contrato nº 022/2014	LT Assis - Londrina C2	CS	500 kV	122	-	05.09.2017	05.09.2044
Contrato nº 006/2016	SE Medianeira Norte	-	230/138 kV	-	300	09.06.2019	07.04.2046
	SE Andirá Leste	-	230/138 kV	-	300	07.09.2019	07.04.2046
	SE Curitiba Centro	-	230/138 kV	-	300	04.09.2019	07.04.2046
	SE Baixo Iguaçu	-	230 kV	-		21.12.2020	07.04.2046
	LT Curitiba Centro - Uberaba C1	CS	230 kV	8	-	04.09.2019	07.04.2046
	LT Curitiba Centro - Uberaba C2	CS	230 kV	8	-	04.09.2019	07.04.2046
	LT Baixo Iguaçu - Realeza Sul	CS	230 kV	37	-	04.08.2019	07.04.2046
	LT Curitiba Leste - Blumenau	CS	525 kV	145	-	28.03.2021	07.04.2046
	LT Baixo Iguaçu - Cascavel Oeste	CS	230 kV	57	-	21.12.2020	07.04.2046

continua

Linhas e Subestações de Transmissão	Propriedade	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Capacidade Transformação (MVA)	Início de Operação Comercial	Vencimento da Outorga
<b>Sociedades de Propósito Específico</b>				<b>6.290</b>	<b>6.072</b>		
<b>Costa Oeste Transmissora de Energia S.A.</b>							
Contrato nº 001/2012	100,0%						
LT Cascavel Norte - Cascavel Oeste		<b>CS</b>	230kV	29			
LT Cascavel Norte - Umuarama Sul		<b>CS</b>	230 kV	130	-	31.08.2014	12.01.2042
SE Umuarama Sul		-	230/138 kV	-	300	27.07.2014	
<b>Caiuá Transmissora de Energia S.A.</b>							
Contrato nº 007/2012	49,0%						
LT Umuarama - Guaíra		<b>CS</b>	230 kV	105	-	12.05.2014	10.05.2042
LT Cascavel Oeste - Cascavel Norte		<b>CS</b>	230 kV	37	-	02.07.2014	
SE Santa Quitéria - SF6		-	230/138/13,8 kV	-	400	01.06.2014	
SE Cascavel Norte		-	230/138 kV	-	300	02.07.2014	
<b>Marumbi Transmissora de Energia S.A.</b>							
Contrato nº 008/2012	100,0%						
LT Curitiba - Curitiba Leste		<b>CS</b>	525 kV	29	-	28.06.2015	10.05.2042
SE Curitiba Leste		-	525/230 kV	-	672		
<b>Integração Maranhense e Transmissora de Energia S.A.</b>							
Contrato nº 011/2012	49,0%						
LT Açailândia - Miranda II		<b>CS</b>	500 kV	365	-	02.12.2014	10.05.2042
<b>Matrinchã Transmissora de Energia (TP NORTE) S.A.</b>							
Contrato nº 012/2012	49,0%						
LT Paranatinga - Ribeirãozinho		<b>CD</b>	500 kV	710	-	29.07.2016	10.05.2042
LT Paranaíta - Cláudia		<b>CD</b>	500 kV	594	-	09.10.2015	
LT Cláudia - Paranatinga		<b>CD</b>	500 kV	708	-	29.07.2016	
LT Sinop - Intersecção Santa Carmen		<b>CS</b>	500 kV	21	-	09.10.2015	
SE Paranaíta		-	500 kV	-	-	09.10.2015	
SE Cláudia		-	500 kV	-	-	09.10.2015	
SE Paranatinga		-	500 kV	-	-	29.07.2016	
SE Sinop		-	500 kV	-	800	09.10.2015	
<b>Mata de Santa Genebra Transmissão S.A.</b>							
Contrato nº 001/2014	50,1%						
SE Fernão Dias		-	500/440 kV		3.600	07.02.2020	15.05.2044
LT Bateias - Itatiba		<b>CS</b>	500 kV	414	-	05.03.2020	
LT Araraquara 2 - Itatiba		<b>CS</b>	500 kV	223	-	24.03.2020	
LT Araraquara 2 - Fernão Dias		<b>CS</b>	500 kV	250		03.05.2020	
<b>Guaraciaba Transmissora de Energia S.A.</b>							
Contrato nº 013/2012	49,0%						
LT Ribeirãozinho - Rio Verde Norte C3		<b>CS</b>	500 kV	240	-	30.08.2016	10.05.2042
LT Rio Verde Norte - Marimbondo II		<b>CD</b>	500 kV	690	-		
SE Marimbondo II		-	500 kV	-	-		
SE Rio Verde		-	500 kV	-	-		
<b>Paranaíba Transmissora de Energia S.A.</b>							
Contrato nº 007/2013	24,5%						
LT Barreiras II - Rio das Éguas		<b>CS</b>	500 kV	244	-	30.01.2017	02.05.2043
LT Rio das Éguas - Luziânia		<b>CS</b>	500 kV	350	-		
LT Luziânia - Pirapora 2		<b>CS</b>	500 kV	373	-		
<b>Cantareira Transmissora de Energia S.A.</b>							
Contrato nº 019/2014	49,0%						
LT Estreito - Fernão Dias C1 e C2		<b>CD</b>	500 kV	656	-	05.03.2018	05.09.2044
<b>Uirapuru Transmissora de Energia S.A.</b>							
Contrato nº 02/2005	100,0%						
LT Ivaiporã - Londrina ESUL		<b>CS</b>	500 kV	122		09.07.2006	05.03.2035
<b>Total</b>				<b>9.685</b>	<b>20.462</b>		

<sup>(1)</sup> Concessão prorrogada nos termos da MP nº 579/2012.

As concessões de transmissão em operação geram atualmente uma RAP à Copel GeT de R\$ 1,39 bilhão, proporcional à sua participação nos empreendimentos.

A Copel GeT tem as obras provenientes das resoluções autorizativas com o objetivo ampliar e melhorar as instalações existentes, tais como:

**Resolução Autorizativa n.º 7.515/2018:** implantação de reforços nas subestações 230 kV Cascavel, Ponta Grossa Norte, Umbará, Maringá e Uberaba, com investimento de cerca de R\$ 70,0 milhões e RAP de aproximadamente R\$ 9,5 milhões, a partir da entrada em operação comercial. Os reforços nas subestações

Umbará, Maringá e Uberaba, cuja entrada em operação comercial prevista pela Aneel era no 2º semestre de 2021, foram concretizados entre fevereiro e outubro de 2021. Parte dos reforços na subestação Ponta Grossa Norte, cuja entrada em operação comercial prevista pela Aneel era no 1º semestre de 2022, foi concretizada em novembro de 2021. Os demais reforços foram totalmente concluídos no 1º semestre de 2022.

**Resolução Autorizativa n.º 8.543/2020 (alterada pela Resolução Autorizativa nº 8.951/2020):** recapacitação da linha de transmissão 230 kV Pilarzinho - Santa Mônica, recapacitação da linha de transmissão 230 kV Bateias - Pilarzinho e implantação de reforços nas respectivas subestações 230kV Santa Mônica, Bateias e Pilarzinho, com investimento total de cerca de R\$ 32,5 milhões e RAP de aproximadamente R\$ 4,2 milhões, a partir da entrada em operação comercial, cujo prazo previsto pela Aneel é janeiro de 2023.

A recapacitação da linha de transmissão 23 kV Bateias – Pilarzinho foi concluída em agosto de 2022, com mais de quatro meses de antecipação. A recapacitação da linha de transmissão 230 kV Pilarzinho – Santa Mônica está em execução, com previsão de conclusão no primeiro semestre de 2023.

**Resolução Autorizativa n.º 9.219/2020:** implantação de reforços na subestação 230 kV Guaíra, com investimento de cerca de R\$ 38,8 milhões e RAP de aproximadamente R\$ 6,0 milhões, a partir da entrada em operação comercial, cujo prazo previsto pela Aneel é abril de 2024.

**Resolução Autorizativa n.º 9.564/2020:** implantação de reforços na subestação 230 kV Sarandi, com investimento de cerca de R\$ 21,0 milhões e RAP de aproximadamente R\$ 3,4 milhões, a partir da entrada em operação comercial, cujo prazo previsto pela Aneel é junho de 2023.

**Resolução Autorizativa n.º 9.741/2021:** recapacitação da linha de transmissão 230 kV Campo Comprido - Santa Quitéria, com investimento de cerca de R\$ 4,3 milhões e RAP de aproximadamente R\$ 577,7 mil, a partir da entrada em operação comercial, cujo prazo previsto pela Aneel é agosto de 2023.

**Resolução Autorizativa n.º 10.688/2021:** implantação de reforços na subestação 230 kV CIC, com investimento de cerca de R\$ 24,4 milhões e RAP de aproximadamente R\$ 3,7 milhões, a partir da entrada em operação comercial, cujo prazo previsto pela Aneel é abril de 2024.

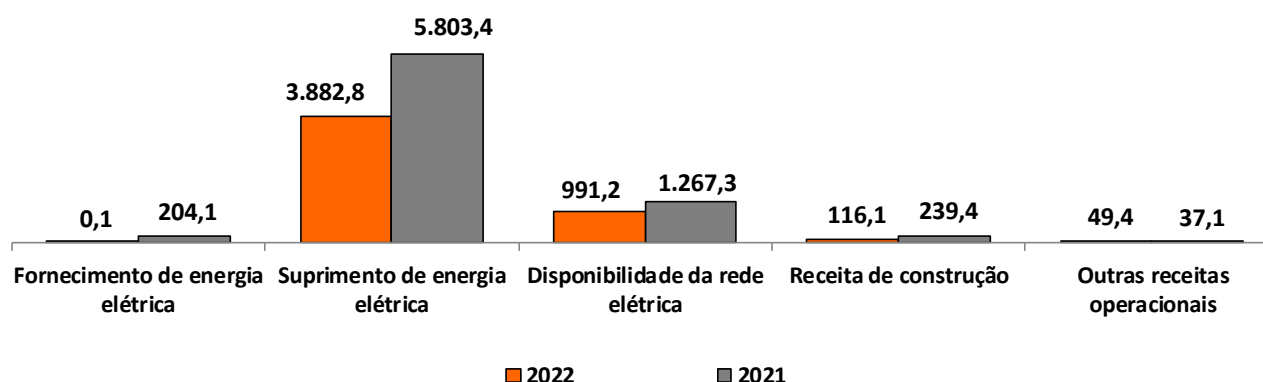
**Resolução Autorizativa n.º 12.638/2022:** implantação de reforços na subestação 230 kV Campo do Assobio, com investimento de cerca de R\$ 65 milhões e RAP de aproximadamente R\$ 9,7 milhões, a partir da entrada em operação comercial, cujo prazo previsto pela Aneel é novembro de 2025.

**Resolução Autorizativa n.º 12.892/2022:** recapacitação da linha de transmissão 230 kV Gralha Azul - Umbará, com investimento de cerca de R\$ 8,1 milhões e RAP de aproximadamente R\$ 1,3 milhões, a partir da entrada em operação comercial, cujo prazo previsto pela Aneel é novembro de 2025.

## 4. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

### 4.1. Receita Operacional Líquida

Em 2022, a Receita Operacional Líquida teve decréscimo de R\$ 2.511,7 milhões, representando 33,3% de redução em relação a 2021. Tal variação decorre principalmente de:

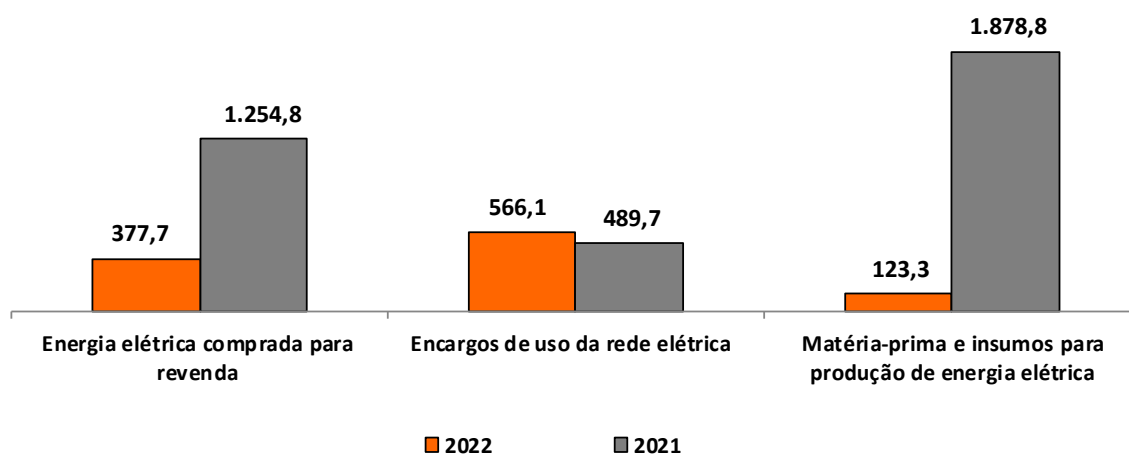


- 1) decréscimo de R\$ 204,0 milhões na **Receita de Fornecimento de Energia Elétrica**, em virtude principalmente pela alteração da estratégia de comercialização, reduzindo o volume com consumidores finais e aumentando para comercializadores classificados no grupo de suprimento de energia elétrica;
- 2) decréscimo de R\$ 1.920,6 milhões em **Suprimento de Energia Elétrica**, sobretudo pela ausência de despacho da usina térmica UEGA em 2022;
- 3) decréscimo de R\$ 276,1 milhões na **Receita de Disponibilidade da Rede Elétrica**, devido essencialmente da menor remuneração dos ativos de transmissão, devido ao efeito negativo provocado pelo IPCA; e
- 4) acréscimo de R\$ 12,3 milhões em **Outras Receitas Operacionais** sobretudo o aumento na renda de prestação de serviços e em arrendamentos e aluguéis.

### 4.2. Custos e Despesas Operacionais

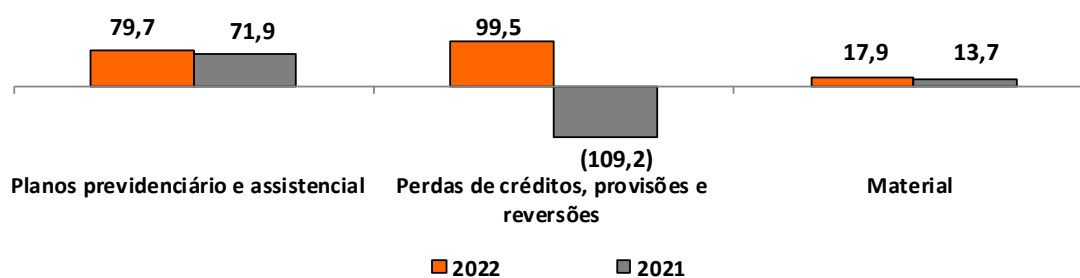
Em 2022, os Custos e despesas operacionais tiveram decréscimo de R\$ 2.260,36 milhões, representando 43,1% de redução em relação a 2021. Tal variação decorre principalmente de:

- **Não gerenciáveis**

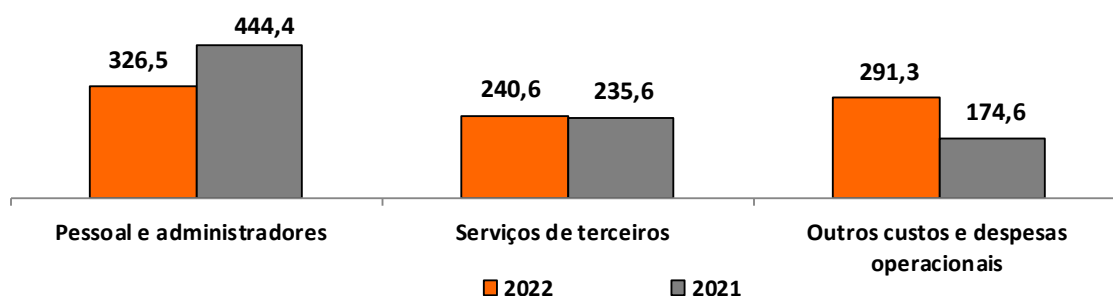


- 1) decréscimo de R\$ 877,1 milhões em **Energia Elétrica Comprada para Revenda**, principalmente em decorrência de condições hidrológicas mais favoráveis para o período;
- 2) decréscimo de R\$ 1.755,5 milhões em **Matéria prima e insumos para produção de energia elétrica** em função da ausência de despacho da UTE Araucária em 2022;

- **Gerenciáveis**

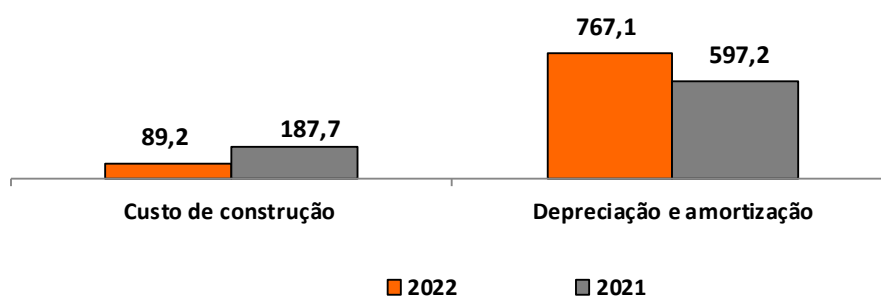


- 3) acréscimo de R\$ 208,7 milhões em **Perdas estimadas, Provisões e Reversões**, devido principalmente a reversão de impairment da UEGA em 2021 e provisão em 2022 compensado pela redução de provisão para litígios;



- 4) decréscimo de R\$ 117,9 milhões em **Pessoal e Administradores**, refletindo principalmente a redução de R\$ 79,6 milhões da provisão por desempenho e participação nos lucros, redução de R\$ 42,1 milhões na provisão do programa de desligamentos voluntários no período, pela redução do quadro de empregados e pela política de redução de custos, compensados pelo reajuste salarial de 7,19% em outubro de 2022, conforme acordo coletivo.
- 5) acréscimo de R\$ 5,0 milhões em **Serviços de terceiros**, decorrente do aumento nos custos com comunicação, processamento e transmissão de dados, compensados pela redução nos custos com manutenção do sistema elétrico e de instalações;
- 6) acréscimo de R\$ 116,7 milhões em **Outros custos e despesas operacionais**, principalmente pelo aumento da compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos, do valor justo de ativos de concessão de geração de energia elétrica e de arrendamento e aluguéis.

- **Outros**



- 7) decréscimo e R\$ 98,5 milhões no **Custo de construção**, refletindo investimentos realizados na infraestrutura de transmissão de energia.

Adicionalmente, em setembro de 2021 foi reconhecido a compensação pela repactuação do risco hidrológico por meio de direito a extensão de outorga das usinas da Copel Geração e Transmissão referente a parcela dos custos incorridos com o GSF, assumido pelos titulares das usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, no valor de R\$ 1.560,9 milhões, não recorrente em 2022 (vide nota explicativa nº 16.1 das demonstrações financeiras).

### 4.3. Resultado da Equivalência Patrimonial

O Resultado da Equivalência Patrimonial de 2022 foi 32,1% superior se comparado ao mesmo período de 2021, decorrente do resultado positivo da equivalência patrimonial nas controladas em conjunto de transmissão de energia elétrica, principalmente em função dos efeitos das revisões tarifárias ocorridas em junho de 2022 da Caiuá, Integração Maranhense, Matrinchã e Guaraciaba.

### 4.4. EBITDA ou LAJIDA

O Ebitda Consolidado é uma medição não contábil adotada pela Companhia, calculada de acordo com a Resolução CVM nº 156/2022, consistindo, conforme tabela abaixo, no lucro líquido acrescido dos tributos sobre o lucro, resultado financeiro, depreciações e amortizações.

Em R\$ milhões	Consolidado	
	2022	2021
Lucro líquido	1.599,5	2.820,1
IRPJ e CSLL diferidos	94,5	756,2
IRPJ e CSLL	212,8	214,9
Despesas (receitas) financeiras, líquidas	624,6	438,3
<b>Lajir/Ebit</b>	<b>2.531,4</b>	<b>4.229,4</b>
Depreciação e Amortização	767,1	597,2
<b>Lajida/Ebitda</b>	<b>3.298,5</b>	<b>4.826,6</b>
Receita Operacional Líquida - ROL	5.039,7	7.551,4
<b>Margem do Ebitda% (Ebitda ÷ ROL)</b>	<b>65,5%</b>	<b>63,9%</b>

### 4.5. Resultado Financeiro

O resultado financeiro apresentou aumento das despesas de R\$ 186,3 milhões, devido principalmente à maior dívida e encargos sobre as dívidas.

### 4.6. Endividamento

A Companhia financia liquidez e necessidades de capital principalmente com recursos propiciados por operações e mediante financiamentos, visando à ampliação e à modernização dos negócios ligados a geração e transmissão de energia.

É importante ressaltar que a Companhia busca investir em projetos e, para tanto, utiliza linhas de financiamento disponíveis no mercado, que façam sentido na estrutura de capital da Copel, no que tange à alavancagem financeira frente ao retorno dos projetos. Salienta-se que as perspectivas de financiamentos, bem como as disponibilidades de caixa, serão suficientes para atendimento ao plano de investimentos do exercício. Em 2022 foram obtidos os recursos a seguir:

Ingresso - 2022 (Em R\$ milhões)	Empresa	Financiador	Valor
Contrato de financiamento Lote E	Copel Geração e Transmissão	BNDES	33,6
Nota Comercial	Copel Geração e Transmissão	Debenturistas	1.000,0
Contrato de financiamento	Jandaíra I	Banco do Nordeste	11,2
Contrato de financiamento	Jandaíra II	Banco do Nordeste	29,6
Contrato de financiamento	Jandaíra III	Banco do Nordeste	33,9
Contrato de financiamento	Jandaíra IV	Banco do Nordeste	33,7
<b>Total</b>			<b>1.142,0</b>

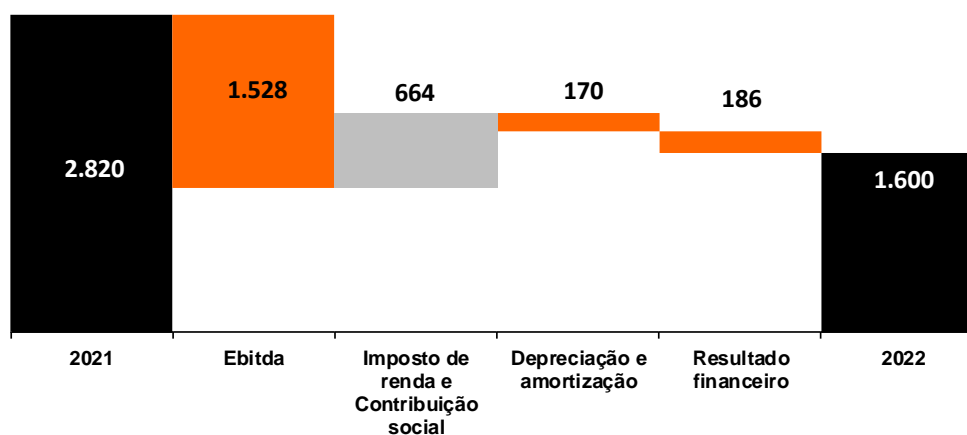
Os pagamentos ocorridos no ano totalizaram R\$ 1.656,2 milhões, sendo R\$ 1.008,8 milhões de principal e R\$ 647,4 milhões de encargos. O cronograma de vencimento da dívida de longo prazo, contemplando empréstimos, financiamentos e debêntures é:

	2024	2025	2026	2027	2028	Após 2028	Total
	737	2.163	857	290	273	2.115	6.434
<b>Total</b>	<b>737</b>	<b>2.163</b>	<b>857</b>	<b>290</b>	<b>273</b>	<b>2.115</b>	<b>6.434</b>

#### 4.7. Lucro Líquido

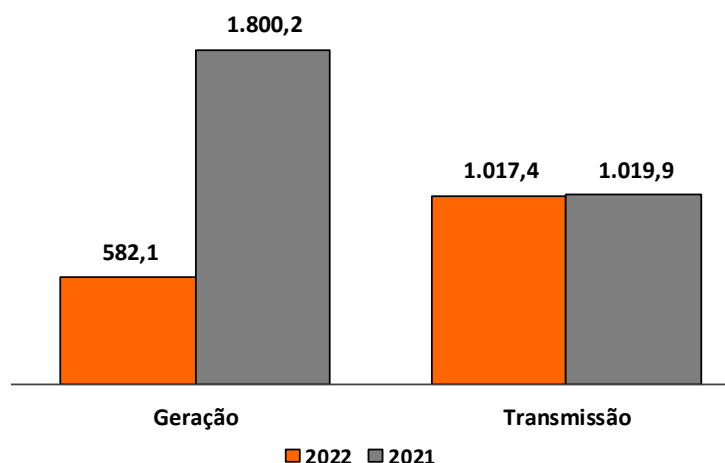
Em 2022, o lucro líquido consolidado foi de R\$ 1.599,5 milhões, sendo 43,3% inferior ao obtido no exercício anterior, de R\$ 2.820,1 milhões. A redução foi impactada pelo reconhecimento em 2021 da compensação pela repactuação do risco hidrológico por meio de direito a extensão de outorga das usinas de geração referente a parcela dos custos incorridos com o GSF, assumido pelos titulares das usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, parcialmente compensado pela melhora no cenário hídrico refletindo a menor compra de energia e pelo maior benefício tributário sobre o JCP reconhecido no último trimestre.

Do lucro líquido verificado no exercício de 2022, apurado de acordo com a legislação societária, a Companhia propõe para pagamento de dividendos anuais o montante de R\$ 1.618,8 milhões, sendo R\$ 776,7 milhões na forma de Juros sobre o Capital Próprio e R\$ 842,2 milhões na forma de Dividendos.



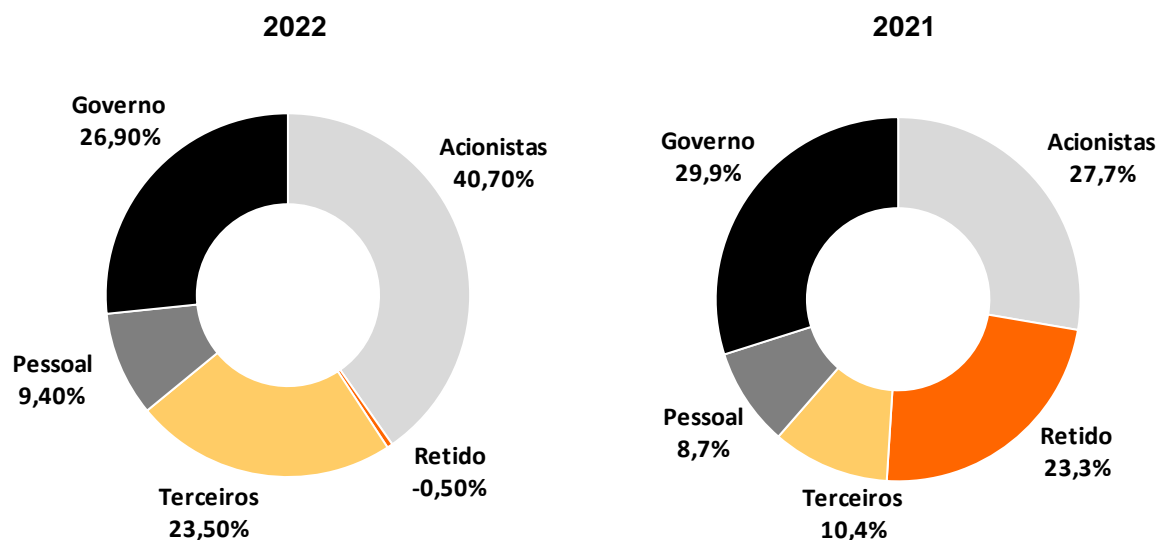
## 4.8. Lucro Líquido por Segmento

O lucro líquido consolidado segregado por segmento pode ser representado da seguinte forma:



## 4.9. Valor Adicionado

No exercício de 2022, a Copel Geração e Transmissão apurou R\$ 3.988,3 milhões de Valor Adicionado - total 28,0% inferior ao ano anterior, no montante de R\$ 5.539,0 milhões. A demonstração, na íntegra, encontra-se nas Demonstrações Financeiras.



#### 4.10. Programa de Investimentos

O programa de investimentos para 2023 foi aprovado na 233ª Reunião Ordinária do Conselho de Administração. Seguem valores realizados e previstos:

Subsidiária	Realizado		Previsto 2023	Variação % 2022-2021
	2022	2021		
Empreendimentos eólicos	250,5	216,9	52,9	15,5
Geração de energia	63,3	74,6	64,3	(15,1)
Transmissão de energia	104,0	117,8	103,7	(11,7)
Outros	54,9	85,6	54,0	(35,9)
<b>Total</b>	<b>472,7</b>	<b>494,9</b>	<b>274,9</b>	<b>(4,5)</b>



Copel Geração e Transmissão S.A

CNPJ Nº 04.370.282/0001-70

Companhia de Capital Aberto - Categoria "B" - CVM 2474-0

[www.copel.com](http://www.copel.com)    [geração@copel.com](mailto:geração@copel.com)

Rua José Izidoro Biazetto, 158, Bloco A - Mossunguê - Curitiba – PR

CEP 81200-240

# DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

## INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS

**Dezembro/2022**

## SUMÁRIO

<b>DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS .....</b>	<b>3</b>
Balanços Patrimoniais .....	3
Demonstrações de Resultados .....	5
Demonstrações de Resultados Abrangentes .....	6
Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido .....	7
Demonstrações dos Fluxos de Caixa .....	8
Demonstrações do Valor Adicionado .....	10
<b>NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS .....</b>	<b>12</b>
1 Contexto Operacional .....	12
2 Concessões e Autorizações .....	16
3 Base de Preparação .....	18
4 Principais Políticas Contábeis .....	20
5 Caixa e Equivalentes de Caixa .....	33
6 Títulos e Valores Mobiliários .....	33
7 Clientes .....	34
8 Contas a Receber Vinculadas à Concessão .....	35
9 Ativos de contrato .....	36
10 Outros Créditos .....	38
11 Tributos .....	39
12 Despesas Antecipadas .....	42
13 Depósitos Judiciais .....	42
14 Investimentos .....	43
15 Imobilizado .....	49
16 Intangível .....	57
17 Obrigações Sociais e Trabalhistas .....	59
18 Fornecedores .....	59
19 Empréstimos e Financiamentos .....	60
20 Debêntures .....	63
21 Benefícios Pós-emprego .....	65
22 Encargos Setoriais a Recolher .....	70
23 Pesquisa e Desenvolvimento .....	70
24 Contas a Pagar Vinculadas à Concessão .....	72
25 Direito de uso de ativos e Passivo de arrendamentos .....	73
26 Outras Contas a Pagar .....	76
27 Provisões para Litígios e Passivo Contingente .....	76
28 Patrimônio Líquido .....	81
29 Receita Operacional Líquida .....	83
30 Custos e Despesas Operacionais .....	86
31 Resultado Financeiro .....	88
32 Segmentos Operacionais .....	88
33 Instrumentos Financeiros .....	92
34 Transações com Partes Relacionadas .....	102
35 Compromissos .....	108
36 Seguros .....	108
37 Informações complementares à Demonstração dos Fluxos de Caixa .....	108
38 Eventos subsequentes .....	109
<b>RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE .....</b>	<b>113</b>
<b>RELATÓRIO ANUAL DO COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO .....</b>	<b>117</b>
<b>PARECER DO CONSELHO FISCAL .....</b>	<b>126</b>
<b>PROPOSTA DE ORÇAMENTO DE CAPITAL .....</b>	<b>127</b>
<b>D E C L A R A Ç Ã O .....</b>	<b>128</b>

**DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS**
**Balancos Patrimoniais**

em 31 de dezembro de 2022 e de 2021

em milhares de reais

ATIVO	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
<b>CIRCULANTE</b>					
Caixa e equivalentes de caixa	5	380.955	1.122.475	1.580.000	1.929.858
Títulos e valores mobiliários	6	-	-	-	14.571
Clientes	7	389.967	378.594	585.584	732.090
Dividendos a receber		352.718	240.269	136.278	67.018
Contas a receber vinculadas à concessão	8	8.603	5.121	8.603	5.121
Ativos de contrato	9	205.647	135.723	220.660	148.488
Outros créditos	10	137.224	128.346	134.279	140.734
Estoques		30.024	26.195	30.225	26.396
Imposto de renda e contribuição social		102.625	62.789	135.031	77.513
Outros tributos a recuperar	11.2	11.312	17.314	32.378	18.523
Despesas antecipadas	12	13.000	11.440	19.791	15.101
Partes relacionadas	34	15.162	14.883	10.695	10.530
		<b>1.647.237</b>	<b>2.143.149</b>	<b>2.893.524</b>	<b>3.185.943</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>					
<b>Realizável a Longo Prazo</b>					
Títulos e valores mobiliários	6	123.022	95.528	428.369	335.783
Clientes	7	-	-	347	11.916
Depósitos judiciais	13	87.125	78.198	94.261	83.840
Contas a receber vinculadas à concessão	8	826.871	827.950	826.871	827.950
Ativos de contrato	9	4.607.214	4.469.267	5.089.816	4.911.550
Outros créditos	10	89.225	90.722	91.173	91.261
Imposto de renda e contribuição social		106.729	103.837	106.729	103.837
Imposto de renda e contribuição social diferidos	11.1	-	-	36.271	48.156
Outros tributos a recuperar	11.2	84.383	75.155	85.180	76.126
Partes relacionadas	34	-	-	-	200
		<b>5.924.569</b>	<b>5.740.657</b>	<b>6.759.017</b>	<b>6.490.619</b>
<b>Investimentos</b>	14	<b>7.720.268</b>	<b>7.588.590</b>	<b>3.163.154</b>	<b>2.887.274</b>
<b>Imobilizado</b>	15	<b>5.278.437</b>	<b>5.364.435</b>	<b>9.713.188</b>	<b>9.776.328</b>
<b>Intangível</b>	16	<b>1.126.526</b>	<b>1.229.006</b>	<b>2.075.841</b>	<b>2.296.158</b>
<b>Direito de uso de ativos</b>	25	<b>60.316</b>	<b>55.687</b>	<b>82.822</b>	<b>78.763</b>
		<b>20.110.116</b>	<b>19.978.375</b>	<b>21.794.022</b>	<b>21.529.142</b>
<b>TOTAL DO ATIVO</b>		<b>21.757.353</b>	<b>22.121.524</b>	<b>24.687.546</b>	<b>24.715.085</b>

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras

**Balancos Patrimoniais**  
 em 31 de dezembro de 2022 e de 2021 (continuação)  
 em milhares de reais

PASSIVO	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
<b>CIRCULANTE</b>					
Obrigações sociais e trabalhistas	17	77.637	160.516	78.371	161.483
Partes relacionadas	34	5.897	432.367	54.558	7.471
Fornecedores	18	312.042	439.856	375.628	693.804
Imposto de renda e contribuição social		-	-	139.049	60.569
Outras obrigações fiscais	11.2	35.711	36.322	48.681	45.650
Empréstimos e financiamentos	19	173.609	133.964	272.635	248.801
Debêntures	20	923.657	808.303	972.713	859.524
Dividendos a pagar		372.899	638.378	387.816	652.341
Benefícios pós-emprego	21	18.795	17.568	18.795	17.568
Encargos setoriais a recolher	22	14.914	16.578	17.456	21.588
Pesquisa e desenvolvimento	23.1	83.566	61.190	84.472	63.063
Contas a pagar vinculadas à concessão	24	1.918	7.207	1.918	7.207
Passivo de arrendamentos	25.2	10.777	11.677	10.922	11.982
Outras contas a pagar	26	46.509	36.501	199.780	123.795
		<b>2.077.931</b>	<b>2.800.427</b>	<b>2.662.794</b>	<b>2.974.846</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>					
Fornecedores	18	125.447	125.249	125.447	125.249
Imposto de renda e contribuição social diferidos	11.1	1.188.192	1.045.740	1.382.263	1.261.533
Outras obrigações fiscais	11.2	55.695	49.947	62.026	55.122
Empréstimos e financiamentos	19	2.215.315	1.289.693	3.619.720	2.610.341
Debêntures	20	2.304.860	3.057.051	2.814.535	3.586.776
Benefícios pós-emprego	21	300.979	367.621	301.880	368.328
Pesquisa e desenvolvimento	23.1	5.983	57.043	20.709	67.952
Contas a pagar vinculadas à concessão	24	61.437	52.153	61.437	52.153
Passivo de arrendamentos	25.2	52.848	46.272	75.878	69.404
Outras contas a pagar	26	46.171	41.171	100.511	108.646
Provisões para litígios	27	532.428	526.934	563.549	561.149
		<b>6.889.355</b>	<b>6.658.874</b>	<b>9.127.955</b>	<b>8.866.653</b>
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>					
<b>Atribuível ao acionista da empresa controladora</b>					
Capital social	28.1	6.242.757	5.772.757	6.242.757	5.772.757
Adiantamento para futuro aumento de capital		-	470.000	-	470.000
Ajustes de avaliação patrimonial	28.2	586.053	564.349	586.053	564.349
Reserva legal		877.479	792.276	877.479	792.276
Reserva de retenção de lucros		4.241.625	4.205.112	4.241.625	4.205.112
Dividendo adicional proposto		842.153	857.729	842.153	857.729
		<b>12.790.067</b>	<b>12.662.223</b>	<b>12.790.067</b>	<b>12.662.223</b>
<b>Atribuível aos acionistas não controladores</b>					
	14.2.2	-	-	<b>106.730</b>	<b>211.363</b>
		<b>12.790.067</b>	<b>12.662.223</b>	<b>12.896.797</b>	<b>12.873.586</b>
<b>TOTAL DO PASSIVO</b>		<b>21.757.353</b>	<b>22.121.524</b>	<b>24.687.546</b>	<b>24.715.085</b>

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras

**Demonstrações de Resultados**  
 dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2022 e de 2021  
 em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	29	<b>3.553.084</b>	<b>4.065.942</b>	<b>5.039.660</b>	<b>7.551.426</b>
<b>Custos Operacionais</b>	30	<b>(1.628.288)</b>	<b>(2.280.598)</b>	<b>(2.653.101)</b>	<b>(4.905.411)</b>
<b>LUCRO OPERACIONAL BRUTO</b>		<b>1.924.796</b>	<b>1.785.344</b>	<b>2.386.559</b>	<b>2.646.015</b>
<b>Outras Receitas (Despesas) Operacionais</b>					
Despesas com vendas (reversão de despesas líquida)	30	(2.804)	(116)	(2.833)	7
Despesas gerais e administrativas	30	(179.385)	(245.515)	(225.281)	(284.950)
Repactuação Risco Hidrológico - GSF	16.1	-	1.198.933	-	1.560.896
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	30	(48.968)	(49.059)	(97.665)	(48.901)
Resultado da equivalência patrimonial	14.1	692.364	1.048.724	470.606	356.372
		<b>461.207</b>	<b>1.952.967</b>	<b>144.827</b>	<b>1.583.424</b>
<b>LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS</b>		<b>2.386.003</b>	<b>3.738.311</b>	<b>2.531.386</b>	<b>4.229.439</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	31				
Receitas financeiras		155.889	79.015	277.671	125.758
Despesas financeiras		(725.411)	(420.983)	(902.309)	(564.102)
		<b>(569.522)</b>	<b>(341.968)</b>	<b>(624.638)</b>	<b>(438.344)</b>
<b>LUCRO OPERACIONAL</b>		<b>1.816.481</b>	<b>3.396.343</b>	<b>1.906.748</b>	<b>3.791.095</b>
<b>IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL</b>	11.3				
Imposto de renda e contribuição social		-	(43.878)	(212.852)	(214.862)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		(112.429)	(664.557)	(94.437)	(756.134)
		<b>(112.429)</b>	<b>(708.435)</b>	<b>(307.289)</b>	<b>(970.996)</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO</b>		<b>1.704.052</b>	<b>2.687.908</b>	<b>1.599.459</b>	<b>2.820.099</b>
Atribuído ao acionista da empresa controladora		-	-	1.704.052	2.687.908
Atribuído aos acionistas não controladores	14.2.2	-	-	(104.593)	132.191
<b>LUCRO LÍQUIDO BÁSICO E DILUÍDO POR AÇÃO ATRIBUÍDO AO ACIONISTA DA EMPRESA CONTROLADORA - em reais</b>	28.3				
Ações ordinárias		0,27983	0,46598		

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras

**Demonstrações de Resultados Abrangentes**  
 dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2022 e de 2021  
 em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
<b>LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO</b>		<b>1.704.052</b>	<b>2.687.908</b>	<b>1.599.459</b>	<b>2.820.099</b>
<b>Outros resultados abrangentes</b>					
<b>Itens que não serão reclassificados para o resultado</b>					
Ganhos (perdas) com passivos atuariais	28.2	88.303	62.071	88.200	62.071
benefícios pós-emprego		(63)	-	-	-
benefícios pós-emprego - equivalência patrimonial		(30.023)	(21.104)	(30.023)	(21.104)
Tributos sobre outros resultados abrangentes					
<b>Total de outros resultados abrangentes, líquido de tributos</b>		<b>58.217</b>	<b>40.967</b>	<b>58.177</b>	<b>40.967</b>
<b>RESULTADO ABRANGENTE DO EXERCÍCIO</b>		<b>1.762.269</b>	<b>2.728.875</b>	<b>1.657.636</b>	<b>2.861.066</b>
Atribuível ao acionista, da empresa Controladora		-	-	1.762.269	2.728.875
Atribuível aos acionistas não controladores		-	-	(104.633)	132.191

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras

**Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido**  
**dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2022 e de 2021**  
**em milhares de reais**

	NE nº	Atribuível ao acionista da empresa controladora							Lucros acumulados	Total Controladora	Atribuível aos acionistas não controladores	Total Consolidado
		Capital social	Adiantamento para futuro aumento de capital	Ajustes de avaliação patrimonial		Reservas de lucros						
				Custo atribuído do imobilizado	Outros resultados abrangentes	Reserva legal	Reserva de retenção de lucros	Dividendo adicional proposto				
<b>Saldo em 1º de janeiro de 2021</b>		<b>5.765.226</b>	-	<b>680.364</b>	<b>(110.406)</b>	<b>657.881</b>	<b>3.137.130</b>	<b>602.540</b>	-	<b>10.732.735</b>	<b>93.140</b>	<b>10.825.875</b>
Lucro líquido do exercício		-	-	-	-	-	-	-	2.687.908	2.687.908	132.191	2.820.099
Outros resultados abrangentes		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Perdas atuariais, líquidas de tributos	28.2	-	-	-	40.967	-	-	-	-	40.967	-	40.967
<b>Resultado abrangente total do exercício</b>		-	-	-	<b>40.967</b>	-	-	-	<b>2.687.908</b>	<b>2.728.875</b>	<b>132.191</b>	<b>2.861.066</b>
Realização do custo atribuído do imobilizado, líquida de tributos	28.2	-	-	(46.576)	-	-	-	-	46.576	-	-	-
Recebimento de adiantamento		-	470.000	-	-	-	-	-	-	470.000	-	470.000
Aumento de capital		7.531	-	-	-	-	-	-	-	7.531	-	7.531
Deliberação de dividendo adicional proposto		-	-	-	-	-	-	(602.540)	-	(602.540)	-	(602.540)
Destinação proposta à A.G.O.:		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reserva legal		-	-	-	-	134.395	-	-	(134.395)	-	-	-
Juros sobre o capital próprio	28.4	-	-	-	-	-	-	-	(240.000)	(240.000)	-	(240.000)
Dividendos	28.4	-	-	-	-	-	-	857.729	(1.292.107)	(434.378)	(13.968)	(448.346)
Reserva de retenção de lucros		-	-	-	-	-	1.067.982	-	(1.067.982)	-	-	-
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2021</b>		<b>5.772.757</b>	<b>470.000</b>	<b>633.788</b>	<b>(69.439)</b>	<b>792.276</b>	<b>4.205.112</b>	<b>857.729</b>	-	<b>12.662.223</b>	<b>211.363</b>	<b>12.873.586</b>
Lucro líquido (prejuízo) do exercício		-	-	-	-	-	-	-	1.704.052	1.704.052	(104.593)	1.599.459
Outros resultados abrangentes		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganhos atuariais, líquidos de tributos	28.2	-	-	-	58.217	-	-	-	-	58.217	(40)	58.177
<b>Resultado abrangente total do exercício</b>		-	-	-	<b>58.217</b>	-	-	-	<b>1.704.052</b>	<b>1.762.269</b>	<b>(104.633)</b>	<b>1.657.636</b>
Realização do custo atribuído do imobilizado, líquida de tributos	28.2	-	-	(36.513)	-	-	-	-	36.513	-	-	-
Aumento de capital	28.1	470.000	(470.000)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deliberação de dividendo adicional proposto		-	-	-	-	-	-	(857.729)	-	(857.729)	-	(857.729)
Destinação proposta à A.G.O.:		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reserva legal		-	-	-	-	85.203	-	-	(85.203)	-	-	-
Juros sobre o capital próprio	28.4	-	-	-	-	-	-	-	(776.696)	(776.696)	-	(776.696)
Dividendos	28.4	-	-	-	-	-	-	842.153	(842.153)	-	-	-
Reserva de retenção de lucros		-	-	-	-	-	36.513	-	(36.513)	-	-	-
<b>Saldo em 31 de Dezembro de 2022</b>		<b>6.242.757</b>	-	<b>597.275</b>	<b>(11.222)</b>	<b>877.479</b>	<b>4.241.625</b>	<b>842.153</b>	-	<b>12.790.067</b>	<b>106.730</b>	<b>12.896.797</b>

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras

## Demonstrações dos Fluxos de Caixa

dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2022 e de 2021  
em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>					
Lucro líquido do exercício		<b>1.704.052</b>	<b>2.687.908</b>	<b>1.599.459</b>	<b>2.820.099</b>
<b>Ajustes para a reconciliação do lucro líquido do exercício com a geração de caixa das atividades operacionais:</b>					
Encargos, variações monetárias e cambiais não realizadas - líquidas		685.112	365.214	863.144	500.120
Juros efetivos - bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas	8.1	(118.439)	(134.482)	(118.439)	(134.482)
Remuneração de contratos de concessão de transmissão	9.1	(674.379)	(1.024.111)	(769.248)	(1.084.986)
Imposto de renda e contribuição social	11.3	-	43.878	212.852	214.862
Imposto de renda e contribuição social diferidos	11.3	112.429	664.557	94.437	756.134
Resultado da equivalência patrimonial	14.1	(692.364)	(1.048.724)	(470.606)	(356.372)
Apropriação de obrigações de benefícios pós emprego	21.4	84.292	74.609	84.910	75.209
Constituição para programas de pesquisa e desenvolvimento	23.1	30.679	31.494	39.328	61.321
Depreciação e amortização	30	387.812	334.064	767.069	597.187
Perdas estimadas, provisões e reversões operacionais líquidas	30.4	(7.659)	33.443	99.507	(108.236)
Resultado da repactuação do risco hidrológico - GSF	16.1	-	(1.198.933)	-	(1.560.896)
Realização de mais/menos valia em combinações de negócios	9.1	-	-	(721)	(722)
Valor justo nas operações com derivativos	31	2.907	20.401	2.907	20.401
Baixas de contas a receber vinculadas à concessão		26.451	-	26.451	-
Resultado das baixas de imobilizado	15.2	2.135	1.814	42.774	40.305
Resultado das baixas de intangíveis	16.2	1.518	-	1.519	-
Resultado das baixas de direito de uso de ativos e passivo de arrendamentos - líquido	25.1 e 25.2	(32)	(15)	(101)	(26)
		<b>1.544.514</b>	<b>851.117</b>	<b>2.475.242</b>	<b>1.839.918</b>
<b>Redução (aumento) dos ativos</b>					
Clientes		621.691	596.620	843.567	773.192
Dividendos e juros sobre o capital próprio recebidos		454.094	310.354	63.930	72.890
Depósitos judiciais		1.487	(3.191)	559	(5.645)
Outros créditos		(12.778)	(14.672)	(7.388)	(17.356)
Estoques		(3.829)	(2.837)	(3.829)	(2.837)
Imposto de renda e contribuição social a recuperar		(212.910)	(153.155)	(230.592)	(159.344)
Outros tributos a recuperar		(3.685)	(64.982)	(16.442)	(108.000)
Despesas antecipadas		(1.560)	(2.041)	(4.690)	(2.082)
Partes relacionadas		(279)	(2.604)	35	(3.371)
		<b>842.231</b>	<b>663.492</b>	<b>645.150</b>	<b>547.447</b>
<b>Aumento (redução) dos passivos</b>					
Obrigações sociais e trabalhistas		(82.879)	(3.782)	(83.112)	(3.494)
Partes relacionadas		(83)	(782)	(317)	(918)
Fornecedores		(203.949)	(48.975)	(394.568)	(89.546)
Outras obrigações fiscais		77.339	7.746	81.842	49.098
Benefícios pós-emprego	21.4	(61.404)	(58.864)	(61.930)	(59.400)
Encargos setoriais a recolher		(1.664)	2.701	(4.132)	3.441
Pesquisa e desenvolvimento	23.1	(59.554)	(38.408)	(66.629)	(62.753)
Contas a pagar vinculadas à concessão	24.1	(3.842)	(5.186)	(3.842)	(5.186)
Outras contas a pagar		34.455	3.638	90.155	2.503
Provisões para litígios quitadas	27.1	(54.387)	(63.032)	(56.881)	(63.190)
		<b>(355.968)</b>	<b>(204.944)</b>	<b>(499.414)</b>	<b>(229.445)</b>
<b>CAIXA GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>					
		<b>2.030.777</b>	<b>1.309.665</b>	<b>2.620.978</b>	<b>2.157.920</b>
Imposto de renda e contribuição social pagos		-	(115.654)	(134.372)	(255.254)
Encargos de empréstimos e financiamentos pagos	19.3	(99.225)	(81.837)	(218.711)	(146.126)
Encargos de debêntures pagos	20.2	(386.296)	(114.098)	(428.659)	(154.951)
Encargos de passivo de arrendamentos pagos	25.2	(5.781)	(4.296)	(7.007)	(4.399)
Encargos de obrigações com partes relacionadas pagos		(59.256)	(374)	-	(374)
<b>CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>					
		<b>1.480.219</b>	<b>993.406</b>	<b>1.832.229</b>	<b>1.596.816</b>

(continua)

**Demonstrações dos Fluxos de Caixa**  
**dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2022 e de 2021 (continuação)**  
**em milhares de reais**

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO</b>					
Aplicações financeiras		(27.494)	15.087	(78.015)	(47.638)
Aquisições de controladas - efeito líquido do caixa adquirido	1.1.1	(18.031)	(578.237)	(18.031)	(501.886)
Aportes em investimentos	14.1	(81.622)	(193.550)	-	(30.870)
Redução de capital em investidas	14.1	61.536	-	61.536	-
Aquisições de imobilizado		(104.197)	(46.207)	(520.601)	(288.401)
Aquisições de intangível	16.2	(4.606)	(4.772)	(4.368)	(5.607)
<b>CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO</b>		<b>(174.414)</b>	<b>(807.679)</b>	<b>(559.479)</b>	<b>(874.402)</b>
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO</b>					
Ingressos de empréstimos e financiamentos	19.3	1.033.651	52.163	1.141.954	134.313
Custos de transação na captação de empréstimos e financiamentos	19.3	(4.202)	-	(4.202)	(1.647)
Ingressos de debêntures emitidas	20.2	-	1.500.000	-	1.500.000
Custos de transação na emissão de debêntures		-	(15.321)	-	(15.321)
Ingressos de mútuos obtidos com partes relacionadas		-	497.650	46.063	-
Recebimento de adiantamento para futuro aumento de capital		-	470.000	-	470.000
Amortizações de principal de empréstimos e financiamentos	19.3	(132.168)	(125.343)	(215.693)	(187.991)
Amortizações de principal de debêntures	20.2	(739.617)	(733.761)	(793.148)	(773.476)
Amortizações de principal de passivo de arrendamentos	25.2	(13.939)	(10.493)	(14.182)	(10.707)
Amortizações de principal de obrigações com partes relacionadas		(407.650)	(90.000)	-	(33.528)
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos		(1.783.400)	(1.371.648)	(1.783.400)	(1.383.939)
<b>CAIXA LÍQUIDO (UTILIZADO) GERADO PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO</b>		<b>(2.047.325)</b>	<b>173.247</b>	<b>(1.622.608)</b>	<b>(302.296)</b>
<b>TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA</b>		<b>(741.520)</b>	<b>358.974</b>	<b>(349.858)</b>	<b>420.118</b>
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	5	1.122.475	763.501	1.929.858	1.509.740
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	5	380.955	1.122.475	1.580.000	1.929.858
<b>VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA</b>		<b>(741.520)</b>	<b>358.974</b>	<b>(349.858)</b>	<b>420.118</b>

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras

**Demonstrações do Valor Adicionado**  
 dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2022 e de 2021  
 em milhares de reais

VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
<b>Receitas</b>				
Venda de energia e outros serviços	3.906.810	4.289.304	5.541.764	8.154.819
Receita de construção	224.725	377.126	657.619	552.473
Repactuação do Risco Hidrológico - GSF	-	1.198.933	-	1.560.896
Outras receitas	28.401	27.505	29.983	33.575
Perdas de crédito esperadas	(2.804)	(116)	(2.833)	7
	<b>4.157.132</b>	<b>5.892.752</b>	<b>6.226.533</b>	<b>10.301.770</b>
<b>( - ) Insumos adquiridos de terceiros</b>				
Energia elétrica comprada para revenda	350.882	1.054.039	390.215	1.356.131
Encargos de uso da rede elétrica	378.399	334.451	618.544	535.116
Material, insumos e serviços de terceiros	152.925	125.385	399.900	2.325.748
Custo de construção	168.437	301.918	588.830	476.900
Perda de valores ativos	37.102	7.674	68.971	9.298
Provisão (reversão) de perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos - <i>Impairment</i>	(25.374)	(11.765)	82.758	(150.541)
Outros insumos / reversões de provisões	61.099	90.990	76.169	97.913
	<b>1.123.470</b>	<b>1.902.692</b>	<b>2.225.387</b>	<b>4.650.565</b>
<b>( = ) VALOR ADICIONADO BRUTO</b>	<b>3.033.662</b>	<b>3.990.060</b>	<b>4.001.146</b>	<b>5.651.205</b>
<b>( - ) Depreciação e amortização</b>	<b>387.812</b>	<b>334.064</b>	<b>767.069</b>	<b>597.187</b>
<b>( = ) VALOR ADICIONADO LÍQUIDO</b>	<b>2.645.850</b>	<b>3.655.996</b>	<b>3.234.077</b>	<b>5.054.018</b>
<b>( + ) Valor adicionado transferido</b>				
Resultado da equivalência patrimonial	692.364	1.048.724	470.606	356.372
Receitas financeiras	155.889	79.015	277.671	125.758
Outras receitas	5.919	2.828	5.968	2.893
	<b>854.172</b>	<b>1.130.567</b>	<b>754.245</b>	<b>485.023</b>
	<b>3.500.022</b>	<b>4.786.563</b>	<b>3.988.322</b>	<b>5.539.041</b>

(continua)

## Demonstrações do Valor Adicionado

dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2022 e de 2021 (continuação)

em milhares de reais

DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO	Controladora				Consolidado			
	31.12.2022	%	31.12.2021	%	31.12.2022	%	31.12.2021	%
<b>Pessoal</b>								
Remunerações e honorários	225.943		223.917		245.197		241.100	
Planos previdenciário e assistencial	77.134		70.326		79.674		71.905	
Auxílio alimentação e educação	26.781		25.249		27.426		25.710	
Encargos sociais - FGTS	14.311		14.662		15.620		15.827	
Programa de desligamentos voluntários	(2.461)		39.649		(2.461)		39.649	
Provisões por desempenho e participação nos lucros	10.715		90.001		10.717		90.325	
	<b>352.423</b>	<b>10,1</b>	<b>463.804</b>	<b>9,7</b>	<b>376.173</b>	<b>9,4</b>	<b>484.516</b>	<b>8,7</b>
<b>Governo</b>								
Federal								
Tributos	443.409		987.161		723.308		1.343.090	
Encargos setoriais	259.195		195.112		317.473		256.654	
Estadual	4.766		22.845		25.613		45.838	
Municipal	6.820		10.207		7.632		12.703	
	<b>714.190</b>	<b>20,4</b>	<b>1.215.325</b>	<b>25,4</b>	<b>1.074.026</b>	<b>26,9</b>	<b>1.658.285</b>	<b>29,9</b>
<b>Terceiros</b>								
Juros	721.648		414.979		909.519		556.873	
Arrendamentos e aluguéis	6.923		4.127		24.835		14.598	
Doações, subvenções e contribuições	786		420		4.310		4.670	
	<b>729.357</b>	<b>20,8</b>	<b>419.526</b>	<b>8,8</b>	<b>938.664</b>	<b>23,5</b>	<b>576.141</b>	<b>10,4</b>
<b>Acionistas</b>								
Lucros retidos	85.203		1.155.801		85.203		1.155.801	
Remuneração do capital próprio	776.696		240.000		776.696		240.000	
Dividendos	842.153		1.292.107		842.153		1.292.107	
Participações de acionistas não controladores	-		-		(104.593)		132.191	
	<b>1.704.052</b>	<b>48,7</b>	<b>2.687.908</b>	<b>56,1</b>	<b>1.599.459</b>	<b>40,2</b>	<b>2.820.099</b>	<b>51,0</b>
	<b>3.500.022</b>	<b>100,0</b>	<b>4.786.563</b>	<b>100,0</b>	<b>3.988.322</b>	<b>100,0</b>	<b>5.539.041</b>	<b>100,0</b>

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras

## **NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS**

**em 31 de dezembro de 2022**

**em milhares de reais**

### **1 Contexto Operacional**

A Copel Geração e Transmissão S.A. (Copel GeT, Companhia ou Controladora), com sede na rua José Izidoro Biazetto, 158, bloco A, bairro Mossunguê, Curitiba - PR, é uma sociedade por ações de capital aberto, categoria "B", subsidiária integral da Companhia Paranaense de Energia (Copel).

A Companhia tem como principais atividades regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME, pesquisar, estudar, planejar, construir e explorar a produção, transformação, transporte e comercialização de energia elétrica. Adicionalmente, a Companhia tem participação em consórcios e em sociedades de propósito específico, com o objetivo de desenvolver atividades nas áreas de geração e transmissão de energia elétrica.

Em 24.11.2022, a Lei 21.272 do Estado do Paraná autorizou a transformação da Copel em companhia de capital disperso e sem acionista controlador ("Corporação") por meio de oferta pública secundária de ações e/ou Units de emissão da Copel e propriedade do Controlador. Em 21.12.2022, decorrente da autorização legal, o Conselho de Administração da Copel, aprovou a realização de estudos para viabilizar a renovação integral das Concessões das Usinas Hidrelétricas Governador Bento Munhoz da Rocha Netto, Governador Ney Braga e Governador José Richa e avaliar alternativas de captação de recursos visando o pagamento dos respectivos bônus de outorga. A transformação da Copel em "Corporação" possibilitará, nos termos da Lei 9.074/95, a manutenção de 100% de participação da Companhia nas usinas. Em 31.01.2023 o Conselho de Administração da Copel aprovou a contratação de consultores e assessores técnicos especializados para auxiliar nos estudos e na estruturação de eventual oferta.

#### **1.1 Participações societárias da Copel GeT**

A Copel GeT participa, direta ou indiretamente, em controladas (1.1.1), em empreendimentos controlados em conjunto (1.1.2), em coligadas (1.1.3) e em operações em conjunto (1.1.4). Até 31.12.2022 não ocorreram alterações, aquisições e alienações em relação às participações societárias de 31.12.2021. Em 06.10.2022, a Copel GeT celebrou contrato para a aquisição dos Complexos Eólicos Santa Rosa & Mundo Novo e Aventura e a operação foi concluída em 30.01.2023 conforme NE nº 38.1.

### 1.1.1 Controladas

Controlada	Sede	Atividade principal	Participação	
			%	Investidora
UEG Araucária S.A. (UEGA)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - gás natural	60,9	Copel GeT
São Bento Energia, Investimentos e Participações S.A. (São Bento)	Curitiba/PR	Controle e gestão de participações	100,0	Copel GeT
Nova Asa Branca I Energias Renováveis S.A.	S. Miguel do Gostoso/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Nova Asa Branca II Energias Renováveis S.A.	Parazinho/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Nova Asa Branca III Energias Renováveis S.A.	Parazinho/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Nova Eurus IV Energias Renováveis S.A.	Touros/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Santa Maria Energias Renováveis S.A.	Maracanaú/CE	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Santa Helena Energias Renováveis S.A.	Maracanaú/CE	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Ventos de Santo Uriel S.A.	João Câmara/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Cutia Empreendimentos Eólicos S.A. (Cutia)	Curitiba/PR	Controle e gestão de participações	100,0	Copel GeT
Brownfield Investment Holding Ltda. (Brownfield)	Curitiba/PR	Controle e gestão de participações	100,0	Copel GeT
Ventos de Serra do Mel B S.A.	Serra do Mel/RN	Controle e gestão de participações	68,8	Copel GeT
			31,2	Brownfield
Costa Oeste Transmissora de Energia S.A.	Curitiba/PR	Transmissão de energia elétrica	100,0	Copel GeT
Marumbi Transmissora de Energia S.A.	Curitiba/PR	Transmissão de energia elétrica	100,0	Copel GeT
Uirapuru Transmissora de Energia S.A.	Curitiba/PR	Transmissão de energia elétrica	100,0	Copel GeT
Bela Vista Geração de Energia S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	100,0	Copel GeT
F.D.A. Geração de Energia Elétrica S.A. (FDA)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	100,0	Copel GeT
Jandaíra I Energias Renováveis S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Jandaíra II Energias Renováveis S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Jandaíra III Energias Renováveis S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Jandaíra IV Energias Renováveis S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Eol Potiguar B61 SPE S.A. (a)	Serra do Mel/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
GE Olho D'Água S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	São Bento
GE Boa Vista S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	São Bento
GE Farol S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	São Bento
GE São Bento do Norte S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	São Bento
Central Geradora Eólica São Bento do Norte I S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Bento do Norte II S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Bento do Norte III S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Miguel I S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Miguel II S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Miguel III S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Guajiru S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Jangada S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Potiguar S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Cutia S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Maria Helena S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Esperança do Nordeste S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Paraíso dos Ventos do Nordeste S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Eol Potiguar B141 SPE S.A.	Serra do Mel/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Serra do Mel
Eol Potiguar B142 SPE S.A.	Serra do Mel/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Serra do Mel
Eol Potiguar B143 SPE S.A.	Serra do Mel/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Serra do Mel
Eol Ventos de Vila Paraiba IV SPE S.A.	Serra do Mel/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Serra do Mel

(a) Empreendimento eólico com 99,99992% da Copel Get e 0,00008% da Brownfield.

### Complexo Eólico Vilas

Em 30.11.2021 a Companhia concluiu a aquisição de 100% do Complexo Eólico Vilas e mensurou, preliminarmente, o valor justo dos ativos identificados adquiridos e os passivos assumidos na data da aquisição.

Em 30.09.2022, os valores provisórios da combinação de negócios foram revisados. O quadro a seguir apresenta o valor justo dos ativos líquidos adquiridos atualizado após os ajustes finais da combinação de negócios:

	Valor contábil ajustado (a)	Ajuste ao valor justo	Valor justo na data da aquisição
<b>Ativos identificados</b>	<b>901.059</b>	<b>301.102</b>	<b>1.202.161</b>
Caixa e equivalentes	76.350	-	76.350
Títulos e valores mobiliários	13.236	-	13.236
Clientes	23.585	-	23.585
Outros créditos	341	-	341
Imposto de renda e contribuição social	476	-	476
Outros tributos a recuperar	64	-	64
Despesas antecipadas	24	-	24
Imobilizado	754.557	-	754.557
Intangível	10.275	301.102	311.377
Direito de uso de ativos	22.151	-	22.151
<b>Passivos assumidos</b>	<b>605.893</b>	<b>102.375</b>	<b>708.268</b>
Fornecedores	11.229	-	11.229
Imposto de renda e contribuição social	117	-	117
Outras obrigações fiscais	2.905	-	2.905
Imposto de renda e contribuição social diferidos	3.191	102.375	105.566
Empréstimos e financiamentos	539.671	-	539.671
Passivo de arrendamento	22.379	-	22.379
Outras contas a pagar	26.401	-	26.401
<b>Ativos líquidos adquiridos</b>	<b>295.166</b>	<b>198.727</b>	<b>493.893</b>

(a) Valor contábil das investidas ajustado às práticas da Companhia antes da alocação do valor justo na combinação de negócios.

O quadro a seguir apresenta a variação dos valores em relação aos registros preliminares efetuados em 30.11.2021 e os valores finais atualizados em 31.12.2022:

	Valores preliminares	Ajuste	Valores finais
Valor da contraprestação	597.684	(1.416)	596.268
(-) Valor justo dos ativos líquidos adquiridos	503.463	(9.570)	493.893
<b>Ágio técnico</b>	<b>94.221</b>	<b>8.154</b>	<b>102.375</b>

A revisão dos valores provisórios da combinação de negócios teve reflexo na mensuração da mais valia e do ágio técnico no total de R\$ 8.154. Considerando que o ajustes não são relevantes nas Demonstrações Financeiras, sem impacto no resultado da Companhia, os saldos de 31.12.2021 não estão sendo reapresentados. Do total pago pela operação, R\$ 578.236 foram desembolsados em novembro de 2021 e o saldo remanescente, de R\$ 18.031, durante o exercício de 2022.

### 1.1.2 Empreendimentos controlados em conjunto

Empreendimento controlado em conjunto	Sede	Atividade principal	Participação	
			%	Investidora
Caiuá Transmissora de Energia S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Integração Maranhense Transmissora de Energia S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Matrinchã Transmissora de Energia (TP NORTE) S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Guaraciaba Transmissora de Energia (TP SUL) S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	24,5	Copel GeT
Mata de Santa Genebra Transmissão S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	50,1	Copel GeT
Cantareira Transmissora de Energia S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT

### 1.1.3 Coligadas

Coligada	Sede	Atividade principal	Participação %	
			%	Investidora
Foz do Chopim Energética Ltda.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	35,77	Copel GeT

### 1.1.4 Operações em conjunto (consórcios)

A Companhia possui participação em algumas operações em conjunto. Os dois empreendimentos relevantes, com valores registrados no imobilizado da Companhia, estão apresentados na NE nº 15.3.

## 2 Concessões e Autorizações

Concessões de Geração	Participação %	Vencimento	
<b>CONCESSÕES ONEROSAS PELO DIREITO DE USO DO BEM PÚBLICO - UBP</b>			
Contrato de Concessão de geração nº 001/2007 - UHE Gov. Jayme Canet Júnior (Mauá)	51	27.05.2047	
Contrato de Concessão nº 001/2011 - UHE Colíder	100	30.01.2046	
Autorização - Portaria nº 133/2011 - PCH Cavernoso II	100	06.12.2050	
Contrato de Concessão nº 002/2012 - UHE Baixo Iguaçu	30	03.12.2049	
Contrato de Concessão nº 007/2013			
UHE Apucarantina	100	27.01.2027	
UHE Chaminé	100	02.08.2028	
UHE Derivação do Rio Jordão	100	21.06.2032	
UHE Cavernoso	100	23.06.2033	
<b>CONCESSÕES DE SERVIÇO PÚBLICO</b>			
Contrato de Concessão nº 045/1999			
UTE Figueira (NE nº 33.2.6)	100	27.03.2019	
UHE São Jorge (NE nº 33.2.6)	100	24.07.2026	
UHE Gov. Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo)	100	25.09.2032	
UHE Gov. José Richa (Salto Caxias)	100	20.03.2033	
Contrato de Concessão nº 001/2020			
UHE Guaricana	100	21.07.2028	
Autorização - Resolução nº 278/1999 - EOL Palmas	100	29.09.2029	
Despacho nº 182/2002 - Central Geradora Hidrelétrica - CGH Melissa, CGH Pitangui e CGH Salto do Vau (apenas registro na Aneel)	100	-	
Contrato de Concessão nº 003/2016 - UHE Gov. Pedro Viriato Parigot de Souza (GPS)	100	03.01.2053	
UHE Marumbi - Declaração de registro de central geradora: CGH.PH.PR.001501-6.02	100	-	
Resolução Autorizativa Aneel nº 5373/2015 - CGH Chopim I (apenas registro na Aneel)	100	-	
<b>Contratos de Concessão / Autorização das Participações Societárias</b>			
UEG Araucária	Resolução nº 351/1999 - UTE Araucária	60,9	23.12.2029
Nova Asa Branca I	Portaria MME nº 267/2011 - EOL Asa Branca I	100	25.04.2046
Nova Asa Branca II	Portaria MME nº 333/2011 - EOL Asa Branca II	100	31.05.2046
Nova Asa Branca III	Portaria MME nº 334/2011 - EOL Asa Branca III	100	31.05.2046
Nova Eurus IV	Portaria MME nº 273/2011 - EOL Eurus IV	100	27.04.2046
Santa Maria	Portaria MME nº 274/2012 - EOL SM	100	08.05.2047
Santa Helena	Portaria MME nº 207/2012 - EOL Santa Helena	100	09.04.2047
Ventos de Santo Uriel	Portaria MME nº 201/2012 - EOL Ventos de Santo Uriel	100	09.04.2047
GE Boa Vista	Portaria MME nº 276/2011 - EOL Dreen Boa Vista	100	28.04.2046
GE Farol	Portaria MME nº 263/2011 - EOL Farol	100	20.04.2046
GE Olho D'Água	Portaria MME nº 343/2011 - EOL Dreen Olho D'Água	100	01.06.2046
GE São Bento do Norte	Portaria MME nº 310/2011 - EOL Dreen São Bento do Norte	100	19.05.2046
Esperança do Nordeste	Portaria MME nº 183/2015 - EOL Esperança do Nordeste	100	11.05.2050
Paraíso dos Ventos do Nordeste	Portaria MME nº 182/2015 - EOL Paraíso dos Ventos do Nordeste	100	11.05.2050
Usina de Energia Eólica Jangada	REA nº 3.257/2011 - EOL GE Jangada	100	05.01.2042
Maria Helena	REA nº 3.259/2011 - EOL GE Maria Helena	100	05.01.2042
Usina de Energia Eólica Potiguar	Portaria MME nº 179/2015 - EOL Potiguar	100	11.05.2050
Usina de Energia Eólica Guajiru	REA nº 3.256/2011 - EOL Dreen Guajiru	100	05.01.2042
Usina de Energia Eólica Cutia	REA nº 3.258/2011 - EOL Dreen Cutia	100	05.01.2042
São Bento do Norte I	Portaria nº 349/2015 - EOL São Bento do Norte I	100	04.08.2050
São Bento do Norte II	Portaria nº 348/2015 - EOL São Bento do Norte II	100	04.08.2050
São Bento do Norte III	Portaria nº 347/2015 - EOL São Bento do Norte III	100	04.08.2050
São Miguel I	Portaria nº 352/2015 - EOL São Miguel I	100	04.08.2050
São Miguel II	Portaria nº 351/2015 - EOL São Miguel II	100	04.08.2050
São Miguel III	Portaria nº 350/2015 - EOL São Miguel III	100	04.08.2050
Foz do Chopim	Autorização - Resolução nº 114/2000 - PCH Arturo Andreoli	35,77	15.08.2032
PCH Bela Vista (NE nº 15.5.1)	Resolução Autorizativa nº 913/2007 - transferência de titularidade pela Resolução Autorizativa nº 7802/2019	100,0	02.01.2041
F.D.A. Geração de Energia Elétrica (NE nº 33.2.6)	Contrato de Concessão de Geração nº 002/2020	100	21.12.2024
Jandaíra I Energias Renováveis (NE nº 15.5.2)	Portaria nº 140/2020 - EOL Jandaíra I	100	02.04.2055
Jandaíra II Energias Renováveis (NE nº 15.5.2)	Portaria nº 141/2020 - EOL Jandaíra II	100	02.04.2055
Jandaíra III Energias Renováveis (NE nº 15.5.2)	Portaria nº 142/2020 - EOL Jandaíra III	100	02.04.2055
Jandaíra IV Energias Renováveis (NE nº 15.5.2)	Portaria nº 139/2020 - EOL Jandaíra IV	100	02.04.2055
EOL Potiguar B 141 SPE S.A.	Portaria nº 02/2019 - EOL Vila Maranhão I	100	11.01.2054
EOL Potiguar B 142 SPE S.A.	Portaria nº 12/2019 - EOL Vila Maranhão II	100	14.01.2054
EOL Potiguar B 143 SPE S.A.	Portaria nº 13/2019 - EOL Vila Maranhão III	100	14.01.2054
EOL Potiguar B 61 SPE S.A.	Portaria nº 453/2019 - EOL Ventos de Vila Mato Grosso I	100	06.12.2054
Ventos de Vila Paraiba IV SPE S.A.	Portaria nº 10/2019 - EOL Vila Ceará I	100	14.01.2054

Copel GeT	Participação %	Vencimento	Próxima revisão tarifária
<b>Contratos de Concessões de Linhas de Transmissão - LT e Subestações - SE</b>			
<b>Contrato nº 060/2001</b> - Instalações de transmissão (diversos LTs e SEs) - prorrogado pelo 3º termo aditivo	100	01.01.2043	2023
<b>Contrato nº 075/2001</b> - LT 230 kV Bateias - Jaguariaíva	100	17.08.2031	(a)
<b>Contrato nº 006/2008</b> - LT 230 kV Bateias - Pilarzinho	100	17.03.2038	2023
<b>Contrato nº 027/2009</b> - LT 525 kV Foz do Iguaçu - Cascavel Oeste	100	19.11.2039	2025
<b>Contrato nº 010/2010</b> - LT 500 kV Araraquara II - Taubaté	100	06.10.2040	2026
<b>Contrato nº 015/2010</b> - SE Cerquilha III 230/138 kV	100	06.10.2040	2026
<b>Contrato nº 022/2012</b> - LT 230 kV Londrina - Figueira e LT 230 kV Foz do Chopim - Salto Osório	100	27.08.2042	2023
<b>Contrato nº 002/2013</b> - LT 230 kV Assis - Paraguaçu Paulista II e SE Paraguaçu Paulista II 230 kV	100	25.02.2043	2023
<b>Contrato nº 005/2014</b> - LT 230 kV Bateias - Curitiba Norte e SE Curitiba Norte 230/138 kV	100	29.01.2044	2024
<b>Contrato nº 021/2014</b> - LT 230 kV Foz do Chopim - Realeza e SE Realeza 230/138 kV	100	05.09.2044	2025
<b>Contrato nº 022/2014</b> - LT 500 kV Assis - Londrina	100	05.09.2044	2025
<b>Contrato nº 006/2016</b> - LT 525 kV Curitiba Leste - Blumenau	100	07.04.2046	2026
LT 230 kV Baixo Iguaçu - Realeza			
LT 230 kV Curitiba Centro - Uberaba			
SE Medianeira 230/138 kV			
SE Curitiba Centro 230/138 kV			
SE Andará Leste 230/138 kV			
<b>Contratos de Concessão / Autorização das Participações Societárias</b>			
<b>Costa Oeste Transmissora</b>	<b>Contrato nº 001/2012:</b>	100	12.01.2042
	LT 230 kV Cascavel Oeste - Umuarama		
	SE Umuarama 230/138 kV		
<b>Caiuá Transmissora</b>	<b>Contrato nº 007/2012:</b>	49	10.05.2042
	LT 230 kV Umuarama - Guaíra		
	LT 230 kV Cascavel Oeste - Cascavel Norte		
	SE Santa Quitéria 230/138/13,8 kV		
	SE Cascavel Norte 230/138/13,8 kV		
<b>Marumbi Transmissora</b>	<b>Contrato nº 008/2012:</b>	100	10.05.2042
	LT 525 kV Curitiba - Curitiba Leste		
	SE Curitiba Leste 525/230 kV		
<b>Integração Maranhense</b>	<b>Contrato nº 011/2012:</b> LT 500 kV Açailândia - Miranda II	49	10.05.2042
<b>Matrinchã Transmissora</b>	<b>Contrato nº 012/2012:</b>	49	10.05.2042
	LT 500 kV Paranaita - Cláudia		
	LT 500 kV Cláudia - Paranatinga		
	LT 500 kV Paranatinga - Ribeirãozinho		
	SE Paranaita 500 kV		
	SE Cláudia 500 kV		
	SE Paranatinga 500 kV		
<b>Guaraciaba Transmissora</b>	<b>Contrato nº 013/2012:</b>	49	10.05.2042
	LT 500 kV Ribeirãozinho - Rio Verde Norte		
	LT 500 kV Rio Verde Norte - Marimbondo II		
	SE Marimbondo II 500 kV		
<b>Paranaíba Transmissora</b>	<b>Contrato nº 007/2013:</b>	24,5	02.05.2043
	LT 500 kV Barreiras II - Rio das Éguas		
	LT 500 kV Rio das Éguas - Luziânia		
	LT 500 kV Luziânia - Pirapora 2		
<b>Mata de Santa Genebra</b>	<b>Contrato nº 001/2014:</b>	50,1	14.05.2044
	LT 500 kV Itatiba - Bateias		
	LT 500 kV Araraquara 2 - Itatiba		
	LT 500 kV Araraquara 2 - Fernão Dias		
	SE Santa Bárbara D'Oeste 440 kV		
	SE Itatiba 500 kV		
	SE Fernão Dias 500/440 kV		
<b>Cantareira Transmissora</b>	<b>Contrato nº 019/2014:</b> LT Estreito - Fernão Dias	49	05.09.2044
<b>Uirapuru Transmissora</b>	<b>Contrato nº 002/2005:</b> LT 525 kV Ivaiporã - Londrina	100	04.03.2035

(a) Não passam por revisão tarifária e a RAP reduz para 50% no 16º ano.

### 3 Base de Preparação

As demonstrações financeiras individuais da Controladora e as demonstrações financeiras consolidadas foram preparadas de acordo com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (*International Financial Reporting Standards – IFRS*), emitido pelo *International Accounting Standards Board – IASB* e também de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, que compreendem os pronunciamentos, as orientações e as interpretações emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC, aprovados pela Comissão de Valores Mobiliários – CVM e pelo Conselho Federal de Contabilidade - CFC.

A Diretoria declara que todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, e somente elas, estão sendo evidenciadas e correspondem às utilizadas na gestão.

A emissão destas demonstrações financeiras individuais e consolidadas foi autorizada pelo Conselho de Administração em 28.03.2023.

#### 3.1 Moeda funcional e moeda de apresentação

As demonstrações financeiras individuais e consolidadas são apresentadas em real, que é a moeda funcional da Companhia. As informações financeiras foram arredondadas para o milhar mais próximo, exceto quando indicado de outra forma.

#### 3.2 Base de mensuração

As demonstrações financeiras individuais e consolidadas foram elaboradas com base no custo histórico, com exceção de determinados instrumentos financeiros e investimentos, conforme descrito nas respectivas práticas contábeis e notas explicativas.

#### 3.3 Uso de estimativas e julgamentos

Na preparação destas demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a Administração utilizou julgamentos, estimativas e premissas que afetam a aplicação de políticas contábeis e os valores reportados dos ativos, passivos, receitas e despesas da Copel GeT e de suas controladas. Os resultados reais podem divergir dessas estimativas.

As estimativas e premissas são revisadas de forma contínua e estas revisões são reconhecidas prospectivamente.

##### 3.3.1 Julgamentos

A seguir estão apresentadas as notas explicativas que contém informações sobre julgamentos realizados na aplicação das políticas contábeis com efeitos significativos sobre os valores reconhecidos nas demonstrações financeiras consolidadas:

- NEs nºs 4.1 e 14 - Base de consolidação e Investimentos: avaliação sobre a existência de controle e influência significativa; e
- NE nº 4.2 - Instrumentos financeiros: definição da categoria dos instrumentos financeiros.

### 3.3.2 Incertezas sobre premissas e estimativas

A seguir estão apresentadas as notas explicativas que contêm informações sobre as principais premissas a respeito do futuro e outras principais origens de incerteza nas estimativas que podem levar a ajustes significativos aos valores dos ativos e passivos no próximo exercício:

- NEs nºs 4.3 e 8 - Contas a receber vinculadas à concessão: previsão dos fluxos de caixa e do saldo indenizável dos contratos de concessão;
- NEs nºs 4.4 e 9 - Ativos de contrato: definição da taxa de remuneração dos contratos, alocação do preço às obrigações de performance e previsão dos fluxos de caixas;
- NEs nºs 4.7 e 15 - Imobilizado: previsão de vida útil dos ativos;
- NEs nºs 4.8 e 16 - Intangível: previsão de vida útil dos ativos;
- NEs nºs 4.9.1 e 7.2 - Perdas de crédito esperadas: estimativa de valores que não serão recebidos;
- NEs nºs 4.9.2 e 15.4 - Redução ao valor recuperável de ativos: definição de premissas, determinação da taxa de desconto e previsão dos fluxos de caixa;
- NEs nºs 4.10 e 27 - Provisões para litígios e passivos contingentes: estimativa de perdas em processos judiciais;
- NE nº 4.11 - Reconhecimento de receita: estimativa de valores não faturados e de margem de construção;
- NE nº 4.13 - Operações de compra e venda de energia elétrica na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE: previsão de valores que serão faturados pela CCEE;
- NE nº 4.14 - Instrumentos financeiros derivativos: operações de compra a termo de moeda;
- NEs nºs 4.15.1 e 11.1 - Imposto de renda e contribuição social diferidos: previsão de lucros tributáveis futuros;
- NEs nºs 4.16 e 21 - Benefícios pós-emprego: premissas atuariais para avaliação dos planos previdenciários e assistenciais;
- NEs nºs 4.17 e 25 - Direito de uso de ativos e Passivo de arrendamentos: definição da taxa de juros para os contratos.

### **3.4 Julgamento da Administração quanto à continuidade operacional**

A Administração concluiu não haver incertezas materiais que coloquem em dúvida a continuidade da Companhia. Não foram identificados eventos ou condições que, individual ou coletivamente, possam levantar dúvidas significativas quanto à capacidade de manter sua continuidade operacional.

As principais bases de julgamento utilizadas para tal conclusão são: (i) principais atividades decorrentes de concessões de longo prazo; (ii) patrimônio líquido expressivo (iii) forte geração de caixa operacional, inclusive com capacidade financeira para quitação de compromissos assumidos junto a instituições financeiras; (iv) série histórica de lucros nos últimos exercícios sociais; e (v) cumprimento dos objetivos e metas estabelecidos no Planejamento Estratégico da Companhia, o qual é aprovado pela Administração, acompanhado e revisado periodicamente, buscando a perenidade de suas atividades.

Para equacionar a capacidade financeira de curto prazo da Controladora, que apresenta capital circulante líquido negativo, a Administração vem monitorando a evolução da liquidez e adotando ações de adequação do programa de investimentos da Companhia, manutenção das ações de redução de custos e alongamento da dívida.

## **4 Principais Políticas Contábeis**

### **4.1 Base de consolidação**

#### **4.1.1 Método de equivalência patrimonial**

Os investimentos em controladas, em empreendimentos controlados em conjunto e em coligadas são reconhecidos nas demonstrações financeiras com base no método de equivalência patrimonial.

Conforme esse método, os investimentos são inicialmente registrados pelo valor de custo e o seu valor contábil é aumentado ou diminuído pelo reconhecimento da participação da investidora no lucro, no prejuízo e em outros resultados abrangentes gerados pelas investidas, após a aquisição. Esse método deve ser descontinuado a partir da data em que o investimento deixar de se qualificar como controlada, empreendimento controlado em conjunto ou coligada.

As distribuições de resultados reduzem o valor contábil dos investimentos.

Quando necessário, para cálculo das equivalências patrimoniais, as demonstrações financeiras das investidas são ajustadas para adequar suas políticas contábeis às da Controladora.

#### **4.1.2 Controladas**

As controladas são as entidades em que a investidora está exposta a, ou tem direito sobre, os retornos variáveis advindos de seu envolvimento com elas e tem a habilidade de afetar esses retornos exercendo seu poder sobre as entidades.

As demonstrações financeiras das controladas são incluídas nas demonstrações financeiras consolidadas a partir da data em que o controle se inicia até a data em que deixa de existir.

Os saldos de ativos, passivos e resultados das controladas são consolidados linha a linha e os saldos decorrentes das transações entre as empresas consolidadas são eliminados.

#### 4.1.3 Participação de acionistas não controladores

A participação de acionistas não controladores é apresentada no patrimônio líquido, separadamente do patrimônio líquido atribuível aos acionistas da Controladora. Os lucros, os prejuízos e os outros resultados abrangentes também são atribuídos separadamente dos atribuídos aos acionistas da Controladora, ainda que isso resulte em que as participações de acionistas não controladores tenham saldo deficitário.

#### 4.1.4 Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas

Os empreendimentos controlados em conjunto são as entidades em que a investidora, vinculada a um acordo, não exerce individualmente o poder de decisões financeiras e operacionais, independentemente do percentual de participação no capital votante.

As coligadas são as entidades sobre as quais a investidora tem influência significativa, mas não o controle.

Quando a participação nos prejuízos de um empreendimento controlado em conjunto ou de uma coligada se igualar ou exceder o saldo contábil de sua participação na investida, a investidora deve descontinuar o reconhecimento de sua participação em perdas futuras. Perdas adicionais serão consideradas, e um passivo reconhecido, somente se a investidora incorrer em obrigações legais ou construtivas (não formalizadas) ou efetuar pagamentos em nome da investida. Se a investida subsequentemente apurar lucros, a investidora deve retomar o reconhecimento de sua participação nesses lucros somente após o ponto em que a parte que lhe cabe nesses lucros posteriores se igualar à sua participação nas perdas não reconhecidas.

#### 4.1.5 Operações em conjunto (consórcios)

Operação em conjunto é um negócio em conjunto segundo o qual as partes integrantes que detêm o controle conjunto do negócio têm direitos sobre os ativos e têm obrigações pelos passivos relacionados ao negócio.

As operações em conjunto são contabilizadas na proporção de cota-parte de ativos, passivos e resultado, na empresa que detém a participação.

#### 4.1.6 Combinação de negócios

A análise da aquisição é feita caso a caso para determinar se a transação representa uma combinação de negócios ou uma compra de ativos. Transações entre empresas sob controle comum não configuram uma combinação de negócios.

Os ativos e passivos adquiridos em uma combinação de negócios são contabilizados utilizando o método de aquisição e são reconhecidos pelos seus respectivos valores justos na data de aquisição.

O excesso do custo de aquisição sobre o valor justo dos ativos líquidos adquiridos (ativos identificáveis adquiridos, líquidos dos passivos assumidos) é reconhecido como ágio (*goodwill*), no ativo intangível. Quando o valor gera um montante negativo, o ganho com compra vantajosa é reconhecido diretamente no resultado do exercício.

O valor pago que se refira especificamente a direito de concessão adquirido em combinação de negócios onde a entidade adquirida seja uma concessionária, cujo direito à concessão tenha prazo conhecido e definido, não se caracteriza como *goodwill*.

Nas aquisições de participação em coligadas e em empreendimentos controlados em conjunto, apesar de não configurarem uma combinação de negócios, os ativos líquidos adquiridos também são reconhecidos pelo valor justo. O ágio é apresentado no investimento.

## **4.2 Instrumentos financeiros**

Os instrumentos financeiros são reconhecidos imediatamente na data de negociação, ou seja, na concretização do surgimento da obrigação ou do direito. São inicialmente registrados pelo valor justo, a menos que seja um contas a receber de clientes sem um componente de financiamento significativo, acrescido, para um item não mensurado ao valor justo por meio do resultado, quaisquer custos de transação diretamente atribuíveis. Um contas a receber de clientes sem um componente significativo de financiamento é mensurado inicialmente ao preço da operação.

Os valores justos são apurados com base em cotação no mercado, para os instrumentos financeiros com mercado ativo, e pelo método do valor presente de fluxos de caixa esperados, para aqueles que não tem cotação disponível no mercado.

A Companhia e suas controladas não possuem instrumentos financeiros mensurados ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes. A Companhia opera com instrumentos financeiros derivativos conforme descrito na NE nº 4.14.

Os ativos financeiros não são reclassificados subsequentemente ao reconhecimento inicial, a não ser que a Companhia mude o modelo de negócios para a gestão de ativos financeiros, e neste caso todos os ativos financeiros afetados são reclassificados no primeiro dia do período de apresentação posterior à mudança no modelo de negócios.

Os instrumentos financeiros da Companhia são classificados e mensurados conforme descrito a seguir.

### **4.2.1 Ativos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado**

Compreendem ativos financeiros mantidos para negociação, ativos financeiros designados no reconhecimento inicial ao valor justo por meio do resultado ou ativos financeiros a serem obrigatoriamente mensurados ao valor justo. Ativos financeiros são classificados como mantidos para negociação se forem adquiridos com o objetivo de venda ou recompra no curto prazo. Ativos financeiros com fluxos de caixa que não sejam exclusivamente pagamentos do principal e juros são classificados e mensurados ao valor justo por meio do resultado, independentemente do modelo de negócios. Após o reconhecimento inicial, os custos de transação e os juros atribuíveis, quando incorridos, são reconhecidos no resultado.

#### 4.2.2 Ativos financeiros mensurados pelo custo amortizado

São assim classificados e mensurados quando: (i) o ativo financeiro for mantido dentro de modelo de negócios cujo objetivo seja manter ativos financeiros com o fim de receber fluxos de caixa contratuais; e (ii) os termos contratuais do ativo financeiro derem origem, em datas especificadas, a fluxos de caixa que constituam, exclusivamente, pagamentos de principal e juros sobre o valor do principal em aberto.

#### 4.2.3 Passivos financeiros mensurados pelo custo amortizado

Os passivos financeiros são mensurados pelo custo amortizado, utilizando o método de juros efetivos. Esse método também é utilizado para alocar a despesa de juros desses passivos pelo respectivo período. A taxa de juros efetiva é a taxa que desconta exatamente os fluxos de caixa futuros estimados (inclusive honorários pagos ou recebidos, que constituem parte integrante da taxa de juros efetiva, custos da transação e outros prêmios ou descontos), ao longo da vida estimada do passivo financeiro ou, quando apropriado, por período menor, para o reconhecimento inicial do valor contábil líquido.

#### 4.2.4 Passivos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado

São os passivos financeiros designados dessa forma no reconhecimento inicial e os classificados como mantidos para negociação. São demonstrados ao valor justo e os respectivos ganhos ou perdas são reconhecidos no resultado. Os ganhos ou as perdas líquidas reconhecidas no resultado incorporam os juros pagos pelo passivo financeiro.

#### 4.2.5 Baixas de ativos e passivos financeiros

A Companhia desreconhece um ativo financeiro quando os direitos contratuais aos fluxos de caixa do ativo expiram, ou quando esses direitos são transferidos em uma transação na qual substancialmente todos os riscos e benefícios da titularidade do ativo financeiro são transferidos ou na qual a Companhia nem transfere nem mantém substancialmente todos os riscos e benefícios da titularidade do ativo financeiro e também não retém o controle sobre o ativo financeiro.

Os passivos financeiros somente são baixados quando as obrigações são extintas, canceladas ou liquidadas. A diferença entre o valor contábil do passivo financeiro baixado e a contrapartida paga e a pagar é reconhecida no resultado.

### **4.3 Contas a receber vinculadas à concessão**

Referem-se aos ativos financeiros das concessões com direito incondicional de receber caixa pela Companhia, garantido pelo Poder Concedente por cláusula contratual e legislação específica.

#### 4.3.1 Bonificação pela outorga de contrato de concessão de geração em regime de cotas

O contrato de concessão de geração em regime de cotas prevê o pagamento de bonificação pela outorga ao Poder Concedente, nos termos do parágrafo 7º do artigo 8º da Lei nº 12.783/2013.

Esta bonificação é reconhecida como ativo financeiro por representar um direito incondicional de receber caixa, garantido pelo Poder Concedente durante o prazo da concessão e sem risco de demanda.

A remuneração deste ativo financeiro é baseada no Custo Médio Ponderado de Capital (WACC na sigla em inglês) definido pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE na Resolução 2/2015, a qual está sendo apresentada na demonstração do resultado como receita operacional de acordo com o modelo de negócios da Companhia.

#### 4.3.2 Concessão de geração de energia elétrica

A Companhia operou e opera contratos de concessão de geração de energia elétrica que contém cláusulas de indenização da infraestrutura não depreciada, amortizada e/ou recebida durante o prazo da concessão. Após o vencimento, os saldos residuais dos ativos são transferidos para contas a receber vinculadas à concessão. Ao final de cada período de divulgação, a Administração avalia a recuperabilidade do ativo, remensurando seu fluxo de caixa com base em sua melhor estimativa.

#### 4.4 **Ativos de contrato**

Representado pela construção em curso ou em serviço da infraestrutura delegada pelo Poder Concedente, condicionado ao recebimento da receita não somente pela passagem do tempo, mas após cumprir a obrigação de performance de manter e operar a infraestrutura.

##### 4.4.1 Concessão de transmissão de energia elétrica

Representa o saldo dos contratos de serviço público de transmissão de energia elétrica firmados com o Poder Concedente para construir, operar e manter as linhas e subestações de alta tensão dos centros de geração até os pontos de distribuição.

Durante a vigência do contrato de concessão a Companhia recebe, condicionado a sua *performance*, uma remuneração denominada Receita Anual Permitida - RAP que amortiza os investimentos realizados na construção da infraestrutura e também faz frente aos custos de operação e manutenção incorridos.

Após o início da operação comercial e na medida em que o serviço de operação e manutenção – O&M é prestado, a parte da RAP referente a receita de O&M é reconhecida no resultado ao valor justo, mensalmente, e faturada em conjunto com a parte da receita reconhecida na fase de construção, referente a remuneração dos ativos construídos. Este valor faturado após o cumprimento da performance de O&M é reclassificado para o ativo financeiro na rubrica de clientes até o seu recebimento efetivo.

A Companhia estima sua receita na fase de construção a valor justo com base no custo orçado da obra e utilizado pela administração como parâmetro para o lance no leilão da concessão. A receita a valor justo é composta pelo custo orçado para todo período de construção acrescido da margem de construção, que representa o lucro suficiente para cobrir os gastos de gerenciamento e acompanhamento da obra.

A taxa de remuneração de cada concessão é determinada pela projeção do custo esperado, da margem de lucro sobre o custo na fase de construção e também da projeção da RAP a ser recebida, já líquida da estimativa da contraprestação variável (PV) e da parte da RAP da performance de O&M. Essa técnica de avaliação de valor justo pela abordagem de receita desconta o fluxo de caixa de todo o período da concessão, determinando no reconhecimento inicial a taxa implícita que zera o fluxo ao longo do tempo.

Essa taxa de remuneração é fixada no momento inicial e não se altera durante a performance do contrato e representa a taxa de mercado vigente a época nas condições da negociação entre partes.

O ativo proveniente da construção da infraestrutura de transmissão é formado pelo reconhecimento da receita de construção, conforme o percentual completado da obra (NE nº 4.12) e por sua remuneração financeira (NE nº 4.11.2).

A Companhia reconhece os ganhos e perdas por eficiência ou ineficiência na construção da infraestrutura e em função de revisão tarifária periódica – RTP, quando incorridos, diretamente no resultado do exercício.

No vencimento da concessão, se houver saldo remanescente ainda não recebido relacionado à construção da infraestrutura, este será recebido diretamente do Poder Concedente, conforme previsto no contrato de concessão, a título de indenização pelos investimentos efetuados e não recuperados por meio da RAP.

#### Rede Básica do Sistema Existente - RBSE

Os saldos dos ativos RBSE são compostos por uma componente econômica, referente ao custo de capital dos ativos não depreciados em julho de 2017 e uma componente financeira, decorrente do direito pela Receita Anual Permitida – RAP do Contrato de concessão nº 060/2001 não recebida no período de janeiro de 2013 a junho de 2017, acrescido de atualização monetária e juros remuneratórios.

#### **4.5 Contas a pagar vinculadas à concessão**

Referem-se aos valores estabelecidos no contrato de concessão relacionados ao direito de exploração do potencial de geração de energia hidráulica (concessão onerosa), cujo contrato é assinado na modalidade de Uso do Bem Público - UBP. O registro inicial da obrigação é feito na data da assinatura do contrato de concessão e corresponde ao valor presente do fluxo de caixa dos pagamentos futuros. Posteriormente, é atualizado pelo método da taxa de juros efetiva e reduzido pelos pagamentos contratados.

#### **4.6 Estoque (inclusive do ativo imobilizado e do ativo de contrato)**

Os materiais no almoxarifado, classificados no ativo circulante, e aqueles destinados a investimentos, classificados no ativo imobilizado e no ativo de contrato, estão registrados pelo custo médio de aquisição. Os valores contabilizados não excedem seus valores de realização.

#### **4.7 Imobilizado**

Os bens do ativo imobilizado vinculados aos contratos de concessão de serviço público de geração de energia elétrica são depreciados pelo método linear com base nas taxas anuais estabelecidas e revisadas periodicamente pela Aneel, as quais são praticadas e aceitas pelo mercado como representativas da vida útil econômica dos bens vinculados à infraestrutura da concessão. No entanto, os bens vinculados aos contratos de uso de bem público sob o regime de produtor independente de energia elétrica são depreciados com base nas taxas anuais estabelecidas pela Aneel, limitados ao prazo da concessão. Os demais bens do ativo imobilizado são depreciados pelo método linear com base na estimativa de vida útil, que é revisada anualmente e ajustada, caso necessário.

Os custos diretamente atribuídos às obras, bem como os juros e encargos financeiros relativos a empréstimos tomados com terceiros durante o período de construção, são registrados no ativo imobilizado em curso, desde que seja provável que resultem em benefícios econômicos futuros para a empresa.

#### **4.8 Intangível**

Ativo composto por softwares adquiridos de terceiros ou gerados internamente, mensurados pelo custo total de aquisição diminuído das despesas de amortização pelo prazo de cinco anos, além dos contratos de concessão apresentados a seguir.

##### **4.8.1 Concessão onerosa de geração de energia elétrica**

Corresponde à aquisição de direito de exploração do potencial de geração de energia hidráulica cujo contrato prevê pagamentos à União a título de Uso do Bem Público – UBP e/ou Bônus de Outorga.

O montante é reconhecido pelo valor presente das saídas de caixa futuras no período de vigência do contrato de concessão. Na data de início da operação comercial ou da aquisição do direito de exploração do empreendimento, o montante apresentado é fixado e amortizado durante o período da concessão.

##### **4.8.2 Repactuação do risco hidrológico (*Generation Scaling Factor - GSF*)**

Ativo constituído pela repactuação do risco hidrológico nos termos da Lei nº 13.203/2015 e alterações posteriores, proveniente do valor recuperado do custo com o fator de ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE (GSF). O montante foi transformado pela Aneel em extensão do prazo da outorga, o qual é amortizado linearmente até o final do novo prazo de concessão.

##### **4.8.3 Ativos intangíveis adquiridos separadamente**

Ativos intangíveis com vida útil definida, adquiridos separadamente, são registrados pelo custo de aquisição, deduzido da amortização e das perdas por redução ao valor recuperável acumulado. A amortização é reconhecida linearmente com base na vida útil estimada dos ativos. A vida útil estimada e o método de amortização são revisados no fim de cada exercício e o efeito de quaisquer mudanças nas estimativas é contabilizado prospectivamente.

##### **4.8.4 Baixa de ativos intangíveis**

Um ativo intangível é baixado na alienação ou quando não há benefícios econômicos futuros resultantes do uso ou da alienação. Os ganhos ou as perdas resultantes da alienação de um ativo intangível são reconhecidos no resultado, mensurados com a diferença entre as receitas líquidas da alienação e o valor contábil do ativo.

#### **4.9 Redução ao valor recuperável de ativos - Impairment**

Os ativos são avaliados para identificar evidências de desvalorização.

##### **4.9.1 Ativos financeiros**

As estimativas para perdas com ativos financeiros são baseadas em premissas sobre o risco de inadimplência, nas condições existentes de mercado e nas estimativas futuras ao final de cada exercício.

A Companhia aplica a abordagem simplificada do IFRS 9 / CPC 48 para a mensuração de perdas de crédito esperadas para toda existência dos ativos financeiros que não possuem componentes de financiamento significativos, considerando uma estimativa para perdas esperadas para todas as contas a receber de clientes, agrupadas com base nas características compartilhadas de risco de crédito, situação de vínculo, número de dias de atraso, no montante considerado suficiente para cobrir eventuais perdas na realização desses ativos, baseado em critérios específicos do histórico de pagamento, das ações de cobrança realizadas para a recuperação do crédito e a relevância do valor devido na carteira de recebíveis.

##### **4.9.2 Ativos não financeiros**

Quando houver perda decorrente das situações em que o valor contábil do ativo ultrapasse seu valor recuperável, definido pelo maior valor entre o valor em uso do ativo e o valor de preço líquido de venda do ativo, essa perda é reconhecida no resultado do exercício.

Para fins de avaliação da redução ao valor recuperável, os ativos são agrupados nos níveis mais baixos para os quais existem fluxos de caixa identificáveis separadamente (Unidades Geradoras de Caixa - UGC).

O valor estimado das perdas para redução ao valor recuperável sobre os ativos não financeiros é revisado para a análise de possível reversão na data de apresentação das demonstrações financeiras; em caso de reversão de perda de exercícios anteriores, esta é reconhecida no resultado do exercício corrente.

Os ativos provenientes da concessão onerosa e direitos de concessão e/ou autorização de geração de energia elétrica, classificados como ativos intangíveis, têm seu valor recuperável testado juntamente com os demais ativos daquela unidade geradora de caixa.

Os valores recuperáveis dos ativos de contratos na sua fase de formação são testados no momento de sua mensuração, em decorrência principalmente da utilização da taxa efetiva de juros fixada no início do projeto e levada até o final do fluxo de caixa da concessão. Após o início da operação comercial a parte da receita faturada é testada no contas a receber de clientes e a parte a receber condicionada a cumprir a obrigação de performance de manter e operar a infraestrutura, a Companhia não apresenta histórico e nem expectativa de perdas, pois são garantidas por estruturas de fianças, pelo rateio compartilhado de eventual inadimplência entre os demais integrantes do sistema interligado nacional gerido pelo Operador Nacional do Sistema - ONS e pela regulamentação do setor.

#### **4.10 Provisões**

Uma provisão é reconhecida quando: (i) a Companhia tem uma obrigação presente (legal formalizada ou não formalizada) como resultado de evento passado, (ii) seja provável (mais provável que sim do que não) que será necessária saída de recursos que incorporam benefícios econômicos para liquidar a obrigação; e (iii) possa ser feita estimativa confiável do valor da obrigação.

As estimativas de desfechos e de efeitos financeiros são determinadas pelo julgamento da Administração, complementado pela experiência de transações semelhantes e, em alguns casos, por relatórios de peritos independentes.

A provisão para custos ou obrigações socioambientais é registrada à medida que são assumidas as obrigações formais com os órgãos reguladores ou que a Administração tenha conhecimento de potencial risco relacionado às questões socioambientais, cujos desembolsos de caixa sejam considerados prováveis e seus valores possam ser estimados. Durante a fase de implantação do empreendimento, os valores provisionados são registrados em contrapartida ao ativo imobilizado (geração), custo de construção (transmissão). No momento do início das operações dos empreendimentos, todos os custos incluídos na Licença de Operação, cujos programas serão executados durante a concessão e o respectivo desembolso ainda não ocorreu, são mensurados e ajustados a valor presente de acordo com o fluxo de caixa estimado de desembolsos e registrados como provisões socioambientais em contrapartida ao ativo relacionado ao empreendimento, sendo ajustados periodicamente.

Após a entrada em operação comercial do empreendimento, todos os custos ou despesas incorridos com programas socioambientais não provisionados relacionados com as licenças de operação e manutenção do empreendimento são analisados de acordo com a sua natureza e são registrados diretamente no resultado do exercício, exceto os custos ou despesas para renovação das licenças, que são registrados como ativo intangível e amortizado pelo prazo da vigência da licença.

#### **4.11 Reconhecimento da receita**

##### **4.11.1 Receita de contratos com clientes**

A receita é mensurada com base na contraprestação que a Companhia espera receber em um contrato com o cliente, líquida de qualquer contraprestação variável. A Companhia reconhece receitas quando transfere o controle do produto ou serviço ao cliente e quando for provável o recebimento da contraprestação considerando a capacidade e a intenção do cliente de pagar a contraprestação quando devida. A receita operacional da Companhia é proveniente, principalmente, do suprimento e fornecimento de energia elétrica e da disponibilidade da rede elétrica.

A receita proveniente do suprimento de energia elétrica é reconhecida mensalmente com base nos dados para faturamento que são apurados pelos MW médios de energia elétrica contratada, e declarados junto a CCEE. Quando as informações não estão disponíveis, a Companhia, por meio de suas áreas técnicas, estima a receita considerando as regras dos contratos, a estimativa de preço e o volume fornecido.

Para as empresas de geração eólica sujeitas a montantes mínimos de geração, a Companhia entende que está sujeita a contraprestação variável, e por esta razão, constitui provisão pela não *performance* com base nas estimativas de geração anual, deduzindo da receita.

A receita proveniente do fornecimento de energia elétrica e da disponibilidade da rede elétrica é reconhecida mensalmente com base na energia medida e efetivamente faturada. Além disso, a Companhia registra a receita não faturada, calculada entre a data da última leitura e o encerramento do mês, por estimativa, com base na média do último faturamento.

#### 4.11.2 Receita de juros

A receita de juros é reconhecida quando for provável que os benefícios econômicos futuros deverão fluir para a Companhia e o valor da receita possa ser mensurado com confiabilidade. A receita de juros é reconhecida pelo método linear com base no tempo e na taxa de juros efetiva sobre o montante do principal em aberto. A taxa de juros efetiva é aquela que desconta exatamente os recebimentos de caixa futuros calculados durante a vida estimada do ativo financeiro em relação ao valor contábil líquido inicial desse ativo.

Em relação ao ativo de contrato da concessão de transmissão de energia elétrica é reconhecida receita de remuneração financeira utilizando a taxa de remuneração implícita fixada no início de cada projeto, a qual é apresentada na demonstração do resultado como receita operacional de acordo com o modelo de negócios da Companhia.

#### **4.12 Receita de construção e custo de construção**

As receitas relativas a serviços de construção da infraestrutura utilizada na prestação de serviços de transmissão de energia elétrica são reconhecidas ao longo do tempo com base no estágio de conclusão da obra.

Os respectivos custos são reconhecidos quando incorridos, na demonstração do resultado do exercício, como custo de construção.

A margem de construção adotada para a atividade de transmissão relativa aos exercícios de 2022 e de 2021 é de 1,65%, e deriva de metodologia de cálculo que considera o risco do negócio.

#### **4.13 Operações de compra e venda de energia elétrica na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE**

Os registros das operações de compra e venda de energia na CCEE 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 - Preço de Liquidação das Diferenças correspondente, ou, quando essas informações não estão disponíveis tempestivamente, por estimativa preparada pela Administração.

#### **4.14 Instrumentos financeiros derivativos**

##### **4.14.1 Operações de compra a termo de moeda**

A Companhia operou com contratos de compra a termo de moeda (“*Non Deliverable Forward - NDF*”), que visam exclusivamente à proteção contra riscos cambiais associados aos fluxos de caixa dos aportes de capital nas controladas, quando refletem compras de equipamentos projetados em moedas estrangeiras. São mensurados ao seu valor justo, com as variações registradas no resultado do exercício. O valor justo é calculado com base nas informações de cada operação contratada e nas respectivas informações de mercado nas datas de encerramento das demonstrações financeiras.

#### **4.15 Tributos**

##### **4.15.1 Imposto de renda e contribuição social**

A tributação sobre o lucro compreende o imposto de renda e a contribuição social calculados com base nos resultados tributáveis (lucro ajustado) de cada entidade tributável e às alíquotas aplicáveis segundo a legislação vigente, 15%, acrescidos de 10% sobre o que exceder R\$ 240 anuais, para o imposto de renda, e 9% para a contribuição social.

O prejuízo fiscal e a base negativa de contribuição social são compensáveis com lucros tributáveis futuros, observado o limite de 30% do lucro tributável no período, não estando sujeitos a prazo prescricional.

##### **4.15.2 Imposto de renda e contribuição social diferidos**

A Companhia, baseada em seu histórico de rentabilidade e na expectativa de geração de lucros tributáveis futuros, fundamentada em suas projeções internas elaboradas para prazos razoáveis aos seus negócios de atuação, constitui crédito fiscal diferido sobre as diferenças temporárias das bases de cálculo dos tributos e sobre prejuízo fiscal e a base negativa de contribuição social.

O imposto de renda e a contribuição social diferidos são aplicados sobre as diferenças entre os ativos e passivos reconhecidos para fins fiscais e os correspondentes valores apropriados nas demonstrações financeiras, os quais são reconhecidos somente na medida em que seja provável que exista lucro tributável, para o qual as diferenças temporárias possam ser utilizadas e os prejuízos fiscais, compensados.

Os ativos e passivos fiscais diferidos são divulgados por seu valor líquido caso haja direito legal de compensar passivos e ativos fiscais correntes, e eles se relacionam a tributos lançados pela mesma autoridade tributária sobre a mesma entidade sujeita a tributação.

##### **4.15.3 Outros tributos a recuperar e outras obrigações fiscais**

As receitas de vendas e de serviços estão sujeitas à tributação pelo Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS e Imposto sobre Serviços - ISS das alíquotas vigentes, assim como à tributação pelo Programa de Integração Social - PIS e pela Contribuição para Financiamento da Seguridade Social - Cofins. Os créditos decorrentes da não cumulatividade do PIS e da Cofins são apresentados deduzidos dos custos operacionais na demonstração do resultado.

Os créditos decorrentes da não cumulatividade do ICMS, PIS e da Cofins relacionados às aquisições de bens são apresentados deduzido do custo de aquisição dos respectivos ativos. As antecipações ou valores passíveis de compensação são demonstrados no ativo circulante ou no não circulante, de acordo com a previsão de sua realização.

#### **4.16 Benefícios Pós-emprego**

A Companhia e suas controladas patrocinam planos previdenciários para complementação de aposentadoria e pensão e Plano Assistencial (assistência médica e odontológica) para seus empregados ativos e seus dependentes legais. Os valores desses compromissos atuariais (contribuições, custos, passivos e/ou ativos) são avaliados anualmente por atuário independente, com a data base que coincide com o encerramento do exercício. As premissas econômicas e financeiras para efeitos da avaliação atuarial são discutidas com o atuário independente e aprovadas pela Administração.

Os ativos dos planos de benefícios são avaliados pelos valores de mercado (marcação a mercado). O valor do passivo assistencial líquido é reconhecido pelo valor presente da obrigação atuarial, deduzido o valor justo dos ativos do plano. A adoção do método da unidade de crédito projetada agrega cada ano de serviço como fato gerador de uma unidade adicional de benefício, somando-se até o cálculo da obrigação final.

São utilizadas outras premissas atuariais que levam em conta tabelas biométricas e econômicas, além de dados históricos dos planos de benefícios, obtidos da Fundação Copel de Previdência e Assistência, entidade que administra estes planos.

Ganhos ou perdas atuariais motivados por alterações de premissas e/ou ajustes atuariais são reconhecidos em outros resultados abrangentes.

#### **4.17 Direito de uso de ativos e passivo de arrendamentos**

Quando da celebração de um contrato de arrendamento, o direito de uso de ativos é registrado a valor presente, em contrapartida de um passivo de arrendamento de mesmo valor, exceto para contratos que atendam critérios de isenção da norma contábil (arrendamentos de curto prazo, de baixo valor ou que preveem remuneração variável). Após a mensuração inicial, a amortização do ativo de direito de uso é contabilizada no resultado operacional e os juros do passivo de arrendamento no resultado financeiro. Quando da atualização monetária dos contratos, os ativos e passivos são remensurados para refletir as alterações nos pagamentos do arrendamento. Para definição da taxa de juros, a Companhia utiliza como base a taxa nominal praticada na última captação de recursos do grupo Copel, desconsiderando captações subsidiadas ou incentivadas.

#### **4.18 Demonstração do Valor Adicionado - DVA**

Essa demonstração tem por finalidade evidenciar a riqueza gerada pelas empresas assim como sua distribuição durante determinado período. É apresentada, conforme requerido pela legislação societária brasileira, como parte de suas demonstrações financeiras individuais e como informação suplementar às demonstrações financeiras consolidadas, pois não é demonstração prevista ou obrigatória conforme as IFRS.

#### **4.19 Pronunciamentos aplicáveis à Companhia a partir de 1º.01.2022**

A partir de 1º.01.2022 estão vigentes as alterações a seguir, sem impactos significativos nas demonstrações contábeis da Companhia:

- (i) CPC 25 / IAS 37: especificação sobre custos para cumprir contrato oneroso;
- (ii) CPC 27 / IAS 16: definições sobre recursos antes do uso pretendido;
- (iii) CPC 15 / IFRS 3: atualização da norma, tendo em vista as modificações da Estrutura Conceitual;
- (iv) Melhorias Anuais ao Ciclo de IFRSs 2018 - 2020: compreendem modificações no CPC 37 / IFRS 1, CPC 48 / IFRS 9, IFRS 16/ CPC 06 e CPC 29 / IAS 41.

#### **4.20 Novas normas que ainda não entraram em vigor**

A partir dos exercícios seguintes estarão vigentes as alterações abaixo:

- (i) CPC 26 / IAS 1 e expediente prático 2 do IFRS: classificação de passivos como circulantes ou não circulantes e alteração nas divulgações de políticas contábeis (a partir de 1º.01.2023);
- (ii) CPC 50 / IFRS 17: novo pronunciamento para contratos de seguros, em substituição ao CPC 11 / IFRS 4 (a partir de 1º.01.2023);
- (iii) CPC 23 / IAS 8: atualização das definições de estimativas contábeis (a partir de 1º.01.2023);
- (iv) CPC 32 / IAS 12: alterações no tratamento do imposto diferido relacionado a ativos e passivos resultantes de uma única transação (a partir de 1º.01.2023);
- (v) CPC 06 / IFRS 16 – Arrendamentos: alterações relacionadas a operações de “*sale and leaseback*” (a partir de 1º.01.2024);
- (vi) CPC 36 / IFRS 10 e CPC 18 / IAS 28: alterações relacionadas a venda ou contribuição de ativos entre um investidor e sua coligada ou joint venture (sem data de vigência definida).

A Companhia não tem expectativa de impactos significativos nas demonstrações financeiras decorrentes destas alterações de normas.

## 5 Caixa e Equivalentes de Caixa

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Caixa e bancos conta movimento	53.117	18.187	113.310	81.117
Aplicações financeiras de liquidez imediata	327.838	1.104.288	1.466.690	1.848.741
	<b>380.955</b>	<b>1.122.475</b>	<b>1.580.000</b>	<b>1.929.858</b>

Compreendem numerários em espécie, depósitos bancários à vista e aplicações financeiras de curto prazo com alta liquidez, que possam ser resgatadas no prazo de até 90 dias da data de contratação. Essas aplicações financeiras estão demonstradas ao custo, acrescido dos rendimentos líquidos de imposto de renda auferidos até a data de encerramento do período e com risco insignificante de mudança de valor.

As aplicações financeiras da Companhia e de suas controladas referem-se a Certificados de Depósitos Bancários - CDBs e a operações compromissadas, que se caracterizam pela venda de título com o compromisso, por parte do vendedor (Banco) de recomprá-lo, e do comprador, de revendê-lo no futuro. As aplicações dependendo da incidência de IOF e do prazo de liquidez negociado no momento da contratação são remuneradas entre 94,0% e 101,0% da taxa de variação do Certificado de Depósito Interbancário - CDI.

## 6 Títulos e Valores Mobiliários

A Companhia e suas controladas possuem títulos e valores mobiliários que rendem taxas de juros variáveis. O prazo desses títulos varia de 3 a 55 meses a partir do final do exercício.

Categoria	Indexador	Controladora		Consolidado	
		31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Cotas de fundos de investimentos (a)	CDI	66.196	58.386	353.361	276.429
Certificados de Depósitos Bancários - CDB	96% a 98,3% do CDI	56.826	37.142	75.008	59.354
Letras do Tesouro Nacional - LTN	10,92% a.a.	-	-	-	14.571
		<b>123.022</b>	<b>95.528</b>	<b>428.369</b>	<b>350.354</b>
	<b>Circulante</b>	-	-	-	<b>14.571</b>
	<b>Não circulante</b>	<b>123.022</b>	<b>95.528</b>	<b>428.369</b>	<b>335.783</b>

Certificado de Depósito Interbancário - CDI

(a) Tratam-se de contas de reserva destinadas ao cumprimento de contratos com o BNDES.

## 7 Clientes

Controladora	Saldos vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Saldo 31.12.2022	Saldo 31.12.2021
<b>Consumidores</b>					
Consumidores livres	-	-	-	-	21.865
Outros créditos	-	51	-	51	27
	-	<b>51</b>	-	<b>51</b>	<b>21.892</b>
<b>Concessionárias e permissionárias</b>					
<b>Suprimento de energia elétrica</b>					
Contratos bilaterais	159.083	-	-	159.083	135.047
Contratos regulados	136.424	317	5.314	142.055	134.288
CCEE (7.1)	-	-	119.665	119.665	119.665
	<b>295.507</b>	<b>317</b>	<b>124.979</b>	<b>420.803</b>	<b>389.000</b>
<b>Encargos de uso da rede elétrica</b>	<b>86.872</b>	<b>425</b>	<b>7.419</b>	<b>94.716</b>	<b>92.978</b>
<b>(-) Perdas de créditos esperadas (7.2)</b>	<b>(146)</b>	-	<b>(125.457)</b>	<b>(125.603)</b>	<b>(125.276)</b>
	<b>382.233</b>	<b>793</b>	<b>6.941</b>	<b>389.967</b>	<b>378.594</b>

Consolidado	Saldos vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Saldo 31.12.2022	Saldo 31.12.2021
<b>Consumidores</b>					
Consumidores livres	-	-	-	-	21.865
Outros créditos	-	51	-	51	27
	-	<b>51</b>	-	<b>51</b>	<b>21.892</b>
<b>Concessionárias e permissionárias</b>					
<b>Suprimento de energia elétrica</b>					
Contratos bilaterais	251.921	-	206	252.127	213.768
Contratos regulados	200.369	3.148	5.319	208.836	210.341
CCEE (7.1)	29.867	-	119.665	149.532	325.515
	<b>482.157</b>	<b>3.148</b>	<b>125.190</b>	<b>610.495</b>	<b>749.624</b>
<b>Encargos de uso da rede elétrica</b>	<b>92.776</b>	<b>447</b>	<b>7.810</b>	<b>101.033</b>	<b>97.805</b>
<b>(-) Perdas de créditos esperadas (7.2)</b>	<b>(172)</b>	-	<b>(125.476)</b>	<b>(125.648)</b>	<b>(125.315)</b>
	<b>574.761</b>	<b>3.646</b>	<b>7.524</b>	<b>585.931</b>	<b>744.006</b>
				<b>585.584</b>	<b>732.090</b>
				<b>347</b>	<b>11.916</b>

### 7.1 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

Saldo a receber proveniente de posição positiva na liquidação mensal do mercado de curto prazo centralizado pela CCEE. Os valores são recebidos no segundo mês subsequente ao reconhecimento da receita ou são compensados com liquidações futuras quando o resultado apresentar posição negativa para a controlada.

Do total apresentado, R\$ 119.665 se referem à parcela controversa decorrente dos efeitos da liminar pelo excludente de responsabilidade da UHE Colíder. Como resultado de caso fortuito e força maior, a usina atrasou sua operação comercial, inicialmente prevista para janeiro de 2015. A Companhia discute judicialmente o pedido de excludente de responsabilidade para que a obrigatoriedade do fornecimento da energia contratada pela usina, no período em atraso, seja postergada. Foram registradas perdas de crédito esperadas no mesmo valor do saldo a receber, conforme demonstrado na NE nº 7.2.

A Copel GeT protocolou pedido administrativo do excludente de responsabilidade na Aneel, que foi negado, e subsequentemente, em 18.12.2017, impetrou ação ordinária com pedido de tutela antecipada junto ao Poder Judiciário, solicitando a reversão da decisão da agência. Em 06.04.2018, o Tribunal Federal da 1ª Região deferiu a antecipação de tutela recursal requerida no Agravo de Instrumento para conceder a liminar para suspender a exigência de quaisquer ônus ou imputação de penalidade à Copel em decorrência da ultrapassagem dos marcos temporais do cronograma original do Contrato de Concessão, até o julgamento definitivo. Foi interposto Agravo interno pela Aneel desta decisão e aguarda julgamento pelo Tribunal Regional Federal. A ação principal aguarda seu julgamento de mérito desde 25.02.2019.

A energia contratada da usina é de 125 MW médios. Para os períodos em atraso o contrato foi cumprido e, em virtude do não julgamento do mérito da ação, a Companhia reconheceu a receita se limitando às cláusulas econômicas do contrato e às regras regulatórias, bem como ao custo da energia para cobertura do lastro contratual.

## 7.2 Perdas de créditos esperadas

Controladora	Saldo em 1º.01.2021	Adições / (reversões)	Perdas	Saldo em 31.12.2021	Adições / (reversões)	Perdas	Saldo em 31.12.2022
<b>Consumidores</b>							
Industrial	87	(75)	-	12	(12)	-	-
	<b>87</b>	<b>(75)</b>	<b>-</b>	<b>12</b>	<b>(12)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Concessionárias e permissionárias</b>							
CCEE (7.1)	119.665	-	-	119.665	-	-	119.665
Concessionárias e permissionárias	6.271	739	(1.411)	5.599	430	(91)	5.938
	<b>125.936</b>	<b>739</b>	<b>(1.411)</b>	<b>125.264</b>	<b>430</b>	<b>(91)</b>	<b>125.603</b>
	<b>126.023</b>	<b>664</b>	<b>(1.411)</b>	<b>125.276</b>	<b>418</b>	<b>(91)</b>	<b>125.603</b>

Consolidado	Saldo em 1º.01.2021	Adições / (reversões)	Perdas	Saldo em 31.12.2021	Adições / (reversões)	Perdas	Saldo em 31.12.2022
<b>Consumidores</b>							
Industrial	87	(75)	-	12	(12)	-	-
	<b>87</b>	<b>(75)</b>	<b>-</b>	<b>12</b>	<b>(12)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Concessionárias e permissionárias</b>							
CCEE (7.1)	119.665	-	-	119.665	-	-	119.665
Concessionárias e permissionárias	6.884	617	(1.863)	5.638	471	(126)	5.983
	<b>126.549</b>	<b>617</b>	<b>(1.863)</b>	<b>125.303</b>	<b>471</b>	<b>(126)</b>	<b>125.648</b>
	<b>126.636</b>	<b>542</b>	<b>(1.863)</b>	<b>125.315</b>	<b>459</b>	<b>(126)</b>	<b>125.648</b>

## 8 Contas a Receber Vinculadas à Concessão

Controladora e Consolidado	31.12.2022	31.12.2021
Bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas (8.1)	766.832	730.851
Contrato de concessão de geração de energia elétrica (8.2)	68.642	102.220
	<b>835.474</b>	<b>833.071</b>
	<b>Circulante</b>	<b>8.603</b>
	<b>Não circulante</b>	<b>826.871</b>
		<b>5.121</b>
		<b>827.950</b>

### 8.1 Bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas

<b>Em 1º.01.2021</b>	<b>671.204</b>
Transferências para suprimento de energia elétrica - clientes	(74.835)
Juros efetivos (NE nº 29.1)	134.482
<b>Em 31.12.2021</b>	<b>730.851</b>
Transferências para suprimento de energia elétrica - clientes	(82.458)
Juros efetivos (NE nº 29.1)	118.439
<b>Em 31.12.2022</b>	<b>766.832</b>

A Copel GeT firmou em 05.01.2016, por 30 anos, contrato de concessão da UHE GPS, nos termos da Lei nº 12.783/2013, com pagamento ao Poder Concedente da Bonificação pela Outorga no montante de R\$ 574.827, conforme regras do Edital de Leilão Aneel nº 12/2015.

O valor da bonificação pela outorga foi reconhecido como ativo financeiro em função do direito incondicional da Copel GeT de receber o valor pago com atualização pelo IPCA e juros remuneratórios durante o período de vigência da concessão.

### 8.2 Contrato de concessão de geração de energia elétrica

<b>Em 1º.01.2021</b>	<b>81.202</b>
Remuneração	18.414
Reversão de <i>impairment</i>	2.604
<b>Em 31.12.2021</b>	<b>102.220</b>
Remuneração	1.934
Ajustes ao valor justo	(35.512)
<b>Em 31.12.2022</b>	<b>68.642</b>

Saldo residual dos ativos de geração de energia elétrica da UHE GPS e UHE Mourão I. A Copel GeT depreciou as usinas até 2015, data de vencimento das concessões, e o saldo remanescente foi reclassificado para a rubrica contas a receber vinculadas à concessão e subsequentemente mensurados pela melhor estimativa de valor justo.

Em 17.12.2015 a Copel GeT manifestou à Aneel o interesse no recebimento do valor indenizável, com a comprovação da realização dos respectivos investimentos, e em 22.07.2022 protocolou o relatório de avaliação do valor indenizável atualizado. A Companhia aguarda manifestação da Aneel.

## 9 Ativos de contrato

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Contratos de concessão de transmissão	3.396.661	3.177.338	3.894.276	3.632.386
Contratos de concessão de transmissão - RBSE	1.416.200	1.427.652	1.416.200	1.427.652
	<b>4.812.861</b>	<b>4.604.990</b>	<b>5.310.476</b>	<b>5.060.038</b>
<b>Circulante</b>	<b>205.647</b>	<b>135.723</b>	<b>220.660</b>	<b>148.488</b>
<b>Não circulante</b>	<b>4.607.214</b>	<b>4.469.267</b>	<b>5.089.816</b>	<b>4.911.550</b>

## 9.1 Mutações dos ativos de contrato

	Controladora			Consolidado		
	Ativo concessões	Ativo RBSE	Total	Ativo concessões	Ativo RBSE	Total
<b>Em 1º.01.2021</b>	<b>2.591.049</b>	<b>1.343.348</b>	<b>3.934.397</b>	<b>3.007.234</b>	<b>1.343.348</b>	<b>4.350.582</b>
Realização de mais/menos valia em combinações de negócios	-	-	-	722	-	722
Transferências para encargos do uso da rede - clientes	(285.781)	(250.520)	(536.301)	(343.767)	(250.520)	(594.287)
Transferências para o imobilizado	(1.483)	-	(1.483)	(1.483)	-	(1.483)
Transferência de litígios	-	-	-	3.376	-	3.376
Remuneração	560.492	242.872	803.364	649.775	242.872	892.647
Receita de construção	184.266	-	184.266	187.733	-	187.733
Margem de construção	3.040	-	3.040	3.097	-	3.097
Ganho por eficiência (9.1.1)	125.755	91.952	217.707	125.699	91.952	217.651
<b>Em 31.12.2021</b>	<b>3.177.338</b>	<b>1.427.652</b>	<b>4.604.990</b>	<b>3.632.386</b>	<b>1.427.652</b>	<b>5.060.038</b>
Realização de mais/menos valia em combinações de negócios	-	-	-	721	-	721
Transferências para encargos do uso da rede - clientes	(337.533)	(213.378)	(550.911)	(389.939)	(213.378)	(603.317)
Transferências para o imobilizado	(3.822)	-	(3.822)	(3.822)	-	(3.822)
Transferência de litígios	-	-	-	(1.558)	-	(1.558)
Remuneração	445.507	201.926	647.433	509.722	201.926	711.648
Receita de construção	88.225	-	88.225	89.166	-	89.166
Margem de construção	1.456	-	1.456	1.458	-	1.458
Ganho por eficiência (9.1.1)	25.490	-	25.490	56.142	-	56.142
<b>Em 31.12.2022</b>	<b>3.396.661</b>	<b>1.416.200</b>	<b>4.812.861</b>	<b>3.894.276</b>	<b>1.416.200</b>	<b>5.310.476</b>
		<b>Circulante</b>	<b>205.647</b>			<b>220.660</b>
		<b>Não circulante</b>	<b>4.607.214</b>			<b>5.089.816</b>

Em junho de 2022 foi emitida a Nota Técnica nº 85/2022 pela Superintendência Geral de Tarifas da Aneel que trata da análise dos pedidos de reconsideração sobre pagamento do componente financeiro e reperfilamento do Ativo RBSE, com decisão monocrática (Despacho nº 1.762/22) deliberada por um diretor da Aneel sobre o referido tema. Esta decisão foi suspensa pelo colegiado e os termos da referida Nota Técnica serão discutidos pela Diretoria da Aneel em reunião ainda sem data prevista, de forma que premissas, metodologias e cálculos considerados até o momento, aprovados por meio da Resolução Homologatória Aneel nº 2.847 de 22.04.2021, estão vigentes e permanecem apropriados.

### 9.1.1 Ganho (perda) por eficiência ou ineficiência na implementação e operação de infraestrutura de transmissão

Na construção e operação da infraestrutura de transmissão, esperam-se possíveis impactos positivos ou negativos em função de atrasos e custos adicionais por questões ambientais, variação dos custos, principalmente com cabos e estruturas quando indexados à moeda estrangeira, custos adicionais de servidão e negociações fundiárias, eventuais imprevistos de terraplanagem, antecipação de prazos de operação comercial e revisão/reajuste da RAP conforme as regras regulatórias e as cláusulas contratuais. Alterações no projeto original que afetem sua lucratividade são reconhecidas diretamente no resultado quando incorrido, exceto a parte da RAP relacionada a performance de operação e manutenção dos ativos que é reconhecida a medida em que os serviços são executados. Em 21.06.2022, a Aneel homologou a 2ª revisão tarifária dos contratos de Costa Oeste e Marumbi, apurando um ganho de R\$ 30.654 (em 2021, os ganhos se referem principalmente ao reperfilamento dos ativos RBSE e a revisão tarifária de alguns contratos da Copel GeT).

9.1.2 Premissas adotadas para o cálculo do ativo de contrato

	31.12.2022		31.12.2021	
	Ativo concessões	Ativo RBSE	Ativo concessões	Ativo RBSE
Margem de construção	1,65%	N/A	1,65%	N/A
Margem de operação e manutenção	1,65%	N/A	1,65%	N/A
Taxa de remuneração (a)	9,58% a.a.	9,45% a.a.	9,56% a.a.	9,54% a.a.
Índice de correção dos contratos	IPCA (b)	IPCA	IPCA (b)	IPCA
RAP anual, conforme Resolução Homologatória	523.713	242.836	456.499	192.288

(a) Taxa média dos contratos

(b) O contrato 075/2001 - LT 230 kV Bateias - Jaguariaíva, da Copel GET, e o 002/2005 - LT 525 kV Ivaiporã - Londrina, da Uirapuru, são corrigidos pelo IGPM.

## 10 Outros Créditos

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Serviços em curso (a)	102.620	110.892	104.550	112.365
Ressarcimento de valores de consumo de carvão pela CDE	58.367	33.107	58.367	33.107
Alienações e desativações em curso	9.845	16.702	20.735	20.305
Adiantamentos contratuais a fornecedores	11.019	8.129	11.265	14.342
Adiantamento a empregados	7.581	6.829	7.585	6.839
Serviços prestados a terceiros	15.337	15.112	6.877	5.300
Adiantamento para indenizações imobiliárias	-	13	-	13
Outros créditos	21.680	28.284	16.073	39.724
	<b>226.449</b>	<b>219.068</b>	<b>225.452</b>	<b>231.995</b>
	<b>Circulante</b>	<b>137.224</b>	<b>128.346</b>	<b>134.279</b>
	<b>Não circulante</b>	<b>89.225</b>	<b>91.173</b>	<b>97.716</b>

(a) Referem-se, em sua maioria, aos programas de P&D, os quais, após seu término, são compensados com o respectivo passivo registrado para este fim.

## 11 Tributos

### 11.1 Imposto de renda e contribuição social diferidos

Controladora	Saldo em	Reconhecido	Reconhecido	Saldo em	Reconhecido	Reconhecido	Saldo em
	1º.01.2021	no resultado	no resultado abrangente	31.12.2021	no resultado	no resultado abrangente	31.12.2022
<b>Ativo não circulante</b>							
<i>Impairment</i>	309.283	(6.456)	-	302.827	(17.486)	-	285.341
Provisões para litígios	147.884	(6.806)	-	141.078	(8.404)	-	132.674
Benefícios pós-emprego	146.662	5.349	(21.104)	130.907	7.781	(30.023)	108.665
Amortização do direito de concessão	42.739	4.839	-	47.578	4.839	-	52.417
Perdas de créditos esperadas	43.678	(522)	-	43.156	104	-	43.260
Provisão para compra de energia	18.039	-	-	18.039	-	-	18.039
Provisões por desempenho e participação nos lucros	38.342	(8.604)	-	29.738	(25.935)	-	3.803
Provisão para P&D	13.614	(9.299)	-	4.315	(4.315)	-	-
Outros	47.512	5.841	-	53.353	9.383	-	62.736
	<b>807.753</b>	<b>(15.658)</b>	<b>(21.104)</b>	<b>770.991</b>	<b>(34.033)</b>	<b>(30.023)</b>	<b>706.935</b>
<b>(-) Passivo não circulante</b>							
Contratos de concessão	693.974	652.355	-	1.346.329	106.882	-	1.453.211
Custo atribuído ao imobilizado	350.492	(23.994)	-	326.498	(18.810)	-	307.688
Depreciação acelerada	75.954	26.369	-	102.323	25.832	-	128.155
Atualização de depósitos judiciais	12.573	(352)	-	12.221	2.242	-	14.463
Outros	34.839	(5.479)	-	29.360	(37.750)	-	(8.390)
	<b>1.167.832</b>	<b>648.899</b>	<b>-</b>	<b>1.816.731</b>	<b>78.396</b>	<b>-</b>	<b>1.895.127</b>
<b>Líquido</b>	<b>(360.079)</b>	<b>(664.557)</b>	<b>(21.104)</b>	<b>(1.045.740)</b>	<b>(112.429)</b>	<b>(30.023)</b>	<b>(1.188.192)</b>

Consolidado	Saldo em	Reconhecido	Outros	Reconhecido	Saldo em	Reconhecido	Outros	Reconhecido	Saldo em
	1º.01.2021	no resultado	(a)	no resultado abrangente	31.12.2021	no resultado	(a)	no resultado abrangente	31.12.2022
<b>Ativo não circulante</b>									
<i>Impairment</i>	309.283	(6.456)	-	-	302.827	(17.486)	-	-	285.341
Provisões para litígios	155.821	(8.634)	-	-	147.187	(10.441)	-	-	136.746
Benefícios pós-emprego	146.662	5.349	-	(21.104)	130.907	7.781	-	(30.023)	108.665
Amortização do direito de concessão	42.739	4.839	-	-	47.578	4.839	-	-	52.417
Prejuízo fiscal e base de cálculo negativa	34.268	13.889	-	-	48.157	(2.978)	-	-	45.179
Perdas de créditos esperadas	43.678	(522)	-	-	43.156	106	-	-	43.262
Provisão para compra de energia	18.039	-	-	-	18.039	-	-	-	18.039
Provisões por desempenho e participação nos lucros	38.486	(8.604)	-	-	29.882	(26.079)	-	-	3.803
Provisão para P&D	13.614	(8.629)	-	-	4.985	(3.507)	-	-	1.478
Outros	47.368	6.014	-	-	53.382	1.677	-	-	55.059
	<b>849.958</b>	<b>(2.754)</b>	<b>-</b>	<b>(21.104)</b>	<b>826.100</b>	<b>(46.088)</b>	<b>-</b>	<b>(30.023)</b>	<b>749.989</b>
<b>(-) Passivo não circulante</b>									
Contratos de concessão	703.783	767.370	94.221	-	1.565.374	33.259	8.155	-	1.606.788
Custo atribuído ao imobilizado	350.492	(23.994)	-	-	326.498	(18.810)	-	-	307.688
Depreciação acelerada	75.955	26.369	-	-	102.324	25.832	-	-	128.156
Atualização de depósitos judiciais	12.573	(352)	-	-	12.221	2.242	-	-	14.463
Outros	49.073	(16.013)	-	-	33.060	5.826	-	-	38.886
	<b>1.191.876</b>	<b>753.380</b>	<b>94.221</b>	<b>-</b>	<b>2.039.477</b>	<b>48.349</b>	<b>8.155</b>	<b>-</b>	<b>2.095.981</b>
<b>Líquido</b>	<b>(341.918)</b>	<b>(756.134)</b>	<b>(94.221)</b>	<b>(21.104)</b>	<b>(1.213.377)</b>	<b>(94.437)</b>	<b>(8.155)</b>	<b>(30.023)</b>	<b>(1.345.992)</b>
Ativo apresentado no Balanço Patrimonial	34.267				48.156				36.271
Passivo apresentado no Balanço Patrimonial	(376.185)				(1.261.533)				(1.382.263)

(a) Efeitos da combinação de negócios (NE nº 1.1.1)

#### 11.1.1 Projeção de realização de imposto de renda e contribuição social diferidos

A projeção da realização dos créditos fiscais diferidos registrados no ativo e passivo não circulantes 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. Estas projeções foram apreciadas pelo Conselho Fiscal e aprovadas pelo Conselho de Administração em 28.03.2023.

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.

Seguem os itens que foram base para constituição dos principais créditos, bem como sua forma de realização:

- Benefícios pós-emprego: serão realizados conforme os pagamentos sejam efetuados à Fundação Copel ou revertidos conforme novas estimativas atuariais;
- Provisões para litígios: realizados conforme ocorram as decisões judiciais ou pela reversão quando da possível revisão do risco das ações;
- Provisão para redução ao valor recuperável de ativos: realizados a medida em que ocorra a amortização e/ou depreciação do ativo reduzido;
- Provisões para compra de energia e encargos de uso: realizados quando da efetiva obrigação dos valores provisionados ou pela reversão da provisão;
- Custo atribuído do imobilizado: realizados a medida em que ocorra a amortização e/ou depreciação do ativo valorado;
- Contrato de concessão: realizados no decorrer do prazo do contrato;
- Prejuízo fiscal e a base negativa de contribuição social: recuperados pela compensação com lucros tributários futuros;
- Demais valores: realizados quando atenderem os critérios de dedutibilidade previsto na legislação fiscal, ou por eventual reversão dos valores registrados.

A seguir está apresentada a projeção de realização dos créditos fiscais diferidos:

	Controladora		Consolidado	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
2023	67.049	(143.586)	69.020	(188.664)
2024	29.051	(215.369)	29.789	(256.028)
2025	27.778	(205.470)	36.098	(207.620)
2026	25.076	(189.469)	32.912	(191.432)
2027	25.197	(165.074)	32.574	(166.899)
2028 a 2030	53.533	(405.720)	66.271	(410.080)
após 2031	479.251	(570.439)	483.325	(675.258)
	<b>706.935</b>	<b>(1.895.127)</b>	<b>749.989</b>	<b>(2.095.981)</b>

### 11.1.2 Créditos fiscais não reconhecidos

Em 31.12.2022, a Companhia não reconheceu créditos de imposto de renda e contribuição social sobre prejuízos fiscais e bases negativas no montante de 192.379 (R\$ 66.936 em 31.12.2021) por não haver razoável certeza de geração de lucros tributáveis futuros suficientes para absorção dos referidos ativos.

### 11.2 Outros tributos a recuperar e outras obrigações fiscais

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
<b>Ativo circulante</b>				
ICMS a recuperar	10.276	15.569	11.565	16.448
PIS/Pasep e Cofins a compensar	367	691	20.116	956
Outros tributos a compensar	669	1.054	697	1.119
	<b>11.312</b>	<b>17.314</b>	<b>32.378</b>	<b>18.523</b>
<b>Ativo não circulante</b>				
ICMS a recuperar	38.459	28.864	38.795	29.640
PIS/Pasep e Cofins	44.877	45.855	44.877	45.855
Outros tributos a compensar	1.047	436	1.508	631
	<b>84.383</b>	<b>75.155</b>	<b>85.180</b>	<b>76.126</b>
<b>Passivo circulante</b>				
ICMS a recolher	2	395	1.337	408
PIS/Pasep e Cofins a recolher	21.925	-	30.017	5.178
IRRF sobre JSCP	-	31.000	-	31.000
Outros tributos	13.784	4.927	17.327	9.064
	<b>35.711</b>	<b>36.322</b>	<b>48.681</b>	<b>45.650</b>
<b>Passivo não circulante</b>				
INSS a recolher - liminar sobre depósito judicial	55.695	49.947	55.695	49.947
Outros tributos	-	-	6.331	5.175
	<b>55.695</b>	<b>49.947</b>	<b>62.026</b>	<b>55.122</b>

### 11.3 Conciliação da provisão para imposto de renda e contribuição social

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
<b>Lucro antes do IRPJ e CSLL</b>	<b>1.816.481</b>	<b>3.396.343</b>	<b>1.906.748</b>	<b>3.791.095</b>
Equivalência patrimonial	(702.334)	(1.066.728)	(470.606)	(356.373)
	<b>1.114.147</b>	<b>2.329.615</b>	<b>1.436.142</b>	<b>3.434.722</b>
<b>IRPJ e CSLL (34%)</b>	<b>(378.810)</b>	<b>(792.069)</b>	<b>(488.288)</b>	<b>(1.167.805)</b>
<b>Efeitos fiscais sobre:</b>				
Juros sobre o capital próprio	264.077	81.600	264.077	81.600
Despesas indedutíveis	(1.622)	(851)	(4.289)	(5.536)
Incentivos fiscais	3.926	2.861	7.511	7.110
Prejuízo fiscal e base negativa da CSLL não constituídos (a)	-	-	(125.413)	(29.002)
Constituição e/ou compensação de prejuízo fiscal e base negativa da CSLL de exercícios anteriores	-	-	-	85.723
Diferença entre as bases de cálculo do lucro real e presumido	-	-	35.677	49.638
Outros	-	24	3.436	7.276
<b>IRPJ e CSLL correntes</b>	<b>-</b>	<b>(43.878)</b>	<b>(212.852)</b>	<b>(214.862)</b>
<b>IRPJ e CSLL diferidos</b>	<b>(112.429)</b>	<b>(664.557)</b>	<b>(94.437)</b>	<b>(756.134)</b>
Alíquota efetiva - %	10,1%	30,4%	21,4%	28,3%

(a) Se refere principalmente ao saldo não constituído pela UEGA, tendo em vista que não há expectativa de geração de lucros tributáveis futuros em função das características do negócio desta controlada.

## 12 Despesas Antecipadas

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Prêmios de seguros	9.932	10.443	16.727	14.104
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - Proinfa	892	997	892	997
Outros	2.176	-	2.172	-
	<b>13.000</b>	<b>11.440</b>	<b>19.791</b>	<b>15.101</b>

## 13 Depósitos Judiciais

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
<b>Fiscais (13.1)</b>	<b>55.949</b>	<b>50.498</b>	<b>62.279</b>	<b>55.534</b>
<b>Trabalhistas</b>	<b>26.918</b>	<b>21.244</b>	<b>27.366</b>	<b>21.307</b>
<b>Cíveis</b>				
Cíveis	1.322	2.220	1.656	2.741
Servidões de passagem	2.932	4.233	2.956	4.255
	<b>4.254</b>	<b>6.453</b>	<b>4.612</b>	<b>6.996</b>
<b>Outros</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>3</b>
	<b>87.125</b>	<b>78.198</b>	<b>94.261</b>	<b>83.840</b>

### 13.1 Depósitos judiciais fiscais

Do saldo apresentado no Consolidado, o montante de R\$ 55.130 em 31.12.2022 (R\$ 49.719 em 31.12.2021) refere-se ao questionamento judicial da incidência da contribuição previdenciária (INSS a recolher) sobre determinadas verbas salariais. O passivo está registrado em Outras Obrigações Fiscais (NE nº 11.2).

## 14 Investimentos

### 14.1 Mutações dos investimentos

Controladora	Saldo em 1º.01.2022	Equivalência patrimonial	Ajustes de avaliação patrimonial	Aporte e/ou Afac	Redução de capital	Amorti- zação	Dividendos e JSCP	Combinação de negócios (NE nº 1.1.1)	Saldo em 31.12.2022
<b>Controladas</b>									
UEGA	329.212	(162.903)	(63)	-	-	-	-	-	166.246
Bela Vista	220.652	10.740	-	-	-	-	(1.736)	-	229.656
São Bento	228.564	26.563	-	-	-	-	(6.309)	-	248.818
São Bento - direito de autorização	69.030	-	-	-	-	(2.829)	-	-	66.201
Cutia	1.212.319	(44.961)	-	-	-	-	-	-	1.167.358
Cutia - direito de autorização	7.641	-	-	-	-	(356)	-	-	7.285
Nova Asa Branca I	60.666	7.613	-	-	-	-	(1.808)	-	66.471
Nova Asa Branca I - direito de autorização	43.497	-	-	-	-	(1.792)	-	-	41.705
Nova Asa Branca II	63.304	8.874	-	-	-	-	(2.107)	-	70.071
Nova Asa Branca II - direito de autorização	43.933	-	-	-	-	(1.801)	-	-	42.132
Nova Asa Branca III	87.655	(1.233)	-	-	-	-	-	-	86.422
Nova Asa Branca III - direito de autorização	42.344	-	-	-	-	(1.741)	-	-	40.603
Nova Eurus IV	67.470	11.476	-	-	-	-	(2.726)	-	76.220
Nova Eurus IV - direito de autorização	44.843	-	-	-	-	(1.844)	-	-	42.999
Santa Maria	79.327	4.472	-	-	-	-	(1.062)	-	82.737
Santa Maria - direito de autorização	23.290	-	-	-	-	(916)	-	-	22.374
Santa Helena	80.055	5.976	-	-	-	-	(1.419)	-	84.612
Santa Helena - direito de autorização	25.077	-	-	-	-	(992)	-	-	24.085
Ventos de Santo Uriel	29.986	(199)	-	-	-	-	-	-	29.787
Ventos de Santo Uriel - direito de autorização	11.794	-	-	-	-	(465)	-	-	11.329
Costa Oeste	104.916	28.005	-	-	-	-	(6.651)	-	126.270
Costa Oeste - mais valia	1.535	541	-	-	-	-	-	-	2.076
Costa Oeste - direito de concessão	2.611	-	-	-	-	(132)	-	-	2.479
Marumbi	161.790	40.752	-	-	-	-	(9.679)	-	192.863
Marumbi - menos valia	(4.742)	1.247	-	-	-	-	-	-	(3.495)
Marumbi - direito de concessão	1.613	-	-	-	-	(81)	-	-	1.532
Uirapuru	175.227	24.278	-	-	-	-	(14.556)	-	184.949
Uirapuru - menos valia	(14.534)	2.644	-	-	-	-	-	-	(11.890)
Uirapuru - direito de concessão	16.818	-	-	-	-	(1.284)	-	-	15.534
FDA Geração de Energia	701.122	245.421	-	-	-	-	(383.372)	-	563.171
Jandaira I	58.675	(665)	-	10.701	-	-	-	-	68.711
Jandaira II	40.106	1.608	-	24.275	-	-	(51)	-	65.938
Jandaira III	46.069	494	-	25.576	-	-	-	-	72.139
Jandaira IV	48.958	2.707	-	21.070	-	-	(393)	-	72.342
Brownfield	56.619	4.352	-	-	-	-	-	(6.394)	54.577
Brownfield - mais valia	44.601	(1.628)	-	-	-	-	-	5.012	47.985
Brownfield - ágio técnico	22.976	-	-	-	-	-	-	1.046	24.022
Ventos de Serra do Mel	125.674	9.639	-	-	-	-	-	(14.124)	121.189
Ventos de Serra do Mel - mais valia	98.552	(3.597)	-	-	-	-	-	11.035	105.990
Ventos de Serra do Mel - ágio técnico	50.769	-	-	-	-	-	-	2.348	53.117
Potiguar B61	131.081	838	-	-	-	-	-	(4.880)	127.039
Potiguar B61 - mais valia	39.746	(1.296)	-	-	-	-	-	(220)	38.230
Potiguar B61 - ágio técnico	20.475	-	-	-	-	-	-	4.760	25.235
	<b>4.701.316</b>	<b>221.758</b>	<b>(63)</b>	<b>81.622</b>	<b>-</b>	<b>(14.233)</b>	<b>(431.869)</b>	<b>(1.417)</b>	<b>4.557.114</b>
<b>Empreendimentos controlados em conjunto (14.3)</b>									
Caiuá	106.977	23.806	-	-	-	-	(5.486)	-	125.297
Integração Maranhense	166.565	32.824	-	-	-	-	(6.884)	-	192.505
Matrinchá	811.773	162.298	-	-	-	-	(42.542)	-	931.529
Guaraciaba	407.615	82.251	-	-	-	-	(22.767)	-	467.099
Paranaíba	226.924	47.623	-	-	-	-	(10.567)	-	263.980
Mata de Santa Genebra	710.990	56.140	-	-	(61.536)	-	(13.333)	-	692.261
Cantareira	437.329	45.293	-	-	-	-	(9.254)	-	473.368
	<b>2.868.173</b>	<b>450.235</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(61.536)</b>	<b>-</b>	<b>(110.833)</b>	<b>-</b>	<b>3.146.039</b>
<b>Coligadas (14.4)</b>									
Foz do chopim	19.101	20.371	-	-	-	-	(22.357)	-	17.115
	<b>19.101</b>	<b>20.371</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(22.357)</b>	<b>-</b>	<b>17.115</b>
	<b>7.588.590</b>	<b>692.364</b>	<b>(63)</b>	<b>81.622</b>	<b>(61.536)</b>	<b>(14.233)</b>	<b>(565.059)</b>	<b>(1.417)</b>	<b>7.720.268</b>

Controladora	Saldo em 1º.01.2021	Equivalência patrimonial	Aporte e/ou Afac	Amorti- zação	Dividendos e JSCP	Combinação de negócios	Saldo em 31.12.2021
<b>Controladas</b>							
UEGA	145.069	205.895	-	-	(21.752)	-	329.212
Bela Vista	208.911	(3.124)	14.865	-	-	-	220.652
São Bento	206.794	28.550	-	-	(6.780)	-	228.564
São Bento - direito de autorização	71.858	-	-	(2.828)	-	-	69.030
Cutia	1.235.699	(23.380)	-	-	-	-	1.212.319
Cutia - direito de autorização	7.996	-	-	(355)	-	-	7.641
Nova Asa Branca I	57.926	3.594	-	-	(854)	-	60.666
Nova Asa Branca I - direito de autorização	45.289	-	-	(1.792)	-	-	43.497
Nova Asa Branca II	58.129	6.787	-	-	(1.612)	-	63.304
Nova Asa Branca II - direito de autorização	45.734	-	-	(1.801)	-	-	43.933
Nova Asa Branca III	84.259	4.454	-	-	(1.058)	-	87.655
Nova Asa Branca III - direito de autorização	44.085	-	-	(1.741)	-	-	42.344
Nova Eurus IV	61.088	8.370	-	-	(1.988)	-	67.470
Nova Eurus IV - direito de autorização	46.687	-	-	(1.844)	-	-	44.843
Santa Maria	74.569	6.240	-	-	(1.482)	-	79.327
Santa Maria - direito de autorização	24.206	-	-	(916)	-	-	23.290
Santa Helena	77.057	3.933	-	-	(935)	-	80.055
Santa Helena - direito de autorização	26.069	-	-	(992)	-	-	25.077
Ventos de Santo Uriel	29.568	548	-	-	(130)	-	29.986
Ventos de Santo Uriel - direito de autorização	12.259	-	-	(465)	-	-	11.794
Costa Oeste	90.802	18.510	-	-	(4.396)	-	104.916
Costa Oeste - mais valia	906	629	-	-	-	-	1.535
Costa Oeste - direito de concessão	2.743	-	-	(132)	-	-	2.611
Marumbi	140.381	28.075	-	-	(6.666)	-	161.790
Marumbi - menos valia	(5.331)	589	-	-	-	-	(4.742)
Marumbi - direito de concessão	1.694	-	-	(81)	-	-	1.613
Uirapuru	161.780	37.009	-	-	(23.562)	-	175.227
Uirapuru - menos valia	(17.336)	2.802	-	-	-	-	(14.534)
Uirapuru - direito de concessão	18.103	-	-	(1.285)	-	-	16.818
FDA Geração de Energia	605.486	361.256	-	-	(265.620)	-	701.122
Jandaíra I	11.374	(755)	48.056	-	-	-	58.675
Jandaíra II	11.542	(1.046)	29.610	-	-	-	40.106
Jandaíra III	13.264	(826)	33.631	-	-	-	46.069
Jandaíra IV	13.287	(847)	36.518	-	-	-	48.958
Brownfield	-	878	-	-	(2.930)	58.671	56.619
Brownfield - mais valia	-	-	-	-	-	44.601	44.601
Brownfield - ágio técnico	-	-	-	-	-	22.976	22.976
Ventos de Serra do Mel	-	1.940	-	-	(5.856)	129.590	125.674
Ventos de Serra do Mel - mais valia	-	-	-	-	-	98.552	98.552
Ventos de Serra do Mel - ágio técnico	-	-	-	-	-	50.769	50.769
Potiguar B61	-	2.271	-	-	(3.494)	132.304	131.081
Potiguar B61 - mais valia	-	-	-	-	-	39.746	39.746
Potiguar B61 - ágio técnico	-	-	-	-	-	20.475	20.475
	<b>3.611.947</b>	<b>692.352</b>	<b>162.680</b>	<b>(14.232)</b>	<b>(349.115)</b>	<b>597.684</b>	<b>4.701.316</b>
<b>Empreendimentos controlados em conjunto (14.3)</b>							
Caiuá	95.362	13.765	-	-	(2.150)	-	106.977
Integração Maranhense	148.583	20.255	-	-	(2.273)	-	166.565
Matrinchá	734.505	96.614	-	-	(19.346)	-	811.773
Guaraciaba	361.170	57.363	-	-	(10.918)	-	407.615
Paranaíba	203.681	35.113	-	-	(11.870)	-	226.924
Mata de Santa Genebra	661.430	63.174	-	-	(13.614)	-	710.990
Cantareira	359.685	53.492	30.870	-	(6.718)	-	437.329
	<b>2.564.416</b>	<b>339.776</b>	<b>30.870</b>	<b>-</b>	<b>(66.889)</b>	<b>-</b>	<b>2.868.173</b>
<b>Coligadas (14.4)</b>							
Foz do chopim	9.986	16.596	-	-	(7.481)	-	19.101
	<b>9.986</b>	<b>16.596</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(7.481)</b>	<b>-</b>	<b>19.101</b>
	<b>6.186.349</b>	<b>1.048.724</b>	<b>193.550</b>	<b>(14.232)</b>	<b>(423.485)</b>	<b>597.684</b>	<b>7.588.590</b>

Consolidado	Saldo em 1º.01.2022	Equivalência patrimonial	Redução de capital	Dividendos e JSCP	Saldo em 31.12.2022
<b>Empreendimentos controlados em conjunto (14.3)</b>					
Caiuá	106.977	23.806	-	(5.486)	125.297
Integração Maranhense	166.565	32.824	-	(6.884)	192.505
Matrinchã	811.773	162.298	-	(42.542)	931.529
Guaraciaba	407.615	82.251	-	(22.767)	467.099
Paranaíba	226.924	47.623	-	(10.567)	263.980
Mata de Santa Genebra	710.990	56.140	(61.536)	(13.333)	692.261
Cantareira	437.329	45.293	-	(9.254)	473.368
	<b>2.868.173</b>	<b>450.235</b>	<b>(61.536)</b>	<b>(110.833)</b>	<b>3.146.039</b>
<b>Coligadas (14.4)</b>					
Foz do chopim	19.101	20.371	-	(22.357)	17.115
	<b>19.101</b>	<b>20.371</b>	-	<b>(22.357)</b>	<b>17.115</b>
	<b>2.887.274</b>	<b>470.606</b>	<b>(61.536)</b>	<b>(133.190)</b>	<b>3.163.154</b>

Consolidado	Saldo em 1º.01.2021	Equivalência patrimonial	Aporte e/ou Afac	Dividendos e JSCP	Saldo em 31.12.2021
<b>Empreendimentos controlados em conjunto (14.3)</b>					
Caiuá	95.362	13.765	-	(2.150)	106.977
Integração Maranhense	148.583	20.255	-	(2.273)	166.565
Matrinchã	734.505	96.614	-	(19.346)	811.773
Guaraciaba	361.170	57.363	-	(10.918)	407.615
Paranaíba	203.681	35.113	-	(11.870)	226.924
Mata de Santa Genebra	661.430	63.174	-	(13.614)	710.990
Cantareira	359.685	53.492	30.870	(6.718)	437.329
	<b>2.564.416</b>	<b>339.776</b>	<b>30.870</b>	<b>(66.889)</b>	<b>2.868.173</b>
<b>Coligadas (14.4)</b>					
Foz do chopim	9.986	16.596	-	(7.481)	19.101
	<b>9.986</b>	<b>16.596</b>	-	<b>(7.481)</b>	<b>19.101</b>
	<b>2.574.402</b>	<b>356.372</b>	<b>30.870</b>	<b>(74.370)</b>	<b>2.887.274</b>

## 14.2 Controladas com participação de não controladores

### 14.2.1 Informações financeiras resumidas

<b>UEG Araucária</b>	<b>31.12.2022</b>	<b>31.12.2021</b>
<b>ATIVO</b>	<b>334.418</b>	<b>776.201</b>
Ativo circulante	97.586	515.430
Ativo não circulante	236.832	260.771
<b>PASSIVO</b>	<b>334.418</b>	<b>776.201</b>
Passivo circulante	45.115	221.853
Passivo não circulante	16.322	13.771
Patrimônio líquido	272.981	540.577
<b>DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO</b>		
Receita operacional líquida	98.508	2.250.577
Custos e despesas operacionais	(365.522)	(1.879.198)
Resultado financeiro	11.407	8.952
Tributos	(11.885)	(42.248)
<b>Prejuízo/ Lucro líquido do exercício</b>	<b>(267.492)</b>	<b>338.083</b>
Outros resultados abrangentes	(103)	-
<b>Resultado abrangente do exercício</b>	<b>(267.595)</b>	<b>338.083</b>
<b>DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA</b>		
Fluxo de caixa das atividades operacionais	(94.401)	312.676
Fluxo de caixa das atividades de investimento	(139.033)	(14.579)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	(147)	(64.331)
<b>TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA</b>	<b>(233.581)</b>	<b>233.766</b>
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	298.572	64.806
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	64.991	298.572
<b>VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA</b>	<b>(233.581)</b>	<b>233.766</b>

O prejuízo em 2022 é decorrente da melhora do cenário hidrológico que, por consequência, reduziu os despachos da usina durante o ano e, ainda, pelos custos decorrentes da manutenção das turbinas da usina (*Major Inspection*).

### 14.2.2 Mutação do patrimônio líquido atribuível aos acionistas não controladores

<b>Participação no capital social</b>	<b>UEG Araucária: 39,1%</b>
<b>Em 1º.01.2021</b>	<b>93.140</b>
Lucro líquido do exercício	132.191
Dividendos	(13.968)
<b>Em 31.12.2021</b>	<b>211.363</b>
Prejuízo do exercício	(104.593)
Outros resultados abrangentes	(40)
<b>Em 31.12.2022</b>	<b>106.730</b>

### 14.3 Informações resumidas dos principais empreendimentos controlados em conjunto

	Caiuá	Integração Maranhense	Matrinchã	Guaraciaba	Paranaíba	Mata de Santa Genebra	Cantareira
<b>31.12.2022</b>							
<b>ATIVO</b>	<b>327.819</b>	<b>588.279</b>	<b>2.935.068</b>	<b>1.568.964</b>	<b>1.921.848</b>	<b>3.587.501</b>	<b>1.805.583</b>
<b>Ativo circulante</b>	<b>38.421</b>	<b>78.790</b>	<b>427.118</b>	<b>211.094</b>	<b>223.010</b>	<b>539.668</b>	<b>226.945</b>
Caixa e equivalentes de caixa	13.440	28.997	136.878	56.436	56.518	32.903	73.866
Outros ativos circulantes	24.981	49.793	290.240	154.658	166.492	506.765	153.079
<b>Ativo não circulante</b>	<b>289.398</b>	<b>509.489</b>	<b>2.507.950</b>	<b>1.357.870</b>	<b>1.698.838</b>	<b>3.047.833</b>	<b>1.578.638</b>
<b>PASSIVO</b>	<b>327.819</b>	<b>588.279</b>	<b>2.935.068</b>	<b>1.568.964</b>	<b>1.921.848</b>	<b>3.587.501</b>	<b>1.805.583</b>
<b>Passivo circulante</b>	<b>22.569</b>	<b>59.771</b>	<b>225.502</b>	<b>154.404</b>	<b>125.681</b>	<b>113.772</b>	<b>92.290</b>
Passivos financeiros	7.273	12.774	130.033	42.260	59.606	70.775	59.850
Outros passivos circulantes	15.296	46.997	95.469	112.144	66.075	42.997	32.440
<b>Passivo não circulante</b>	<b>49.542</b>	<b>135.645</b>	<b>808.485</b>	<b>461.297</b>	<b>718.700</b>	<b>2.091.971</b>	<b>747.233</b>
Passivos financeiros	28.705	40.415	578.340	397.181	475.804	1.668.794	423.563
Outros passivos não circulantes	20.837	95.230	230.145	64.116	242.896	423.177	323.670
<b>Patrimônio líquido</b>	<b>255.708</b>	<b>392.863</b>	<b>1.901.081</b>	<b>953.263</b>	<b>1.077.467</b>	<b>1.381.758</b>	<b>966.060</b>
<b>DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO</b>							
Receita operacional líquida	62.864	100.482	518.428	266.855	231.960	415.526	188.348
Custos e despesas operacionais	(5.876)	(4.022)	(33.073)	(40.926)	(20.181)	(68.472)	(10.885)
Resultado financeiro	(1.605)	(2.286)	(59.543)	(37.598)	(48.430)	(177.322)	(37.815)
Provisão para IR e CSLL	(6.802)	(27.185)	(94.589)	(20.473)	31.030	(57.676)	(47.212)
<b>Lucro líquido do exercício</b>	<b>48.581</b>	<b>66.989</b>	<b>331.223</b>	<b>167.858</b>	<b>194.379</b>	<b>112.056</b>	<b>92.436</b>
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	-
<b>Resultado abrangente do exercício</b>	<b>48.581</b>	<b>66.989</b>	<b>331.223</b>	<b>167.858</b>	<b>194.379</b>	<b>112.056</b>	<b>92.436</b>
Participação no empreendimento - %	49,0	49,0	49,0	49,0	24,5	50,1	49,0
Valor contábil do investimento	125.297	192.505	931.529	467.099	263.980	692.261	473.368

Em 31.12.2022, a participação da Copel GeT nos compromissos assumidos dos seus empreendimentos controlados em conjunto equivale a R\$ 978 e nos passivos contingentes classificados como perda possível equivale a R\$ 411.564 (R\$ 249.418 em 31.12.2021) sendo que do montante, o valor de R\$ 180.706 (R\$ 187.243 em 31.12.2021) se refere a Mata de Santa Genebra.

Em junho de 2022 a Copel GeT registrou R\$ 133.922 no resultado de equivalência patrimonial decorrente dos efeitos da revisão tarifária de Caiuá, Integração Maranhense, Matrinchã e Guaraciaba.

	Caiuá	Integração Maranhense	Matrinchã	Guaraciaba	Paranaíba	Mata de Santa Genebra	Cantareira
<b>31.12.2021</b>							
<b>ATIVO</b>	<b>284.870</b>	<b>515.495</b>	<b>2.610.094</b>	<b>1.413.231</b>	<b>1.829.340</b>	<b>3.203.892</b>	<b>1.715.776</b>
<b>Ativo circulante</b>	<b>30.304</b>	<b>65.219</b>	<b>367.428</b>	<b>194.283</b>	<b>193.190</b>	<b>681.494</b>	<b>196.424</b>
Caixa e equivalentes de caixa	6.117	16.501	96.346	70.543	32.665	387.027	52.354
Outros ativos circulantes	24.187	48.718	271.082	123.740	160.525	294.467	144.070
<b>Ativo não circulante</b>	<b>254.566</b>	<b>450.276</b>	<b>2.242.666</b>	<b>1.218.948</b>	<b>1.636.150</b>	<b>2.522.398</b>	<b>1.519.352</b>
<b>PASSIVO</b>	<b>284.870</b>	<b>515.495</b>	<b>2.610.094</b>	<b>1.413.231</b>	<b>1.829.340</b>	<b>3.203.892</b>	<b>1.715.776</b>
<b>Passivo circulante</b>	<b>14.562</b>	<b>53.132</b>	<b>126.211</b>	<b>101.042</b>	<b>85.964</b>	<b>123.884</b>	<b>78.982</b>
Passivos financeiros	7.386	13.169	91.811	34.529	51.453	45.898	52.397
Outros passivos circulantes	7.176	39.963	34.400	66.513	34.511	77.986	26.585
<b>Passivo não circulante</b>	<b>51.986</b>	<b>122.438</b>	<b>827.205</b>	<b>480.320</b>	<b>817.159</b>	<b>1.660.867</b>	<b>744.285</b>
Passivos financeiros	35.606	52.653	685.525	428.314	522.289	1.630.306	456.180
Outros passivos não circulantes	16.380	69.785	141.680	52.006	294.870	30.561	288.105
<b>Patrimônio líquido</b>	<b>218.322</b>	<b>339.925</b>	<b>1.656.678</b>	<b>831.869</b>	<b>926.217</b>	<b>1.419.141</b>	<b>892.509</b>
<b>DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO</b>							
Receita operacional líquida	43.128	71.868	396.622	229.117	285.483	426.573	233.888
Custos e despesas operacionais	(5.609)	(10.508)	(24.341)	(7.185)	(17.537)	(72.970)	(24.727)
Resultado financeiro	(2.348)	(3.954)	(83.280)	(44.131)	(62.138)	(162.110)	(43.794)
Provisão para IR e CSLL	(7.078)	(16.072)	(91.830)	(60.617)	(62.638)	(65.399)	(56.201)
<b>Lucro líquido do período</b>	<b>28.093</b>	<b>41.334</b>	<b>197.171</b>	<b>117.184</b>	<b>143.170</b>	<b>126.094</b>	<b>109.166</b>
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	-
<b>Resultado abrangente do período</b>	<b>28.093</b>	<b>41.334</b>	<b>197.171</b>	<b>117.184</b>	<b>143.170</b>	<b>126.094</b>	<b>109.166</b>
Participação no empreendimento - %	49,0	49,0	49,0	49,0	24,5	50,1	49,0
Valor contábil do investimento	106.977	166.565	811.773	407.615	226.924	710.990	437.329

#### 14.4 Informações resumidas das principais coligadas

<b>Foz do Chopim</b>	<b>31.12.2022</b>	<b>31.12.2021</b>
<b>ATIVO</b>	<b>51.449</b>	<b>55.900</b>
Ativo circulante	11.730	13.308
Ativo não circulante	39.719	42.592
<b>PASSIVO</b>	<b>51.449</b>	<b>55.900</b>
Passivo circulante	3.596	2.495
Patrimônio líquido	47.853	53.405
<b>DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO</b>		
Receita operacional líquida	70.314	60.943
Custos e despesas operacionais	(26.171)	(10.775)
Resultado financeiro	208	(1.703)
Provisão para IR e CSLL	(2.343)	(2.060)
<b>Lucro líquido do exercício</b>	<b>42.008</b>	<b>46.405</b>
Outros resultados abrangentes	-	-
<b>Resultado abrangente do exercício</b>	<b>42.008</b>	<b>46.405</b>
Participação na coligada - %	35,77	35,77
Valor contábil do investimento	17.115	19.101

Em 31.12.2022, não há passivos contingentes na coligada, Foz do Chopim.

## 15 Imobilizado

### 15.1 Imobilizado por classe de ativos

Controladora		Depreciação		Depreciação	
	Custo	acumulada	31.12.2022	Custo	acumulada
<b>Em serviço</b>					
Reservatórios, barragens, adutoras	5.431.492	(2.421.901)	3.009.591	5.425.792	(2.293.931)
Máquinas e equipamentos	2.955.074	(1.455.866)	1.499.208	2.948.900	(1.373.447)
Edificações	1.201.731	(462.986)	738.745	1.202.504	(434.709)
Terrenos	437.889	(51.341)	386.548	437.607	(43.397)
Veículos e aeronaves	35.349	(33.007)	2.342	33.763	(32.656)
Móveis e utensílios	10.825	(7.513)	3.312	10.350	(7.754)
(-) <i>Impairment</i> (15.4)	(677.074)	-	(677.074)	(710.510)	-
(-) Obrigações especiais	(579)	295	(284)	(538)	213
	<b>9.394.707</b>	<b>(4.432.319)</b>	<b>4.962.388</b>	<b>9.347.868</b>	<b>(4.185.681)</b>
<b>Em curso</b>					
Custo	502.432	-	502.432	389.630	-
(-) <i>Impairment</i> (15.4)	(186.383)	-	(186.383)	(187.382)	-
	<b>316.049</b>	<b>-</b>	<b>316.049</b>	<b>202.248</b>	<b>-</b>
	<b>9.710.756</b>	<b>(4.432.319)</b>	<b>5.278.437</b>	<b>9.550.116</b>	<b>(4.185.681)</b>
<b>5.364.435</b>					
<b>Consolidado</b>					
	Custo	Depreciação		Custo	Depreciação
		acumulada	31.12.2022		acumulada
<b>Em serviço</b>					
Reservatórios, barragens, adutoras	7.845.355	(4.764.451)	3.080.904	7.839.656	(4.625.737)
Máquinas e equipamentos	8.729.417	(2.945.782)	5.783.635	8.192.458	(2.733.222)
Edificações	1.936.842	(1.128.898)	807.944	1.928.882	(1.096.311)
Terrenos	490.043	(53.042)	437.001	488.149	(44.002)
Veículos e aeronaves	35.349	(33.007)	2.342	33.763	(32.656)
Móveis e utensílios	12.614	(8.843)	3.771	12.165	(9.029)
(-) <i>Impairment</i> (15.4)	(785.206)	-	(785.206)	(710.510)	-
(-) Obrigações especiais	(747)	329	(418)	(792)	290
	<b>18.263.667</b>	<b>(8.933.694)</b>	<b>9.329.973</b>	<b>17.783.771</b>	<b>(8.540.667)</b>
<b>Em curso</b>					
Custo	569.598	-	569.598	720.606	-
(-) <i>Impairment</i> (15.4)	(186.383)	-	(186.383)	(187.382)	-
	<b>383.215</b>	<b>-</b>	<b>383.215</b>	<b>533.224</b>	<b>-</b>
	<b>18.646.882</b>	<b>(8.933.694)</b>	<b>9.713.188</b>	<b>18.316.995</b>	<b>(8.540.667)</b>
					<b>9.776.328</b>

## 15.2 Muta o do imobilizado

Controladora	Saldo em 1 <sup>o</sup> .01.2022	Aquisi�es/ Impairment	Deprecia�o	Baixas	Transfe- r�ncias	Saldo em 31.12.2022
<b>Em serviço</b>						
Reservat�rios, barragens, adutoras	3.131.861	-	(127.970)	-	5.700	3.009.591
Máquinas e equipamentos	1.575.453	-	(88.637)	(1.400)	13.792	1.499.208
Edifica�es	767.795	-	(29.314)	(306)	570	738.745
Terrenos	394.210	-	(7.944)	(381)	663	386.548
Veículos e aeronaves	1.107	-	(381)	-	1.616	2.342
M�veis e utensílios	2.596	-	(327)	(42)	1.085	3.312
(-) <i>Impairment</i> (15.4)	(710.510)	33.436	-	-	-	(677.074)
(-) Obriga�es especiais	(325)	-	82	-	(41)	(284)
	<b>5.162.187</b>	<b>33.436</b>	<b>(254.491)</b>	<b>(2.129)</b>	<b>23.385</b>	<b>4.962.388</b>
<b>Em curso</b>						
Custo	389.630	132.370	-	(6)	(19.562)	502.432
(-) <i>Impairment</i> (15.4)	(187.382)	999	-	-	-	(186.383)
	<b>202.248</b>	<b>133.369</b>	<b>-</b>	<b>(6)</b>	<b>(19.562)</b>	<b>316.049</b>
	<b>5.364.435</b>	<b>166.805</b>	<b>(254.491)</b>	<b>(2.135)</b>	<b>3.823</b>	<b>5.278.437</b>

Controladora	Saldo em 1 <sup>o</sup> .01.2021	Aquisi�es/ Impairment	Deprecia�o	Baixas	Transfe- r�ncias	Saldo em 31.12.2021
<b>Em serviço</b>						
Reservat�rios, barragens, adutoras	3.269.500	-	(139.786)	2.147	-	3.131.861
Máquinas e equipamentos	1.639.351	-	(96.658)	(2.615)	35.375	1.575.453
Edifica�es	800.300	-	(33.052)	(501)	1.048	767.795
Terrenos	403.346	-	(9.167)	(763)	794	394.210
Veículos e aeronaves	1.863	-	(822)	(68)	134	1.107
M�veis e utensílios	1.782	-	(245)	(14)	1.073	2.596
(-) <i>Impairment</i> (15.4)	(786.745)	76.235	-	-	-	(710.510)
(-) Obriga�es especiais	(33)	-	48	-	(340)	(325)
	<b>5.329.364</b>	<b>76.235</b>	<b>(279.682)</b>	<b>(1.814)</b>	<b>38.084</b>	<b>5.162.187</b>
<b>Em curso</b>						
Custo	350.737	68.215	-	-	(29.322)	389.630
(-) <i>Impairment</i> (15.4)	(120.308)	(67.074)	-	-	-	(187.382)
	<b>230.429</b>	<b>1.141</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(29.322)</b>	<b>202.248</b>
	<b>5.559.793</b>	<b>77.376</b>	<b>(279.682)</b>	<b>(1.814)</b>	<b>8.762</b>	<b>5.364.435</b>

<b>Consolidado</b>						
	<b>Saldo em 1º.01.2022</b>	<b>Aquisições/ Impairment</b>	<b>Depreciação</b>	<b>Baixas</b>	<b>Transfe- rências</b>	<b>Saldo em 31.12.2022</b>
<b>Em serviço</b>						
Reservatórios, barragens, adutoras	3.213.919	-	(138.715)	-	5.700	3.080.904
Máquinas e equipamentos	5.459.236	-	(325.332)	(29.678)	679.409	5.783.635
Edificações	832.571	-	(33.733)	(333)	9.439	807.944
Terrenos	444.147	-	(9.040)	(381)	2.275	437.001
Veículos e aeronaves	1.107	-	(381)	-	1.616	2.342
Móveis e utensílios	3.136	-	(395)	(58)	1.088	3.771
(-) Impairment (15.4)	(710.510)	(74.696)	-	-	-	(785.206)
(-) Obrigações especiais	(502)	-	125	-	(41)	(418)
	<b>9.243.104</b>	<b>(74.696)</b>	<b>(507.471)</b>	<b>(30.450)</b>	<b>699.486</b>	<b>9.329.973</b>
<b>Em curso</b>						
Custo	720.606	547.185	-	(12.324)	(685.869)	569.598
(-) Impairment (15.4)	(187.382)	999	-	-	-	(186.383)
	<b>533.224</b>	<b>548.184</b>	<b>-</b>	<b>(12.324)</b>	<b>(685.869)</b>	<b>383.215</b>
	<b>9.776.328</b>	<b>473.488</b>	<b>(507.471)</b>	<b>(42.774)</b>	<b>13.617</b>	<b>9.713.188</b>

<b>Consolidado</b>							
	<b>Saldo em 1º.01.2021</b>	<b>Aquisições/ Impairment</b>	<b>Depreciação</b>	<b>Baixas</b>	<b>Transfe- rências</b>	<b>Efeito da aquisição do Complexo Vilas</b>	<b>Saldo em 31.12.2021</b>
<b>Em serviço</b>							
Reservatórios, barragens, adutoras	3.301.227	-	(165.446)	2.147	75.991	-	3.213.919
Máquinas e equipamentos	4.852.976	-	(295.538)	(2.626)	149.867	754.557	5.459.236
Edificações	832.342	-	(36.665)	(501)	37.395	-	832.571
Terrenos	435.813	-	(9.771)	(763)	18.868	-	444.147
Veículos e aeronaves	1.863	-	(822)	(68)	134	-	1.107
Móveis e utensílios	2.396	-	(317)	(17)	1.074	-	3.136
(-) Impairment (15.4)	(925.521)	215.011	-	-	-	-	(710.510)
(-) Obrigações especiais	(251)	-	89	-	(340)	-	(502)
	<b>8.500.845</b>	<b>215.011</b>	<b>(508.470)</b>	<b>(1.828)</b>	<b>282.989</b>	<b>754.557</b>	<b>9.243.104</b>
<b>Em curso</b>							
Custo	714.563	318.748	-	(38.477)	(274.228)	-	720.606
(-) Impairment (15.4)	(120.308)	(67.074)	-	-	-	-	(187.382)
	<b>594.255</b>	<b>251.674</b>	<b>-</b>	<b>(38.477)</b>	<b>(274.228)</b>	<b>-</b>	<b>533.224</b>
	<b>9.095.100</b>	<b>466.685</b>	<b>(508.470)</b>	<b>(40.305)</b>	<b>8.761</b>	<b>754.557</b>	<b>9.776.328</b>

Durante a fase de construção são capitalizados os custos de empréstimos, financiamentos e debêntures. Em 2022 estes custos totalizaram R\$ 13.468, à taxa média de 0,32% a.a. (R\$ 953, à taxa média de 0,02% a.a., em 2021).

### 15.3 Operações em conjunto - consórcios

Os valores registrados no imobilizado estão proporcionais a participação da Copel GeT nos ativos das usinas, conforme demonstrados a seguir:

Empreendimento	Participação (%) Copel GeT	Taxa média anual de depreciação (%)	31.12.2022	31.12.2021
<b>UHE Gov. Jayme Canet Júnior - Mauá</b>				
<b>Consórcio Energético Cruzeiro do Sul</b>	<b>51,0</b>			
Em serviço			859.882	859.926
(-) Depreciação Acumulada		2,90	(288.728)	(263.792)
Em curso			19.899	20.527
			<b>591.053</b>	<b>616.661</b>
<b>UHE Baixo Iguaçu</b>	<b>30,0</b>			
Em serviço			693.487	692.395
(-) Depreciação Acumulada		3,28	(87.278)	(64.519)
Em curso			55.863	56.027
			<b>662.072</b>	<b>683.903</b>
			<b>1.253.125</b>	<b>1.300.564</b>

### 15.4 Perdas estimadas para redução ao valor recuperável (impairment) de ativos do segmento de geração

A partir da análise de indicadores de impairment, de premissas representativas das melhores estimativas da Administração da Companhia, da metodologia prevista no Pronunciamento Técnico CPC 01 (R1) e da mensuração do valor em uso foram testadas as unidades geradoras de caixa do segmento geração.

O cálculo do valor em uso baseou-se em fluxos de caixa operacionais descontados pelo horizonte das concessões, mantendo-se as atuais condições comerciais da companhia. A taxa utilizada para descontar o fluxo de caixa foi definida e atualizada a partir da metodologia WACC (Custo Médio Ponderado de Capital) e CAPM (Modelo de Precificação de Ativos), por tipo de fonte, para os negócios de geração, considerando parâmetros tradicionais e usualmente utilizados no mercado.

Referências internas como o orçamento aprovado pela Companhia, dados históricos ou passados, atualização do cronograma de obras e montante de investimentos para empreendimentos em curso embasam a definição de premissas chaves pela Administração. No mesmo contexto, referências externas como o nível de consumo de energia elétrica e a disponibilidade de recursos hídricos subsidiam as principais informações dos fluxos de caixa estimados.

Cabe observar que as diversas premissas utilizadas pela Administração na determinação dos fluxos de caixa futuros podem ser afetadas por eventos incertos, o que pode gerar oscilações nos resultados. Mudanças no modelo político e econômico, por exemplo, podem resultar em alta na projeção do risco-país, elevando as taxas de desconto utilizadas nos testes.

De forma geral, os testes contemplaram as seguintes premissas chaves:

- Crescimento compatível com os dados históricos e perspectivas de crescimento da economia brasileira;

- Atualização das taxas de desconto após os impostos, específica para o segmento testado, obtida através de metodologia usualmente aplicada pelo mercado, levando em consideração o custo médio ponderado de capital;
- Receitas projetadas de acordo com os contratos vigentes e expectativa de mercado futuro, sem previsão de renovação da concessão/autorização;
- Despesas segregadas por unidade geradora de caixa projetadas a partir do orçamento aprovado pela Companhia;
- Atualização de encargos regulatórios.

A Companhia tratou como unidades geradoras de caixa independentes todos os seus empreendimentos de geração.

Em 31.12.2022, os empreendimentos com saldos de *impairment* registrados são os seguintes:

Consolidado	Imobilizado			Valor em uso
	Custo	Depreciação	Impairment	
UHE Colíder	2.558.634	(320.171)	(632.559)	1.605.904
UEGA	686.498	(384.810)	(108.132)	193.556
Consórcio Tapajós (a)	14.879	-	(14.879)	-
Usinas no Paraná	1.052.717	(130.051)	(216.019)	706.647
	<b>4.312.728</b>	<b>(835.032)</b>	<b>(971.589)</b>	<b>2.506.107</b>

(a) Projeto em desenvolvimento

O quadro a seguir apresenta a movimentação do saldo de *impairment*:

Consolidado	Saldo em 1º.01.2021	Impairment / Reversão	Saldo em 31.12.2021	Impairment / Reversão	Saldo em 31.12.2022
<b>Em serviço</b>					
UHE Colíder	(683.193)	43.664	(639.529)	6.970	(632.559)
UEGA	(138.777)	138.777	-	(108.132)	(108.132)
Usinas no Paraná	(103.551)	32.570	(70.981)	26.466	(44.515)
	<b>(925.521)</b>	<b>215.011</b>	<b>(710.510)</b>	<b>(74.696)</b>	<b>(785.206)</b>
<b>Em curso</b>					
Usinas no Paraná	(105.844)	(66.659)	(172.503)	999	(171.504)
	<b>(120.308)</b>	<b>(67.074)</b>	<b>(187.382)</b>	<b>999</b>	<b>(186.383)</b>
	<b>(1.045.829)</b>	<b>147.937</b>	<b>(897.892)</b>	<b>(73.697)</b>	<b>(971.589)</b>

#### 15.4.1 UHE Colíder

Em dezembro de 2022, o cálculo do valor em uso considerou premissas e orçamentos da Companhia e a taxa de desconto depois dos impostos de 5,71% a.a. (em 2021, 5,77% a.a.), que deriva da metodologia WACC para o segmento de geração de energia elétrica. A atualização da expectativa de receita com a venda da energia, que compensou aumentos com custos operacionais e com encargos regulatórios, e a variação do valor contábil, possibilitaram a reversão parcial do *impairment*.

#### 15.4.2 UEG Araucária

Em dezembro de 2022, o cálculo do valor em uso considerou premissas e orçamentos da Companhia, revisão da expectativa de despacho, atualização do Custo Variável Unitário - CVU e a taxa de desconto depois dos impostos de 7,00% a.a. (em 2021, 7,69% a.a.), que deriva da metodologia WACC para o segmento de geração de energia elétrica, acrescida de risco adicional associado à variação da receita. Pela revisão das premissas, principalmente a redução na expectativa de despacho da usina em relação a 31.12.2021, quando se previa aumento da demanda da usina em consequência das condições hidrológicas desfavoráveis, foi reconhecido *impairment* em 2022, considerando a mudança significativa do cenário hidrológico do país.

#### 15.4.3 UTE Figueira

Em dezembro de 2022, o cálculo do valor em uso considerou premissas e orçamentos da Companhia, a taxa de desconto depois dos impostos de 6,23% a.a. (em 2021, 5,77% a.a.), que deriva da metodologia WACC para o segmento de geração de energia elétrica para fonte térmica, a postergação da entrada em operação da usina ocorrida em dezembro de 2022 (em 2021, a expectativa era para abril de 2022), a atualização da expectativa de receita com venda de energia e com a indenização do saldo residual do ativo, as alterações nos custos operacionais e no Capex, e a revisão do saldo de carvão à ser ressarcido para a conta CDE. Pela revisão do conjunto de premissas foi reconhecida a reversão parcial do *impairment*.

#### 15.4.4 Demais usinas hídricas

Em dezembro de 2022, o cálculo do valor em uso dos ativos de geração no Estado do Paraná considerou: i) premissas e orçamentos da Companhia; ii) a taxa de desconto depois dos impostos de 5,71% a.a. (em 2021, 5,77% a.a.), que deriva da metodologia WACC para o segmento de geração de energia elétrica; e, iii) revisão dos encargos regulatórios e dos custos operacionais que foram compensados pela expectativa de venda da energia descontratada. Pela revisão do conjunto de premissas e a variação do valor contábil, foi possível reverter parte do saldo de *impairment*.

#### 15.4.5 Unidades geradoras de caixa que não apresentam reversão ou provisão para impairment

As usinas que não sofreram *impairment* tem valor recuperável superior ao valor contábil do ativo imobilizado. A tabela a seguir apresenta a porcentagem em que o valor recuperável ("VR") excede o valor contábil ("VC") dos ativos e demonstra a análise de sensibilidade aumentando em 5% e 10% a taxa de desconto para avaliação do risco de *impairment* de cada empreendimento.

Unidade geradora de caixa	Taxa de desconto	VR/VC-1	VR/VC-1 (5% Variação)	VR/VC-1 (10% Variação)	Risco de Impairment
<b>Ativos Eólicos</b>					
Complexo São Bento (a)	8,06%	59,64%	55,18%	50,93%	-
Complexo Brisa I (b)	8,06%	58,38%	53,76%	49,35%	-
Complexo Brisa II (c)	8,06%	55,70%	50,85%	46,24%	-
Complexo Bento Miguel (d)	8,06%	15,96%	12,23%	8,70%	-
Complexo Cutia (e)	8,06%	11,67%	8,36%	5,21%	-
Complexo Jandaíra (f)	5,61%	29,61%	25,92%	22,41%	-
Complexo Vilas (g)	5,44%	43,11%	38,61%	34,35%	-
<b>Ativos Hídricos</b>					
Foz do Areia	5,71%	29,95%	29,58%	29,21%	-
Segredo	5,71%	96,90%	94,04%	91,24%	-
Caxias	5,71%	73,31%	70,52%	67,81%	-
Guaricana	5,71%	31,92%	30,77%	29,63%	-
Chaminé	5,71%	61,48%	60,03%	58,61%	-
Apucarantina	5,71%	28,85%	27,83%	26,81%	-
Mauá	5,71%	106,38%	101,73%	97,25%	-
Marumbi	5,71%	30,16%	22,67%	20,19%	-
Cavernoso II	5,71%	28,09%	24,87%	21,79%	-
Bela Vista	7,67%	56,29%	49,96%	44,51%	-

(a) Contempla as usinas GE Boa Vista, GE Farol, GE Olho D'Água e GE São Bento do Norte.

(b) Contempla as usinas Nova Asa Branca I, Nova Asa Branca II, Nova Asa Branca III e Nova Eurus IV.

(c) Contempla as usinas Santa Maria, Santa Helena e Ventos de Santo Uriel.

(d) Contempla as usinas São Bento do Norte I, São Bento do Norte II, São Bento do Norte III, São Miguel I, São Miguel II e GE São Miguel III.

(e) Contempla as usinas Cutia, Guajiru, Jangada, Maria Helena, Potiguar, Esperança e Paraíso dos Ventos.

(f) Contempla as usinas Jandaíra I, Jandaíra II, Jandaíra III e Jandaíra IV

(g) Contempla as usinas Potiguar B61, Potiguar B141, Potiguar B142, Potiguar B143 e Ventos de Vila Paraíba IV.

## 15.5 Empreendimentos em construção

### 15.5.1 PCH Bela Vista

Com um investimento estimado em R\$ 224.673, o empreendimento, com 29,81 MW de capacidade instalada e garantia física de 18,61 MW médios, foi construído no Rio Chopim, nos municípios de São João e Verê, localizados no sudoeste do estado do Paraná. A participação no leilão A-6 realizado em 31.08.2018 vendeu 14,7 MW médios em contratos regulados ao preço original de R\$ 195,70/MWh. O contrato de venda de energia tem início de suprimento em 1º.01.2024, prazo de 30 anos e reajuste anual pelo IPCA.

As obras tiveram seu início no mês de agosto de 2019 e a entrada em operação comercial de três unidades geradoras ocorreu em 2021. A central geradora (*Stream Diver*) foi liberada para início da operação em teste a partir de 28.03.2023.

### 15.5.2 Complexo eólico Jandaíra

Com um investimento estimado em R\$ 411.610, o empreendimento, que tem 90,1 MW de capacidade instalada e garantia física de 47,6 MW médios, está sendo construído nos municípios de Pedra Preta e Jandaíra, no estado do Rio Grande do Norte. A participação no leilão de geração de energia nova A-6, realizado em 18.10.2019 vendeu 14,4 MW médios em contratos regulados ao preço original de R\$ 98,00/MWh. O contrato de venda de energia tem início de suprimento em 1º.01.2025, prazo de 20 anos e reajuste anual pelo IPCA.

De posse de todas as licenças necessárias, as obras civis tiveram início em janeiro de 2021. O complexo, com 26 unidades geradoras divididas em 4 parques eólicos, iniciou a operação comercial de todo o empreendimento durante o ano de 2022.

### 15.6 Taxas de depreciação

<b>Taxas médias de depreciação (%)</b>	<b>31.12.2022</b>	<b>31.12.2021</b>
<b>Taxas médias do segmento de geração (15.6.1)</b>		
Equipamento geral	6,25	6,25
Máquinas e equipamentos	3,68	3,68
Geradores	3,42	3,42
Reservatórios, barragens e adutoras	2,67	2,56
Turbina hidráulica	2,89	2,90
Turbinas a gás e a vapor	4,00	4,00
Processamento de gás	3,00	3,00
Unidade de geração eólica	4,94	4,98
Edificações	3,07	3,15
<b>Taxas médias para ativos da Administração central</b>		
Edificações	3,33	3,33
Máquinas e equipamentos de escritório	6,25	6,25
Móveis e utensílios	6,25	6,30
Veículos	14,29	14,29

#### 15.6.1 Ativos com taxas de depreciação limitadas ao prazo de concessão

Os ativos do projeto original das usinas de Mauá, Colíder, Baixo Iguaçu, Cavernoso II e PCH Bela Vista, da Copel GeT, são considerados pelo Poder Concedente sem total garantia de indenização do valor residual ao final do prazo da concessão. Essa interpretação está fundamentada na Lei das Concessões nº 8.987/1995 e no Decreto nº 2.003/1996 que regulamentam a produção de energia elétrica por produtor independente. Dessa forma, a partir da entrada em operação desses ativos, inclusive terrenos, a depreciação é realizada pela maior taxa entre aquela determinada pela vida útil do ativo ou a taxa calculada com base no prazo de concessão.

Conforme previsto nos contratos de concessão, os investimentos posteriores e não previstos no projeto original, desde que aprovados pelo Poder Concedente e ainda não amortizados, serão indenizados ao final do prazo das concessões e depreciados com as taxas estabelecidas pela vida útil do ativo, a partir da entrada em operação.

Da mesma forma, os ativos de geração eólica, cuja energia elétrica produzida destina-se à comercialização na modalidade de Produção Independente de Energia Elétrica conforme estabelecido nos artigos 12, 15 e 16 da Lei nº 9.074/1995, também são depreciados pela maior taxa entre aquela determinada pela vida útil do ativo ou a taxa calculada com base no prazo de autorização.

## 16 Intangível

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Contratos de concessão/autorização de geração (16.1)	1.106.988	1.208.895	2.049.738	2.259.116
Outros intangíveis (16.2)	19.538	20.111	26.103	37.042
	<b>1.126.526</b>	<b>1.229.006</b>	<b>2.075.841</b>	<b>2.296.158</b>

A Administração não identificou evidências que justificassem a necessidade de reconhecimento de perdas pela redução ao valor recuperável de ativos intangíveis.

### 16.1 Contratos de concessão de geração

Controladora	Contrato de concessão (a)		
	em serviço	em curso	Total
<b>Em 1º.01.2021</b>	<b>35.146</b>	-	<b>35.146</b>
Outorga Aneel - uso do bem público	-	1.823	1.823
Capitalizações para intangível em serviço	1.823	(1.823)	-
Repactuação do risco hidrológico - GSF	1.198.933	-	1.198.933
Quotas de amortização - concessão e autorização (b)	(27.007)	-	(27.007)
<b>Em 31.12.2021</b>	<b>1.208.895</b>	-	<b>1.208.895</b>
Quotas de amortização - concessão e autorização (b)	(101.907)	-	(101.907)
<b>Em 31.12.2022</b>	<b>1.106.988</b>	-	<b>1.106.988</b>

(a) Contempla o saldo de uso do bem público e de repactuação do risco hidrológico.

(b) Amortização durante o período de concessão/autorização a partir do início da operação comercial do empreendimento.

Consolidado	Contrato de concessão (a)		Direito de concessão e autorização/ágio	Total
	em serviço	em curso		
<b>Em 1º.01.2021</b>	<b>53.443</b>	-	<b>346.715</b>	<b>400.158</b>
Mais valia na combinação de negócios - Complexo Vilas	-	-	277.120	277.120
Ágio técnico oriundo da combinação de negócios - Complexo Vilas	-	-	94.221	94.221
Outorga Aneel - uso do bem público	-	1.823	-	1.823
Capitalizações para intangível em serviço	1.823	(1.823)	-	-
Repactuação do risco hidrológico - GSF	1.560.896	-	-	1.560.896
Quotas de amortização - concessão e autorização (b)	(60.870)	-	(14.232)	(75.102)
<b>Em 31.12.2021</b>	<b>1.555.292</b>	-	<b>703.824</b>	<b>2.259.116</b>
Mais valia na combinação de negócios - Complexo Vilas (NE nº 1.1.1)	-	-	23.982	23.982
Ágio técnico oriundo da combinação de negócios - Complexo Vilas (NE nº 1.1.1)	-	-	8.154	8.154
Quotas de amortização - concessão e autorização (b)	(217.397)	-	(24.117)	(241.514)
<b>Em 31.12.2022</b>	<b>1.337.895</b>	-	<b>711.843</b>	<b>2.049.738</b>

(a) Contempla o saldo de uso do bem público e de repactuação do risco hidrológico.

## 16.2 Outros intangíveis

Ativo composto por softwares adquiridos de terceiros ou gerados internamente, mensurados pelo custo total de aquisição diminuído das despesas de amortização.

<b>Controladora</b>	<b>em serviço</b>	<b>em curso</b>	<b>Total</b>
<b>Em 1º.01.2021</b>	<b>6.907</b>	<b>11.435</b>	<b>18.342</b>
Aquisições	-	4.772	4.772
Capitalizações para intangível em serviço	412	(412)	-
Quotas de amortização (a)	(3.003)	-	(3.003)
<b>Em 31.12.2021</b>	<b>4.316</b>	<b>15.795</b>	<b>20.111</b>
Aquisições	-	4.606	4.606
Capitalizações para intangível em serviço	3.721	(3.721)	-
Quotas de amortização (a)	(3.661)	-	(3.661)
Baixas	-	(1.518)	(1.518)
<b>Em 31.12.2022</b>	<b>4.376</b>	<b>15.162</b>	<b>19.538</b>

(a) Taxa anual de amortização: 20%.

<b>Consolidado</b>	<b>em serviço</b>	<b>em curso</b>	<b>Total</b>
<b>Em 1º.01.2021</b>	<b>7.164</b>	<b>17.216</b>	<b>24.380</b>
Efeito da aquisição de controle do Complexo Vilas	10.275	-	10.275
Aquisições	-	5.607	5.607
Quotas de amortização (a)	3.212	(3.212)	-
Baixas	(3.220)	-	(3.220)
<b>Em 31.12.2021</b>	<b>17.431</b>	<b>19.611</b>	<b>37.042</b>
Aquisições	-	4.368	4.368
Transferências para imobilizado	(9.795)	-	(9.795)
Capitalizações para intangível em serviço	4.211	(4.211)	-
Quotas de amortização (a)	(3.993)	-	(3.993)
Baixas	-	(1.519)	(1.519)
<b>Em 31.12.2022</b>	<b>7.854</b>	<b>18.249</b>	<b>26.103</b>

(a) Taxa anual de amortização: 20%.

## 17 Obrigações Sociais e Trabalhistas

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
<b>Obrigações sociais</b>				
Impostos e contribuições sociais	13.392	13.832	13.658	14.108
Encargos sociais sobre férias e 13º salário	8.696	8.942	8.818	9.075
	<b>22.088</b>	<b>22.774</b>	<b>22.476</b>	<b>23.183</b>
<b>Obrigações trabalhistas</b>				
Folha de pagamento, líquida (a)	13.900	-	13.900	-
Férias	29.332	31.480	29.678	31.857
Provisões por desempenho e participação nos lucros	11.233	88.403	11.233	88.584
Programa de desligamentos voluntários	990	17.859	990	17.859
Outros	94	-	94	-
	<b>55.549</b>	<b>137.742</b>	<b>55.895</b>	<b>138.300</b>
	<b>77.637</b>	<b>160.516</b>	<b>78.371</b>	<b>161.483</b>

(a) Refere-se a provisão do reajuste salarial referente ao Acordo Coletivo de Trabalho aprovado em janeiro de 2023, com efeitos retroativos a outubro de 2022 (data-base do acordo).

## 18 Fornecedores

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Materiais e serviços	130.444	147.562	171.362	368.665
Energia elétrica	205.947	320.752	206.527	335.128
Encargos de uso da rede elétrica	101.098	96.791	123.186	115.260
	<b>437.489</b>	<b>565.105</b>	<b>501.075</b>	<b>819.053</b>
<b>Circulante</b>	<b>312.042</b>	<b>439.856</b>	<b>375.628</b>	<b>693.804</b>
<b>Não circulante</b>	<b>125.447</b>	<b>125.249</b>	<b>125.447</b>	<b>125.249</b>

## 19 Empréstimos e Financiamentos

Consolidado	Empresa	Destinação	Garantias	Data da emissão	Nº de parcelas	Vencimento final	Pagamento de encargos	Encargos financeiros do contrato a.a.	Taxa efetiva de juros a.a.	Valor do contrato	31.12.2022	31.12.2021
<b>BNDÉS</b>												
820989.1		Implementação da UHE Mauá.	Receita proveniente da comercialização de energia da usina.	17.03.2009	179	15.01.2028	Mensal	1,63% acima da TJLP	1,63% acima da TJLP	169.500	60.719	72.109
1120952.1		Implantação de linha de transmissão entre as subestações Foz do Iguaçu e Cascavel Oeste.	Cessão fiduciária de direitos creditórios; receita proveniente da prestação de serviços de transmissão.	16.12.2011	168	15.04.2026	Mensal	1,82% e 1,42% acima da TJLP	1,82% e 1,42% acima da TJLP	44.723	11.186	14.431
1220768.1		Implantação da PCH Cavernoso II.	Receita proveniente da comercialização de energia da usina.	28.09.2012	192	15.07.2029	Mensal	1,36% acima da TJLP	1,36% acima da TJLP	73.122	32.012	36.593
13211061		Implantação da UHE Colider.		04.12.2013	192	15.10.2031	Mensal	0% e 1,49% acima da TJLP	6,43% e 7,68%	1.041.155	615.968	680.413
13210331	Copel GeT	Implantação da subestação Cerquillo III.		03.12.2013	168	15.08.2028	Mensal	1,49% e 1,89% acima da TJLP	1,49% e 1,89% acima da TJLP	17.644	7.502	8.758
15206041		Implantação de linha de transmissão Assis - Paraguagu Paulista II.		28.12.2015	168	15.06.2030	Mensal	2,42% acima da TJLP	9,04%	34.265	16.139	18.151
15205921		Implantação de linhas de transmissão Londrina - Figueira e Salto Osório - Foz do Chopim.	Cessão fiduciária de direitos creditórios.	28.12.2015	168	15.12.2029	Mensal	2,32% acima da TJLP	8,93%	21.584	9.542	10.822
18205101		Implantação da UHE Baixo Iguaçu		22.11.2018	192	15.06.2035	Mensal	1,94% acima da TJLP	8,50%	194.000	159.948	171.447
19207901 - A+B+E+F+G+H		Implantação das instalações de transmissão das linhas: SE Medianeira; SE Curitiba Centro e Curitiba Uberaba e SE Andará Leste.		03.06.2020	279	15.12.2043	Mensal	IPCA + 4,8165%	IPCA + 4,8570%	206.882	200.932	185.532
19207901 - C+D+H+J		Implantação das instalações de transmissão das linhas: Linha de Transmissão Curitiba Leste - Blumenal e Baixo Iguaçu - Realeza.		03.06.2020	267	15.12.2043	Mensal	IPCA + 4,8165%	IPCA + 4,8570%	225.230	188.869	162.773
14.2.1271.1	Santa Maria		Fiança da Copel; penhor de ações; cessão fiduciária de direitos creditórios; cessão fiduciária de receitas.	01.06.2015	192	15.08.2031	Mensal	1,66% acima da TJLP	8,26%	71.676	34.125	37.771
14.2.1272.1	Santa Helena			01.06.2015	192	15.08.2031	Mensal	1,66% acima da TJLP	8,26%	82.973	37.027	40.983
11211521	GE Farol	Construção e implantação de centrais geradoras eólicas	Penhor de ações; cessão fiduciária de recebíveis provenientes de venda de energia elétrica produzidas pelo projeto; cessão fiduciária de máquinas e equipamentos.	19.03.2012	192	15.06.2030	Mensal	2,34% acima da TJLP	2,34% acima da TJLP	54.100	29.888	33.570
11211531	GE Boa Vista			19.03.2012	192	15.06.2030	Mensal	2,34% acima da TJLP	2,34% acima da TJLP	40.050	22.096	24.818
11211541	GE S.B. do Norte			19.03.2012	192	15.06.2030	Mensal	2,34% acima da TJLP	2,34% acima da TJLP	90.900	50.112	56.287
11211551	GE Olho D'Água			19.03.2012	192	15.06.2030	Mensal	2,34% acima da TJLP	2,34% acima da TJLP	97.000	53.519	60.113
18204611	Cutia			10.10.2018	192	15.07.2035	Mensal	2,04% acima da TJLP	8,37%	619.405	543.337	563.569
13212221 - A	Costa Oeste	Implantação de linha de transmissão entre as subestações Cascavel Oeste e Umuarama Sul e implantação da subestação Umuarama Sul.	Cessão fiduciária de direitos creditórios; 100% das ações penhoradas.	03.12.2013	168	30.11.2028	Mensal	1,95% + TJLP	1,95% + TJLP	27.634	12.842	14.898
13212221 - B				03.12.2013	106	30.09.2023	Mensal	3,50%	3,50%	9.086	598	1.396
14205851 - A	Marumbi	Implantação de linha de transmissão entre as subestações Curitiba e Curitiba Leste e implantação da subestação Curitiba Leste.		08.07.2014	168	30.06.2029	Mensal	2,00% + TJLP	2,00% + TJLP	33.460	16.981	19.444
14205851 - B				08.07.2014	106	30.04.2024	Mensal	6,00%	6,00%	21.577	3.020	5.285
											<b>2.106.362</b>	<b>2.219.163</b>
<b>Banco do Brasil Repasse BNDÉS</b>												
21/02000-0	Copel GeT	Implementação da UHE Mauá.	Receita proveniente da comercialização de energia da usina.	16.04.2009	179	15.01.2028	Mensal	2,13% acima da TJLP	2,13% acima da TJLP	169.500	60.720	72.109
											<b>60.720</b>	<b>72.109</b>
<b>Banco do Nordeste do Brasil</b>												
35202166127989	Jandaira I	Implantação do Complexo Eólico de Jandaira	Fiança bancária	31.05.2021	192	15.06.2038	Mensal	2,7086% + IPCA (1)	3,0107% + IPCA	21.687	17.969	7.312
35202164527986	Jandaira II			31.05.2021	192	15.06.2038	Mensal	2,2161% + IPCA (1) e 2,7086% + IPCA (1)	3,0107% + IPCA	56.421	46.644	18.424
35202162927987	Jandaira III			31.05.2021	192	15.06.2038	Mensal	2,7086% + IPCA (1)	3,0107% + IPCA	65.158	53.843	21.645
35202160027984	Jandaira IV			31.05.2021	192	15.06.2038	Mensal	2,2161% + IPCA (1) e 2,7086% + IPCA (1)	3,0107% + IPCA	65.421	54.053	22.058
35201915725525	Potiguar B141	Implantação do Complexo Eólico de Vilas	Cessão fiduciária de direitos creditórios; cessão fiduciária de direitos do contrato de O&M; cessão fiduciária de direitos emergentes da autorização; penhor de ações; alienação fiduciária de máquinas e equipamentos do projeto; Fiança bancária de 100%; cessão fiduciária das Contas Reserva do serviço da dívida; cessão fiduciária da conta reserva de operação (O&M); Contrato de suporte de acionista	04.04.2019	216	15.04.2039	Mensal	IPCA + 2,3323%	IPCA + 2,3323%	92.138	89.685	94.781
35201922425522	Potiguar B142			04.04.2019	216	15.04.2039	Mensal	IPCA + 2,3323%	IPCA + 2,3323%	92.213	89.709	94.809
35201926525533	Potiguar B143			11.04.2019	216	15.04.2039	Mensal	IPCA + 2,3323%	IPCA + 2,3323%	92.138	89.376	94.453
35201910625534	Ventos de Vila Paraiiba IV			18.04.2019	216	15.05.2039	Mensal	IPCA + 2,3323%	IPCA + 2,3323%	92.138	91.004	96.237
352020148727169	Potiguar B61			11.08.2020	216	15.08.2040	Mensal	IPCA + 1,4865%	IPCA + 1,4865%	163.886	186.552	176.324
											<b>718.835</b>	<b>626.043</b>
<b>Itaú Unibanco S.A</b>												
Nota Comercial (a)	Copel GET	Amortização parcial da 3ª (terceira), 4ª (quarta) e 5ª (quinta) emissões de debêntures da Emitente; e (ii) atendimento de obrigações diversas de curto prazo, incluindo compra de energia, obrigações regulatórias e dividendos.	Fidejussória	10.09.2022	2	10.09.2025	Semestral	DI + spread 1,22%	DI + spread 1,31%	1.000.000	1.037.946	-
											<b>1.037.946</b>	<b>-</b>
											<b>3.923.863</b>	<b>2.917.316</b>
											<b>(31.508)</b>	<b>(58.173)</b>
											<b>3.892.355</b>	<b>2.859.142</b>
											<b>272.635</b>	<b>248.801</b>
											<b>3.619.720</b>	<b>2.610.341</b>

(a) Nota Comercial, série única, para distribuição pública com esforços restritos. Fiadora: Copel. Agente fiduciário: Pentágono S.A. DTVM.  
 (1) - IPCA utilizado no cálculo do juros e não na atualização do principal.

### 19.1 Composição dos empréstimos e financiamentos por tipo de moeda e indexador

Consolidado		31.12.2022	%	31.12.2021	%
	<b>Indexadores ao final do exercício (%)</b>				
<b>Moeda nacional</b>					
TJLP	7,20	1.755.555	45,10	1.916.561	67,04
CDI	13,65	1.034.132	26,57	-	-
IPCA	5,79	1.099.050	28,24	935.900	32,73
Sem indexador (taxa fixa anual)	-	3.618	0,09	6.681	0,23
		<b>3.892.355</b>	<b>100,00</b>	<b>2.859.142</b>	<b>100,00</b>
		<b>3.892.355</b>	<b>100,00</b>	<b>2.859.142</b>	<b>100,00</b>

### 19.2 Vencimentos das parcelas de longo prazo

31.12.2022	Controladora			Consolidado		
	Dívida bruta	(-) Custo de transação	Dívida líquida	Dívida bruta	(-) Custo de transação	Dívida líquida
2024	134.118	(2.161)	131.957	227.183	(3.593)	223.590
2025	1.134.403	(1.714)	1.132.689	1.228.024	(3.144)	1.224.880
2026	132.472	(739)	131.733	228.996	(2.171)	226.825
2027	131.671	(739)	130.932	232.594	(2.172)	230.422
2028	109.734	(742)	108.992	215.888	(2.182)	213.706
Após 2028	583.323	(4.311)	579.012	1.514.960	(14.663)	1.500.297
	<b>2.225.721</b>	<b>(10.406)</b>	<b>2.215.315</b>	<b>3.647.645</b>	<b>(27.925)</b>	<b>3.619.720</b>

### 19.3 Mutação de empréstimos e financiamentos

	Controladora	Consolidado
<b>Em 1º.01.2021</b>	<b>1.460.555</b>	<b>2.365.754</b>
Efeito da aquisição de controle do Complexo Vilas	-	514.272
Ingressos	52.163	134.313
(-) Custos de transação	-	(1.647)
Encargos	87.074	149.522
Variação monetária	31.045	31.045
Amortização - principal	(125.343)	(187.991)
Pagamento - encargos	(81.837)	(146.126)
<b>Em 31.12.2021</b>	<b>1.423.657</b>	<b>2.859.142</b>
Efeito da aquisição de controle do Complexo Vilas (NE nº 1.1.1)	-	25.398
Ingressos	1.033.651	1.141.954
(-) Custos de transação	(4.202)	(4.202)
Encargos	138.256	269.489
Variação monetária	28.955	34.978
Amortização - principal	(132.168)	(215.693)
Pagamento - encargos	(99.225)	(218.711)
<b>Em 31.12.2022</b>	<b>2.388.924</b>	<b>3.892.355</b>

#### 19.4 Cláusulas contratuais restritivas - covenants

Os contratos de empréstimos e financiamentos contém cláusulas que requerem a manutenção de índices econômico-financeiros dentro de parâmetros pré-estabelecidos, com exigibilidade de cumprimento anual, bem como outras condições a serem observadas, tais como não alterar a participação acionária da Companhia no capital social das controladas que represente alteração de controle sem a prévia anuência. O descumprimento das condições contratadas poderá implicar em multas ou na declaração de vencimento antecipado das dívidas.

Em 31.12.2022, todos os indicadores e condições acordados foram integralmente atendidos. A controlada Cutia Empreendimentos Eólicos S.A. apurou ICSD de 1,15 e, portanto, precisava complementar a Conta Reserva com, no mínimo, o valor de R\$ 5.736. O depósito foi efetuado em 13.03.2023, antes do prazo definido contratualmente.

A Companhia tem expectativa de que todos os indicadores financeiros, medidos anualmente, sejam cumpridos em 2023.

Abaixo estão apresentados os *covenants* financeiros presentes nos contratos de empréstimos e financiamentos:

Empresa	Instrumento Contratual	Indicadores financeiros anuais	Limite
Copel GeT	BNDES Finem nº 820989.1 - Mauá Banco do Brasil nº 21/02000-0 - Mauá	Ebitda / Resultado Financeiro Líquido	≥ 1,3
	Nota Comercial	Índice de cobertura do serviço da dívida Dívida líquida consolidada / Ebitda consolidado	≥ 1,5 ≤ 3,5
Santa Maria	BNDES Finem nº 14212711	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
Santa Helena	BNDES Finem nº 14212721		
São Bento Energia, Investimento e Participações GE Boa Vista S.A. GE Farol S.A. GE Olho D'Água S.A. GE São Bento do Norte S.A.	Contrato de Cessão BNDES BNDES Finem nº 11211531 BNDES Finem nº 11211521 BNDES Finem nº 11211551 BNDES Finem nº 11211541	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
Cutia	BNDES Finem nº 18204611	Índice de cobertura do serviço da dívida (a)	≥ 1,2
Costa Oeste	BNDES Finem nº 13212221	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
Marumbi	BNDES Finem nº 14205851	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3

Financiamento a empreendimentos - Finem

(a) indicador calculado com os valores das demonstrações financeiras consolidadas da Cutia Empreendimentos Eólicos S.A. O contrato estabelece que, caso o índice esteja no intervalo entre 1,10 e 1,20, deve-se complementar o valor dos recursos aplicados na Conta Reserva de forma que a totalidade atinja o índice de 1,20, no prazo de até 2 dias úteis contados da divulgação das demonstrações financeiras.

## 20 Debêntures

Consolidado													
Empresa	Emissão	Característica	Destinação	Garantias	Data da emissão	Nº de parcelas	Vencimento final	Pagamento de encargos	Encargos financeiros do contrato a.a	Taxa efetiva de juros a.a	Valor do contrato	31.12.2022	31.12.2021
Copel GeT	3ª	(a)	Capital de giro e/ou realização de investimentos da emissora.	Fidejussória	20.10.2017	3	20.10.2022	Semestral	126,0% da taxa DI	131,21% da taxa DI	1.000.000	-	339.767
	4ª		Resgate antecipado total da 4ª emissão de notas promissórias e pagamento parcial da 1ª parcela de amortização da 2ª emissão de debêntures.		23.07.2018	3	23.07.2023	Semestral	126,0% da taxa DI	133,77% da taxa DI	1.000.000	357.573	690.311
	5ª	(b)	Reembolso de gastos da construção das Linhas de Transmissão Araraquara II - Taubaté, Assis - Londrina e Foz do Chopim.		25.09.2018	5	15.09.2025	Semestral	IPCA + 7,6475%	IPCA+ 8,3295%	290.000	225.643	284.483
	6ª (série 1)	(c)	Resgate antecipado total da 5ª emissão de notas promissórias e pagamento parcial da 2ª parcela de amortização da 2ª emissão de debêntures.		15.07.2019	2	15.07.2024	Semestral	109,0% da taxa DI	111,25% da taxa DI	800.000	852.816	825.358
	6ª (série 2)		Reembolso de gastos com os projetos UHE Colíder e UHE Baixo Iguaçu		15.07.2019	1	15.07.2025	Semestral	IPCA + 3,90%	IPCA+ 4,46%	200.000	251.363	237.650
	7ª (série 1)		Reforço do capital de giro da Emissora; amortização e/ou o reembolso de caixa de parcela de principal da 3ª e 4ª emissão de debêntures.		15.10.2021	2	15.10.2026	Semestral	DI + spread 1,38%	DI + spread 1,45%	1.133.363	1.166.982	1.148.216
	7ª (série 2)		Investimentos para expansão, renovação ou melhoria e/ou reembolso de despesas no âmbito dos Projetos: Melhorias da Usina Gov. Bento Munhoz da Rocha Netto; Implantação dos Ativos do Lote "E", do Leilão Aneel nº 05/2015; Aportes na Mata de Santa Genebra Transmissão S.A. e Bela Vista Geração de Energia S.A.		15.10.2021	3	15.10.2031	Semestral	IPCA + 5,7138%	IPCA + 6,1033%	366.637	397.825	374.658
Brisa Potiguar	2ª (série 1)	(d)	Implantação de centrais geradoras eólicas.	Real e fidejussória e penhor de ações da Copel GeT	24.03.2016	192	15.07.2032	Mensal	TJLP + 2,02%	TJLP + 2,02%	147.575	91.468	100.240
	2ª (série 2)			24.03.2016	192	15.07.2032	Mensal	IPCA + 9,87%	IPCA+ 10,92%	153.258	126.067	131.630	
Cutia	2ª	(b)	Construção e implantação dos Complexos Eólicos Cutia e Bento Miguel.	Fidejussória	20.03.2019	26	15.12.2031	Semestral	IPCA + 5,8813%	IPCA+ 6,83%	360.000	360.894	370.903
											<b>Dívida bruta</b>	<b>3.830.631</b>	<b>4.503.216</b>
											<b>(-) Custo de transação</b>	<b>(43.383)</b>	<b>(56.916)</b>
											<b>Dívida líquida</b>	<b>3.787.248</b>	<b>4.446.300</b>
											<b>Circulante</b>	<b>972.713</b>	<b>859.524</b>
											<b>Não circulante</b>	<b>2.814.535</b>	<b>3.586.776</b>

(a) Debêntures simples, série única, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, para distribuição pública com esforços restritos de colocação, nos termos da Instrução CVM nº 476. Interviente garantidora: Copel. Agente fiduciário: Pentágono S.A. DTVM.

(b) Debêntures simples, série única, não conversíveis em ações, da espécie com garantia real com garantia adicional fidejussória, para distribuição pública com esforços restritos de distribuição, nos termos da Instrução CVM nº 476. Interviente garantidora: Copel. Agente fiduciário: Pentágono S.A. DTVM.

(c) Debêntures simples, duas séries, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, para distribuição pública com esforços restritos de colocação, nos termos da Instrução CVM nº 476. Interviente garantidora: Copel. Agente fiduciário: Pentágono S.A. DTVM.

(d) Debêntures simples, duas séries, não conversíveis em ações, emissão privada. Empresas: Nova Asa Branca I, Nova Asa Branca II, Nova Asa Branca III, Nova Eurus e Ventos de Santo Uriel. Interviente garantidora: Copel. Não possui agente fiduciário.

## 20.1 Vencimentos das parcelas de longo prazo

31.12.2022	Controladora			Consolidado		
	Dívida bruta	(-) Custo de transação	Dívida líquida	Dívida bruta	(-) Custo de transação	Dívida líquida
2024	473.626	(5.184)	468.442	520.831	(7.346)	513.485
2025	887.282	(3.492)	883.790	943.431	(5.660)	937.771
2026	566.682	(1.767)	564.915	634.011	(3.948)	630.063
2027	-	(1.158)	(1.158)	62.857	(3.352)	59.505
2028	-	(1.165)	(1.165)	62.857	(3.378)	59.479
Após 2028	393.290	(3.254)	390.036	624.119	(9.887)	614.232
	<b>2.320.880</b>	<b>(16.020)</b>	<b>2.304.860</b>	<b>2.848.106</b>	<b>(33.571)</b>	<b>2.814.535</b>

## 20.2 Mutações das debêntures

	Controladora	Consolidado
<b>Em 1º.01.2021</b>	<b>2.995.538</b>	<b>3.564.882</b>
Ingressos	1.500.000	1.500.000
(-) Custos de transação	(15.321)	(15.321)
Encargos e variação monetária	232.996	325.166
Amortização - principal	(733.761)	(773.476)
Pagamento - encargos	(114.098)	(154.951)
<b>Em 31.12.2021</b>	<b>3.865.354</b>	<b>4.446.300</b>
Encargos e variação monetária	489.076	562.755
Amortização - principal	(739.617)	(793.148)
Pagamento - encargos	(386.296)	(428.659)
<b>Em 31.12.2022</b>	<b>3.228.517</b>	<b>3.787.248</b>

## 20.3 Cláusulas contratuais restritivas - covenants

As debêntures emitidas contém cláusulas que requerem a manutenção de índices econômico-financeiros dentro de parâmetros pré-estabelecidos, com exigibilidade de cumprimento anual, bem como outras condições a serem observadas, tais como não alterar a participação acionária da Companhia no capital social que represente alteração de controle sem a prévia anuência dos debenturistas; não realizar, sem prévia e expressa autorização dos debenturistas, distribuição de dividendos ou pagamentos de juros sobre capital próprio, caso esteja em mora relativamente ao cumprimento de quaisquer de suas obrigações pecuniárias ou não atenda aos índices financeiros estabelecidos. O descumprimento das condições contratadas poderá implicar na necessidade de solicitação de anuência aos debenturistas ou na declaração de vencimento antecipado das dívidas.

Em 31.12.2022, todos os indicadores e condições acordados foram integralmente atendidos, exceto nas controladas Ventos de Santo Uriel e Nova Asa Branca III que têm a dívida de R\$ 72.588 em 31.12.2022 e que não atenderam ao Índice de Cobertura do Serviço da Dívida - ICSD de 1,3. Contudo, a Companhia preventivamente solicitou e recebeu, em 30.12.2022, conforme carta do BNDES AE/DEENE2 nº 061/2022, o compromisso da instituição bancária de fomento de não declarar o vencimento antecipado das escrituras de debêntures, com base no desempenho desse índice no exercício de 2022.

Adicionalmente, a controlada Cutia Empreendimentos Eólicos S.A. apurou ICSD de 1,15 e, portanto, precisava complementar a Conta Reserva com, no mínimo, o valor de R\$ 5.736. O depósito foi efetuado em 13.03.2023, antes do prazo definido contratualmente.

A Companhia tem expectativa de que todos os indicadores financeiros, medidos anualmente, sejam cumpridos em 2023.

Abaixo estão apresentados os *covenants* financeiros presentes nos contratos de debêntures:

Empresa	Instrumento Contratual	Indicadores financeiros anuais	Limite
Copel GeT	4ª Emissão de Debêntures	Dívida líquida consolidada / Ebitda consolidado Índice de cobertura do serviço da dívida (a)	≤ 3,5 ≥ 1,5
	5ª Emissão de Debêntures		
	6ª Emissão de Debêntures		
	7ª Emissão de Debêntures		
Nova Asa Branca I Nova Asa Branca II Nova Asa Branca III Nova Eurus IV Ventos de Santo Uriel	2ª Emissão de Debêntures	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
Cutia	1ª Emissão de Debêntures	Índice de cobertura do serviço da dívida (b)	≥ 1,2

(a) indicador calculado com os valores das demonstrações financeiras consolidadas da Companhia Paranaense de Energia - Copel.

(b) indicador calculado com os valores das demonstrações financeiras consolidadas da Cutia Empreendimentos Eólicos S.A. O contrato estabelece que, caso o índice esteja no intervalo entre 1,10 e 1,20, deve-se complementar o valor dos recursos aplicados na Conta Reserva de forma que a totalidade atinja o índice de 1,20, no prazo de até 2 dias úteis contados da divulgação das demonstrações financeiras.

## 21 Benefícios Pós-emprego

A Companhia e suas controladas patrocinam planos previdenciários para complementação de aposentadoria e pensão (Plano Unificado e Plano III) e Plano Assistencial, para assistência médica e odontológica (Planos Prosaúde II e Prosaúde III), para seus empregados ativos e seus dependentes legais. O patrocínio vitalício do Plano Assistencial para os aposentados, pensionistas e dependentes legais somente é aplicado aos participantes do Plano Prosaúde II. A Fundação Copel de Previdência e Assistência é a entidade que administra estes planos.

### 21.1 Plano de benefício previdenciário

O Plano Unificado é um plano de Benefício Definido - BD em que a renda é pré-determinada em função do nível salarial de cada indivíduo. Este plano está fechado para novos participantes desde 1998.

O Plano III, único plano disponível para novos participantes, é um plano de Contribuição Variável - CV na fase contributiva e, após a aposentadoria, torna-se um plano de Benefício Definido - BD.

## 21.2 Plano Assistencial

A Companhia e sua controlada alocam recursos para a cobertura das despesas de saúde dos empregados e de seus dependentes, dentro de regras, limites e condições estabelecidos nos regulamentos dos Planos Prosaúde II e Prosaúde III. A cobertura inclui exames médicos periódicos em ambos os planos e somente é estendida a todos os aposentados e pensionistas vitaliciamente no Plano Prosaúde II.

## 21.3 Balanço patrimonial e resultado

Os valores reconhecidos no passivo, na conta de Benefícios pós-emprego, estão resumidos a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Planos previdenciários	171	167	171	167
Planos assistenciais	319.603	385.022	320.504	385.729
	<b>319.774</b>	<b>385.189</b>	<b>320.675</b>	<b>385.896</b>
<b>Circulante</b>	<b>18.795</b>	<b>17.568</b>	<b>18.795</b>	<b>17.568</b>
<b>Não circulante</b>	<b>300.979</b>	<b>367.621</b>	<b>301.880</b>	<b>368.328</b>

Os valores reconhecidos no resultado estão resumidos a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
<b>Empregados</b>				
Planos previdenciários	17.988	18.984	19.266	20.277
Plano assistencial - pós-emprego	41.672	33.237	41.764	33.301
Plano assistencial - funcionários ativos	17.303	17.743	18.436	17.920
	<b>76.963</b>	<b>69.964</b>	<b>79.466</b>	<b>71.498</b>
<b>Administradores</b>				
Planos previdenciários	151	337	175	378
Plano assistencial	20	25	33	29
	<b>171</b>	<b>362</b>	<b>208</b>	<b>407</b>
	<b>77.134</b>	<b>70.326</b>	<b>79.674</b>	<b>71.905</b>

## 21.4 Mutação dos benefícios pós-emprego

	Controladora	Consolidado
<b>Em 1º.01.2021</b>	<b>431.515</b>	<b>432.158</b>
Apropriação do cálculo atuarial	33.237	33.301
Apropriação das contribuições previdenciárias e assistenciais	41.372	41.908
Ajuste referente a perdas atuariais	(62.071)	(62.071)
Amortizações	(58.864)	(59.400)
<b>Em 31.12.2021</b>	<b>385.189</b>	<b>385.896</b>
Apropriação do cálculo atuarial	41.672	41.764
Apropriação das contribuições previdenciárias e assistenciais	42.620	43.146
Ajuste referente a perdas atuariais	(88.303)	(88.201)
Amortizações	(61.404)	(61.930)
<b>Em 31.12.2022</b>	<b>319.774</b>	<b>320.675</b>

## 21.5 Avaliação atuarial de acordo com o CPC 33 (R1) / IAS 19

### 21.5.1 Premissas atuariais

As premissas atuariais utilizadas para determinação dos valores de obrigações e custos estão demonstradas a seguir:

	2022		2021	
	Real	Nominal	Real	Nominal
<b>Econômicas</b>				
Inflação a.a.	-	5,10%	-	5,50%
<b>Taxa de desconto/retorno esperados a.a.</b>				
Planos Unificado - Benefício Definido	6,08%	11,49%	5,20%	10,99%
Planos Unificado - Saldado	6,10%	11,51%	5,20%	10,99%
Planos III	6,10%	11,51%	5,30%	11,09%
Planos Assistencial	6,10%	11,51%	5,30%	11,09%
<b>Crescimento salarial/custos médicos</b>				
Plano Unificado a.a.	0,00%	5,10%	0,00%	5,50%
Plano III a.a.	1,00%	6,15%	1,00%	6,56%
Plano Assistencial - Aging Factor	3,30%	-	5,80%	-
<b>Demográficas</b>				
Tábua de mortalidade		AT - 2000		AT - 2000
Tábua de mortalidade de inválidos		WINKLEVOSS		WINKLEVOSS
Tábua de entrada em invalidez		TASA 1927		TASA 1927

### 21.5.1 Expectativa de vida a partir da idade média - Tábua AT-2000 (em anos)

A idade média dos participantes inativos dos planos de aposentadoria e assistência médica da Companhia e de suas controladas é, respectivamente, de 68,27 e 67,08 anos.

	Plano Unificado	Plano III
<b>Em 31.12.2022</b>		
Participantes aposentados	19,60	23,42
Participantes pensionistas	12,48	25,97
<b>Em 31.12.2021</b>		
Participantes aposentados	11,60	23,47
Participantes pensionistas	13,22	27,02

### 21.5.2 Avaliação atuarial

Com base na revisão das premissas, os valores do Plano Unificado e Plano III para 31.12.2022 totalizaram, respectivamente, superávit de R\$ 230.447 e de R\$ 23.468 (R\$ 260.446 e de R\$ 3.954 em 31.12.2021). A legislação atual aplicável não permite qualquer redução significativa nas contribuições ou reembolsos à Companhia com base no superávit atual desses planos. Por esse motivo, a Companhia não registrou ativos em seu balanço de 31.12.2022, refletindo qualquer direito de redução de contribuições ou restituição de superávit ou outros valores.

Consolidado	Plano Unificado	Plano III	Plano Assistencial	31.12.2022	31.12.2021
Obrigações total ou parcialmente cobertas	2.404.265	1.090.599	369.076	3.863.940	3.986.246
Valor justo dos ativos do plano	(2.634.712)	(1.114.067)	(48.573)	(3.797.352)	(3.864.919)
<b>Estado de cobertura do plano</b>	<b>(230.447)</b>	<b>(23.468)</b>	<b>320.503</b>	<b>66.588</b>	<b>121.327</b>
Ativo não reconhecido	230.447	23.468	-	253.915	264.400
	-	-	<b>320.503</b>	<b>320.503</b>	<b>385.727</b>

A Companhia e sua controlada procederam ajustes nos seus passivos assistenciais com base no relatório atuarial, na data base 31.12.2022, conforme apresentado na Demonstração de Resultados Abrangentes.

### 21.5.3 Movimentação do passivo atuarial

Consolidado	Plano Unificado	Plano III	Plano assistencial
<b>Valor presente da obrigação atuarial líquida em 1º.01.2021</b>	<b>2.711.893</b>	<b>1.051.562</b>	<b>497.730</b>
Custo de serviço	50	564	1.665
Custo dos juros	192.763	77.420	36.363
Benefícios pagos	(212.500)	(74.634)	-
Perdas / (Ganhos) atuariais	(208.341)	2.649	(90.938)
<b>Valor presente da obrigação atuarial líquida em 31.12.2021</b>	<b>2.483.865</b>	<b>1.057.561</b>	<b>444.820</b>
Custo de serviço	29	595	1.432
Custo dos juros	271.459	115.767	46.620
Benefícios pagos	(186.431)	(85.152)	-
Perdas / (Ganhos) atuariais	(164.657)	1.828	(123.796)
<b>Valor presente da obrigação atuarial líquida em 31.12.2022</b>	<b>2.404.265</b>	<b>1.090.599</b>	<b>369.076</b>

### 21.5.4 Movimentação do ativo atuarial

Consolidado	Plano Unificado	Plano III	Plano assistencial
<b>Valor justo do ativo do plano em 1º.01.2021</b>	<b>3.034.540</b>	<b>1.141.430</b>	<b>65.725</b>
Retorno esperado dos ativos	335.639	42.069	1.884
Contribuições e aportes	11.633	43.423	-
Benefícios pagos	(212.500)	(74.634)	-
(Perdas) atuariais	(425.001)	(90.773)	(8.516)
<b>Valor justo do ativo do plano em 31.12.2021</b>	<b>2.744.311</b>	<b>1.061.515</b>	<b>59.093</b>
Retorno esperado dos ativos	300.229	87.051	7.919
Contribuições e aportes	12.687	47.893	-
Benefícios pagos	(186.431)	(85.151)	-
Ganhos / (perdas) atuariais	(236.084)	2.759	(18.439)
<b>Valor justo do ativo do plano em 31.12.2022</b>	<b>2.634.712</b>	<b>1.114.067</b>	<b>48.573</b>

### 21.5.5 Custos estimados

Os custos (receitas) estimados para 2023 para cada plano estão demonstrados a seguir:

Consolidado	Plano Unificado	Plano III	Plano Assistencial
Custo do serviço corrente	77	1.207	1.651
Custo estimado dos juros	279.249	125.277	42.483
Rendimento esperado do ativo do plano	(306.052)	(129.390)	(5.464)
Contribuições estimadas dos empregados	(26)	(603)	-
<b>Custos (receitas)</b>	<b>(26.752)</b>	<b>(3.509)</b>	<b>38.670</b>

### 21.5.6 Análise de sensibilidade

A tabela a seguir demonstra o efeito de um aumento ou uma redução de um ponto percentual nas taxas presumidas de variação dos custos, sobre o agregado dos componentes de custo de serviço e custo de juros dos custos líquidos periódicos pós-emprego e a obrigação de benefícios acumulada pós-emprego.

Consolidado	Cenários projetados	
	Aumento 1%	Redução 1%
<b>Sensibilidade da taxa de juros de longo prazo</b>		
Impactos nas obrigações do programa previdenciário	(306.846)	305.406
Impactos nas obrigações do programa de saúde	(58.619)	55.673
<b>Sensibilidade da taxa de crescimento de custos médicos</b>		
Impactos nas obrigações do programa de saúde	24.742	(24.373)
Impacto no custo do serviço do exercício seguinte do programa de saúde	95	(94)
<b>Sensibilidade ao custo do serviço</b>		
Impactos nas obrigações do programa previdenciário	101	(99)
Impactos nas obrigações do programa de saúde	259	(214)

### 21.5.7 Benefícios a pagar

Os benefícios estimados a serem pagos pela Companhia e suas controladas, nos próximos cinco anos, e o total de benefícios para os exercícios fiscais subsequentes, são apresentados abaixo:

Consolidado	Plano Unificado	Plano III	Plano Assistencial	Total
2023	90.695	37.259	26.959	154.913
2024	90.926	37.261	26.538	154.725
2025	90.992	37.261	25.784	154.037
2026	91.158	37.261	24.564	152.983
2027	91.131	37.261	23.325	151.717
2028 a 2052	1.139.776	610.646	212.563	1.962.985

### 21.5.8 Alocação de ativos e estratégia de investimentos

A alocação de ativos para os planos previdenciários e assistencial da Companhia e de suas controladas no final de 2022 e a alocação-meta para 2023, por categoria de ativos, são as seguintes:

	Meta para 2023 (*)	2022
Renda fixa	77,2%	71,1%
Renda variável	5,3%	10,0%
Empréstimos	1,2%	1,2%
Investimentos imobiliários	5,6%	2,7%
Investimentos estruturados	8,7%	10,2%
Investimentos no exterior	2,0%	4,8%
	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

(\*) Alocação Estratégica baseada no total de investimentos de cada plano.

Adicionalmente, seguem informações referentes à alocação de ativos de planos previdenciários patrocinados pela Companhia:

	Plano Unificado		Plano III	
	meta (%) (*)	mínimo (%)	meta (%)	mínimo (%)
Renda fixa	86,0%	60,0%	67,0%	40,0%
Renda variável	3,0%	2,0%	8,0%	3,0%
Empréstimos	0,5%	0,0%	2,0%	0,0%
Investimentos imobiliários	5,5%	0,0%	6,0%	0,0%
Investimentos estruturados	5,0%	0,0%	13,0%	0,0%
Investimentos no exterior	0,0%	0,0%	4,0%	0,0%

(\*) Alocação Estratégica 2022.

A Administração da Fundação Copel decidiu manter participação mais conservadora em renda variável, em relação ao limite legal permitido, que é de 70%.

## 22 Encargos Setoriais a Recolher

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Reserva global de reversão - RGR	2.824	3.825	5.366	8.834
Conta de desenvolvimento energético - CDE	12.090	12.753	12.090	12.754
	<b>14.914</b>	<b>16.578</b>	<b>17.456</b>	<b>21.588</b>

## 23 Pesquisa e Desenvolvimento

Conforme a Lei nº 9.991/2000 e regulamentações complementares, as concessionárias e permissionárias de geração e transmissão de energia elétrica estão obrigadas a destinar anualmente o percentual de 1% de sua receita operacional líquida regulatória em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico.

Os saldos registrados de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D estão demonstrados no quadro a seguir:

Controladora	Aplicado e não concluído	Saldo a recolher	Saldo a aplicar	Saldo em 31.12.2022	Saldo em 31.12.2021
FNDCT	-	2.077	-	2.077	2.030
MME	-	1.038	-	1.038	1.015
P&D	95.694	-	(9.260)	86.434	115.188
	<b>95.694</b>	<b>3.115</b>	<b>(9.260)</b>	<b>89.549</b>	<b>118.233</b>
			<b>Circulante</b>	<b>83.566</b>	<b>61.190</b>
			<b>Não circulante</b>	<b>5.983</b>	<b>57.043</b>

Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT

Consolidado	Aplicado e não concluído	Saldo a recolher	Saldo a aplicar	Saldo em 31.12.2022	Saldo em 31.12.2021
FNDCT	-	2.576	-	2.576	3.184
MME	-	1.294	-	1.294	1.591
P&D	97.623	150	3.538	101.311	126.240
	<b>97.623</b>	<b>4.020</b>	<b>3.538</b>	<b>105.181</b>	<b>131.015</b>
			<b>Circulante</b>	<b>84.472</b>	<b>63.063</b>
			<b>Não circulante</b>	<b>20.709</b>	<b>67.952</b>

### 23.1 Mutações dos saldos de P&D

Controladora	FNDCT	MME	P&D	Total
<b>Em 1º.01.2021</b>	<b>1.862</b>	<b>931</b>	<b>121.594</b>	<b>124.387</b>
Constituições	12.599	6.298	12.597	31.494
Juros (NE nº 32)	-	-	760	760
Recolhimentos	(12.431)	(6.214)	-	(18.645)
Conclusões	-	-	(19.763)	(19.763)
<b>Em 31.12.2021</b>	<b>2.030</b>	<b>1.015</b>	<b>115.188</b>	<b>118.233</b>
Constituições	12.272	6.135	12.272	30.679
Juros (NE nº 31)	-	-	191	191
Recolhimentos	(12.225)	(6.112)	-	(18.337)
Conclusões	-	-	(41.217)	(41.217)
<b>Em 31.12.2022</b>	<b>2.077</b>	<b>1.038</b>	<b>86.434</b>	<b>89.549</b>

Consolidado	FNDCT	MME	P&D	Total
<b>Em 1º.01.2021</b>	<b>3.601</b>	<b>1.799</b>	<b>126.520</b>	<b>131.920</b>
Constituições	24.533	12.263	24.525	61.321
Juros (NE nº 32)	-	-	527	527
Recolhimentos	(24.950)	(12.471)	(5.569)	(42.990)
Conclusões	-	-	(19.763)	(19.763)
<b>Em 31.12.2021</b>	<b>3.184</b>	<b>1.591</b>	<b>126.240</b>	<b>131.015</b>
Constituições	15.731	7.865	15.732	39.328
Juros (NE nº 31)	-	-	1.467	1.467
Recolhimentos	(16.339)	(8.162)	(911)	(25.412)
Conclusões	-	-	(41.217)	(41.217)
<b>Em 31.12.2022</b>	<b>2.576</b>	<b>1.294</b>	<b>101.311</b>	<b>105.181</b>

## 24 Contas a Pagar Vinculadas à Concessão

Controladora e Consolidado	Outorga	Assinatura	Final	Taxa de desconto	31.12.2022	31.12.2021
UHE Mauá	29.06.2007	03.07.2007	05.2047	5,65% a.a.	21.587	20.495
UHE Colíder	29.12.2010	17.01.2011	01.2046	7,74% a.a.	30.518	27.376
UHE Baixo Iguaçu	19.07.2012	20.08.2012	01.2047	7,74% a.a.	9.050	8.595
UHE Guaricana	03.03.2020	03.03.2020	03.2025	7,74% a.a.	2.200	2.894
					<b>63.355</b>	<b>59.360</b>
				<b>Circulante</b>	<b>1.918</b>	<b>7.207</b>
				<b>Não circulante</b>	<b>61.437</b>	<b>52.153</b>

### Taxa de desconto no cálculo do valor presente

Taxa desconto real e líquida, compatível com a taxa estimada de longo prazo, não tendo vinculação com a expectativa de retorno do projeto.

### Pagamento à União

Parcelas mensais equivalentes a 1/12 do pagamento anual corrigido pelo IPCA, conforme definido no contrato de concessão.

### 24.1 Mutação de contas a pagar vinculadas à concessão

Controladora e Consolidado	Total
<b>Em 1º.01.2021</b>	<b>53.428</b>
Adição	1.823
Ajuste a valor presente	(5.041)
Variação monetária	14.336
Pagamentos	(5.186)
<b>Em 31.12.2021</b>	<b>59.360</b>
Adição	1.855
Ajuste a valor presente	(2.524)
Variação monetária	10.361
Pagamentos	(5.697)
<b>Em 31.12.2022</b>	<b>63.355</b>

### 24.2 Valor nominal e valor presente das contas a pagar vinculadas à concessão

Controladora e Consolidado	Valor nominal	Valor presente
2023	6.032	1.918
2024	6.076	2.105
2025	5.274	1.435
2026	5.006	1.251
Após 2026	102.472	56.646
	<b>124.860</b>	<b>63.355</b>

## 25 Direito de uso de ativos e Passivo de arrendamentos

### 25.1 Direito de uso de ativos

Controladora	Saldo em 1º.01.2022	Adições	Ajuste por remensuração	Amorti-zação	Baixas	Saldo em 31.12.2022
Imóveis	35.480	9.555	16	(2.475)	(207)	42.369
Veículos	17.404	6.477	2.716	(10.978)	-	15.619
Equipamentos	2.803	-	1.090	(1.565)	-	2.328
	<b>55.687</b>	<b>16.032</b>	<b>3.822</b>	<b>(15.018)</b>	<b>(207)</b>	<b>60.316</b>

Controladora	Saldo em 1º.01.2021	Adições	Ajuste por remensuração	Amorti-zação	Baixas	Saldo em 31.12.2021
Imóveis	1.211	36.295	53	(1.701)	(378)	35.480
Veículos	23.056	1.692	1.421	(8.697)	(68)	17.404
Equipamentos	3.568	-	350	(1.115)	-	2.803
	<b>27.835</b>	<b>37.987</b>	<b>1.824</b>	<b>(11.513)</b>	<b>(446)</b>	<b>55.687</b>

Consolidado	Saldo em 1º.01.2022	Adições	Ajuste por remensuração	Amorti-zação	Baixas	Saldo em 31.12.2022
Imóveis	58.504	9.565	449	(3.084)	(559)	64.875
Veículos	17.456	6.477	2.716	(10.988)	(42)	15.619
Equipamentos	2.803	-	1.090	(1.565)	-	2.328
	<b>78.763</b>	<b>16.042</b>	<b>4.255</b>	<b>(15.637)</b>	<b>(601)</b>	<b>82.822</b>

Consolidado	Saldo em 1º.01.2021	Adições	Ajuste por remensuração	Amorti-zação	Baixas	Outros (a)	Saldo em 31.12.2021
Imóveis	2.425	36.295	115	(1.957)	(469)	22.095	58.504
Veículos	23.056	1.692	1.421	(8.702)	(68)	57	17.456
Equipamentos	3.568	-	350	(1.115)	-	-	2.803
	<b>29.049</b>	<b>37.987</b>	<b>1.886</b>	<b>(11.774)</b>	<b>(537)</b>	<b>22.152</b>	<b>78.763</b>

(a) Efeitos da combinação de negócios.

## 25.2 Passivo de arrendamentos

### 25.2.1 Mutação do passivo de arrendamentos

	Controladora	Consolidado
<b>Em 1º.01.2021</b>	<b>29.092</b>	<b>30.402</b>
Efeito da aquisição de controle do Complexo Vilas	-	22.381
Adições	37.987	37.987
Ajuste por remensuração	1.824	1.886
Encargos	4.296	4.399
Pagamento - principal	(10.493)	(10.707)
Pagamento - encargos	(4.296)	(4.399)
Baixas	(461)	(563)
<b>Em 31.12.2021</b>	<b>57.949</b>	<b>81.386</b>
Adições	16.032	16.042
Ajuste por remensuração	3.822	4.255
Encargos	5.781	7.008
Pagamento - principal	(13.939)	(14.182)
Pagamento - encargos	(5.781)	(7.007)
Baixas	(239)	(702)
<b>Em 31.12.2022</b>	<b>63.625</b>	<b>86.800</b>
	<b>Circulante</b>	<b>10.777</b>
	<b>Não circulante</b>	<b>52.848</b>
		<b>10.922</b>
		<b>75.878</b>

A Companhia define a taxa de desconto com base na taxa de juros praticada na última captação de debêntures, desconsiderando captações subsidiadas ou incentivadas. As taxas de juros aplicadas variam de 3,58% a 14,87% a.a.

### 25.2.2 Vencimentos das parcelas de longo prazo

31.12.2022	Controladora	Consolidado
2024	11.721	13.053
2025	8.008	9.340
2026	6.376	7.708
2027	5.167	6.499
2028	5.082	6.414
Após 2029	62.250	112.844
<b>Valores não descontados</b>	<b>98.604</b>	<b>155.858</b>
Juros embutidos	(45.756)	(79.980)
<b>Saldo passivo arrendamento</b>	<b>52.848</b>	<b>75.878</b>

### 25.2.3 Direito potencial de PIS/Cofins a recuperar

Segue quadro indicativo do direito potencial de PIS/Cofins a recuperar embutido na contraprestação de arrendamentos conforme os períodos previstos para pagamento.

Fluxos de caixa	Controladora		Consolidado	
	Nominal	Valor Presente	Nominal	Valor Presente
Contraprestação do arrendamento	114.671	63.625	173.259	86.800
<b>Pis/Cofins potencial</b>	<b>10.589</b>	<b>5.869</b>	<b>10.589</b>	<b>5.869</b>

### 25.3 Impacto pela projeção de inflação nos fluxos de caixa descontados

Em conformidade com o CPC 06 (R2) / IFRS 16, na mensuração e na remensuração do passivo de arrendamento e do direito de uso, a Companhia utilizou a técnica de fluxo de caixa descontado sem considerar a inflação futura projetada, conforme vedação imposta pela norma.

No entanto, dada a realidade atual das taxas de juros de longo prazo no ambiente econômico brasileiro, o quadro a seguir apresenta os saldos comparativos entre a informação registrada em conformidade com o CPC 06 (R2) / IFRS 16 e o valor que seria registrado se considerada a inflação projetada:

<b>Controladora</b>	<b>Saldo conforme o CPC 06 (R2) - IFRS 16</b>	<b>Saldo com projeção da inflação</b>	<b>%</b>
Passivo de arrendamentos	63.625	73.487	15,50%
Direito de uso de ativos	60.316	64.395	6,76%
Despesa Financeira	5.781	6.750	16,76%
Despesa de amortização	15.018	14.738	-1,86%

<b>Consolidado</b>	<b>Saldo conforme o CPC 06 (R2) - IFRS 16</b>	<b>Saldo com projeção da inflação</b>	<b>%</b>
Passivo de arrendamentos	86.800	103.198	18,89%
Direito de uso de ativos	82.822	92.621	11,83%
Despesa Financeira	7.008	8.292	18,32%
Despesa de amortização	15.637	15.527	-0,70%

### 25.4 Compromissos de arrendamentos e aluguéis

Para os arrendamentos de ativos de baixo valor, tais como computadores, impressoras e móveis, arrendamento de curto prazo, bem como para os contratos de arrendamento de terrenos para desenvolvimento de projetos de geração de energia eólica, cujo pagamento é feito com base em remuneração variável, os valores estão reconhecidos na demonstração de resultado como custos e/ou despesas operacionais (NE nº 30.6). O saldo de compromissos de arrendamentos e aluguéis está demonstrado a seguir:

<b>Consolidado</b>	<b>Até 1 ano</b>	<b>1 a 5 anos</b>	<b>Mais de 5 anos</b>	<b>Total 31.12.2022</b>
Compromissos de arrendamentos e aluguéis	11.753	50.444	250.757	312.954

### 25.5 Recebíveis de arrendamentos

<b>Controladora e Consolidado</b>	<b>Até 1 ano</b>	<b>1 a 5 anos</b>	<b>Mais de 5 anos</b>	<b>Total 31.12.2022</b>
Compartilhamento de instalações	1.393	5.572	18.480	25.445

## 26 Outras Contas a Pagar

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Desvio de geração - empreendimentos eólicos (NE nº 33.2.8)	-	-	184.813	108.031
Provisão Despacho Aneel nº 084/2017	38.145	34.113	38.145	34.113
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	19.530	8.975	27.107	11.766
Reembolso - participação em consórcios	11.430	9.286	11.430	9.286
Cauções em garantia	3.057	2.726	3.070	2.727
Aquisição de participações societárias	-	19.667	-	46.068
Outras obrigações	20.518	2.905	35.726	20.450
	<b>92.680</b>	<b>77.672</b>	<b>300.291</b>	<b>232.441</b>
	<b>Circulante</b>	<b>46.509</b>	<b>36.501</b>	<b>199.780</b>
	<b>Não circulante</b>	<b>46.171</b>	<b>41.171</b>	<b>108.646</b>

## 27 Provisões para Litígios e Passivo Contingente

A Companhia e suas controladas respondem por diversos processos judiciais e administrativos perante diferentes cortes. A Administração, com base na avaliação de seus assessores legais, constitui provisões para as ações cujas perdas são consideradas prováveis quando os critérios de reconhecimento de provisão, descritos na NE nº 4.10 são atendidos.

A Administração da Companhia acredita ser impraticável fornecer informações a respeito do momento de eventuais saídas de caixa relacionadas às ações pelas quais a Companhia e suas controladas respondem na data da elaboração das demonstrações financeiras, tendo em vista a imprevisibilidade e a dinâmica dos sistemas judiciário, tributário e regulatório brasileiros, sendo que a resolução final depende das conclusões dos processos judiciais. Por esse motivo, essa informação não é fornecida.

O Supremo Tribunal Federal - STF, em 08.02.2023, ao analisar e julgar os Temas de Repercussão Geral nº 881 e nº 885, entendeu que uma decisão definitiva ("coisa julgada") sobre tributos recolhidos de forma continuada perde os seus efeitos caso o STF se pronuncie de forma contrária em ação de controle concentrado de constitucionalidade ou em recurso com repercussão geral, pois de acordo com a legislação e a jurisprudência uma decisão, ainda que com trânsito em julgado, só deve produzir efeitos enquanto perdurar o quadro fático e jurídico que a justificou. A Companhia não possui processos que se enquadram nos requisitos definidos pelo STF, razão pela qual não existem impactos em suas demonstrações financeiras.

## 27.1 Mutação das provisões para litígios

Controladora	Resultado						Saldo em 31.12.2022
	Saldo em 1�.01.2022	Provisões para litígios		Custo de constru�o	Adi�es no ativo	Quita�es	
		Adi�es	Reversões	Adi�es			
<b>Fiscais</b>	<b>6.813</b>	<b>1.903</b>	-	-	-	<b>(1.632)</b>	<b>7.084</b>
<b>Trabalhistas</b>	<b>155.329</b>	<b>15.995</b>	-	-	-	<b>(33.321)</b>	<b>138.003</b>
<b>Benefícios a empregados</b>	<b>11.416</b>	<b>901</b>	<b>(3.942)</b>	-	-	<b>(111)</b>	<b>8.264</b>
<b>Cíveis</b>							
Cíveis e direito administrativo	81.144	48.105	(1.873)	-	-	(11.394)	115.982
Servid�es de passagem	110.722	3.591	(55)	(721)	207	(2.022)	111.722
Desapropria�es e patrimoniais	120.234	2.191	(8.113)	4.305	36.274	(5.425)	149.466
Ambientais	2.216	31	(1.089)	-	-	-	1.158
	<b>314.316</b>	<b>53.918</b>	<b>(11.130)</b>	<b>3.584</b>	<b>36.481</b>	<b>(18.841)</b>	<b>378.328</b>
<b>Regulat�rias</b>	<b>39.060</b>	<b>124</b>	<b>(37.953)</b>	-	-	<b>(482)</b>	<b>749</b>
	<b>526.934</b>	<b>72.841</b>	<b>(53.025)</b>	<b>3.584</b>	<b>36.481</b>	<b>(54.387)</b>	<b>532.428</b>

Controladora	Resultado						Transfe- r�ncias/ Outros	Saldo em 31.12.2021
	Saldo em 1�.01.2021	Provis�es para litígios		Custo de constru�o	Adi�es no ativo	Quita�es		
		Adi�es	Revers�es	Adi�es				
<b>Fiscais</b>	<b>6.015</b>	<b>789</b>	-	-	-	<b>(1)</b>	<b>10</b>	<b>6.813</b>
<b>Trabalhistas</b>	<b>150.770</b>	<b>31.432</b>	-	-	-	<b>(26.873)</b>	-	<b>155.329</b>
<b>Benefícios a empregados</b>	<b>14.634</b>	<b>1.351</b>	<b>(4.400)</b>	-	-	<b>(169)</b>	-	<b>11.416</b>
<b>Cíveis</b>								
Cíveis e direito administrativo	101.568	24.330	(8.956)	-	-	(35.798)	-	81.144
Servid�es de passagem	93.201	1.610	-	15.702	216	(7)	-	110.722
Desapropria�es e patrimoniais	130.656	672	(15.031)	(7.268)	11.389	(184)	-	120.234
Ambientais	2.464	4.716	(4.964)	-	-	-	-	2.216
	<b>327.889</b>	<b>31.328</b>	<b>(28.951)</b>	<b>8.434</b>	<b>11.605</b>	<b>(35.989)</b>	-	<b>314.316</b>
<b>Regulat�rias</b>	<b>30.997</b>	<b>13.886</b>	<b>(5.823)</b>	-	-	-	-	<b>39.060</b>
	<b>530.305</b>	<b>78.786</b>	<b>(39.174)</b>	<b>8.434</b>	<b>11.605</b>	<b>(63.032)</b>	<b>10</b>	<b>526.934</b>

Consolidado	Resultado						Transfe- r�ncias/ Outros	Saldo em 31.12.2022
	Saldo em 1�.01.2022	Provis�es para litígios		Custo de constru�o	Adi�es / (Revers�es) no ativo	Quita�es		
		Adi�es	Revers�es	Adi�es				
<b>Fiscais</b>	<b>25.346</b>	<b>1.941</b>	-	-	-	<b>(1.632)</b>	<b>(5.991)</b>	<b>19.664</b>
<b>Trabalhistas</b>	<b>156.194</b>	<b>18.296</b>	-	-	-	<b>(35.492)</b>	-	<b>138.998</b>
<b>Benefícios a empregados</b>	<b>11.417</b>	<b>901</b>	<b>(3.942)</b>	-	-	<b>(111)</b>	-	<b>8.265</b>
<b>Cíveis</b>								
Cíveis e direito administrativo	83.572	50.824	(1.905)	-	-	(11.718)	2.858	123.631
Servid�es de passagem	120.009	3.593	(90)	(721)	(1.609)	(2.022)	-	119.160
Desapropria�es e patrimoniais	123.335	2.194	(8.113)	4.305	35.627	(5.424)	-	151.924
Ambientais	2.215	31	(1.089)	-	-	-	-	1.157
	<b>329.131</b>	<b>56.642</b>	<b>(11.197)</b>	<b>3.584</b>	<b>34.018</b>	<b>(19.164)</b>	<b>2.858</b>	<b>395.872</b>
<b>Regulat�rias</b>	<b>39.061</b>	<b>124</b>	<b>(37.953)</b>	-	-	<b>(482)</b>	-	<b>750</b>
	<b>561.149</b>	<b>77.904</b>	<b>(53.092)</b>	<b>3.584</b>	<b>34.018</b>	<b>(56.881)</b>	<b>(3.133)</b>	<b>563.549</b>

Consolidado	Resultado							Saldo em 31.12.2021
	Saldo em 1º.01.2021	Provisões para litígios		Custo de construção	Adições no ativo	Quitações	Transfe- rências/ Outros	
		Adições	Reversões	Adições				
<b>Fiscais</b>	<b>30.255</b>	<b>813</b>	<b>(197)</b>	-	-	<b>(159)</b>	<b>(5.366)</b>	<b>25.346</b>
<b>Trabalhistas</b>	<b>151.288</b>	<b>31.780</b>	-	-	-	<b>(26.874)</b>	-	<b>156.194</b>
<b>Benefícios a empregados</b>	<b>14.634</b>	<b>1.352</b>	<b>(4.400)</b>	-	-	<b>(169)</b>	-	<b>11.417</b>
<b>Cíveis</b>								
Cíveis e direito administrativo	101.589	26.736	(8.956)	-	-	(35.797)	-	83.572
Servidões de passagem	98.705	1.616	-	15.702	3.993	(7)	-	120.009
Desapropriações e patrimoniais	132.457	680	(15.031)	(7.268)	12.681	(184)	-	123.335
Ambientais	3.763	4.716	(4.964)	-	-	-	(1.300)	2.215
	<b>336.514</b>	<b>33.748</b>	<b>(28.951)</b>	<b>8.434</b>	<b>16.674</b>	<b>(35.988)</b>	<b>(1.300)</b>	<b>329.131</b>
<b>Regulatórias</b>	<b>30.998</b>	<b>13.886</b>	<b>(5.823)</b>	-	-	-	-	<b>39.061</b>
	<b>563.689</b>	<b>81.579</b>	<b>(39.371)</b>	<b>8.434</b>	<b>16.674</b>	<b>(63.190)</b>	<b>(6.666)</b>	<b>561.149</b>

## 27.2 Detalhamento das provisões para litígios e passivos contingentes

O quadro a seguir apresenta o detalhamento das provisões para litígios registradas e, adicionalmente, os valores de passivos contingentes, os quais são obrigações presentes decorrentes de eventos passados, porém sem provisões reconhecidas por não ser provável uma saída de recursos que incorporam benefícios econômicos para liquidar a obrigação.

Natureza	Descrição	Controladora				Consolidado			
		Provisões		Passivo contingente		Provisões		Passivo contingente	
		31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
<b>Fiscais</b>									
Impostos federais	Exigências e questionamentos administrativos da Receita Federal do Brasil.	-	-	496	468	-	-	523	492
IPTU	Exigência de Imposto sobre Propriedade Territorial Urbana - IPTU sobre imóveis afetados ao serviço público de energia elétrica.	969	-	43.880	34.873	969	-	43.880	34.873
ISS	Exigência fiscal das prefeituras a título de ISS em serviços de construção civil prestado por terceiro.	181	-	-	37.016	181	166	56.683	83.444
Outras	Impostos, taxas e outros tributos federais, estaduais e municipais em que a Companhia discute a incidência ou não, bem como suas bases e valores para recolhimento.	5.934	6.813	23.905	23.093	18.514	25.180	31.265	34.812
		<b>7.084</b>	<b>6.813</b>	<b>68.281</b>	<b>95.450</b>	<b>19.664</b>	<b>25.346</b>	<b>132.351</b>	<b>153.621</b>
<b>Trabalhistas</b>	Cobrança de horas-extras, periculosidade, adicional de transferência, equiparação/reenquadramento salarial, entre outras, por empregados e ex-empregados da Copel; cobranças de parcelas indenizatórias e outras, por ex-empregados de empreiteiros e empresas terceirizadas (responsabilidade subsidiária).	<b>138.003</b>	<b>155.329</b>	<b>111.168</b>	<b>62.477</b>	<b>138.998</b>	<b>156.194</b>	<b>111.639</b>	<b>63.648</b>
<b>Benefícios a empregados</b>	Reclamatórias trabalhistas movidas por ex-empregados aposentados contra a Fundação Copel, que causarão, consequentemente, reflexos para a Companhia e suas subsidiárias integrais, na medida em que forem necessários aportes complementares.	<b>8.264</b>	<b>11.416</b>	<b>5.198</b>	<b>182</b>	<b>8.265</b>	<b>11.417</b>	<b>5.198</b>	<b>182</b>
<b>Regulatórias</b>									
Despacho Aneel nº 288/2002	Ações judiciais contra o Despacho Aneel nº 288/2002 envolvendo as empresas Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE e Dona Francisca Energética S.A.	-	36.512	-	-	-	36.512	-	-
Excludente Colider	Discussão sobre o valor de Tarifa de uso do sistema de transmissão - TUST e atualização monetária sobre valores de energia referente ao período de excludente de responsabilidade. Em decorrência da liminar judicial que excluiu o período de atraso da obra da UHE Colíder da responsabilidade pela entrega de energia contratada no Ambiente de Contratação Regulado - ACR, a CCEE procedeu o crédito, valorado ao PLD, da energia anteriormente lastreada para cumprir os contratos de ACR. Contudo, em caso de insucesso na ação judicial, a Companhia deverá devolver os valores creditados, atualizados pelo IGPM.	-	-	320.044	295.931	-	-	320.044	295.931
Outras	Notificações do Órgão Regulador sobre eventuais descumprimentos de normas regulatórias	749	2.548	2.532	2.234	750	2.549	2.532	2.234
		<b>749</b>	<b>39.060</b>	<b>322.576</b>	<b>298.165</b>	<b>750</b>	<b>39.061</b>	<b>322.576</b>	<b>298.165</b>

(continua)

Natureza	Descrição	Controladora				Consolidado			
		Provisões		Passivo contingente		Provisões		Passivo contingente	
		31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
<b>Cíveis</b>									
Cíveis e direito administrativo	Outras ações que envolvem faturamento, supostos procedimentos irregulares, contratos administrativos e multa contratual, indenização por acidentes com a rede de energia elétrica e acidentes com veículos.	14.910	23.481	60.113	62.755	22.558	25.909	60.991	63.538
Indenização a terceiros (cíveis)	Ação de indenização decorrentes de danos causados durante a construção de usinas. Houve início de execução de sentença sem a perícia contábil previamente determinada. Em 1º grau, a Copel impugnou a execução e apresentou apólice de seguro como garantia até decisão sobre a realização de perícia e excesso do valor. Não tendo havido ainda um posicionamento favorável quanto ao mérito, o risco foi reavaliado com alteração no saldo provisionado.	101.076	57.663	98.940	29.592	101.076	57.663	98.940	29.592
Servidões de passagem	Discussão entre o valor avaliado pela Copel para pagamento e o pleiteado pelo proprietário e/ou quando a documentação do proprietário não apresenta condições de registro (inventários em andamento, propriedades sem matrícula, entre outras); intervenção no usucapião de terceiros, seja na qualidade de confrontante ou em caso de imóvel onde há áreas de servidão de passagem, a fim de preservar os limites e confrontações das faixas de servidão.	111.720	110.722	9.269	23.136	119.215	120.009	9.350	23.206
Desapropriações e patrimoniais	Discussão entre o valor avaliado pela Copel para pagamento e o pleiteado pelo proprietário, e/ou quando a documentação do proprietário não apresenta condições de registro (inventários em andamento, propriedades sem matrícula entre outras); ações de reintegrações de posse de imóveis de propriedade da concessionária; intervenção no usucapião de terceiros, na qualidade de confrontante, a fim de preservar os limites e confrontações das áreas desapropriadas.	149.466	88.886	30.509	65.656	151.867	91.987	31.128	66.203
Indenização a terceiros (Desapropriações)	Ações de desapropriação para construção de subestação de energia elétrica e para desapropriação de terreno alagado de Usina, quitadas no segundo trimestre 2022.	-	31.348	-	-	-	31.348	-	-
Ambientais	Ações civis públicas e ações populares que têm como finalidade obstaculizar o andamento de licenciamento ambiental de novos projetos ou a recuperação de áreas de preservação permanente no entorno dos reservatórios das usinas hidrelétricas utilizadas indevidamente por particulares. Em caso de eventual condenação, estima-se somente o custo da elaboração de novos estudos ambientais e o custo de recuperação das áreas de propriedade da Copel GeT. Contemplam também os Termos de Ajuste de Conduta - TAC, que se referem aos compromissos acordados e aprovados entre a Companhia e os órgãos competentes, pelo descumprimento de alguma condicionante concluída nas Licenças de Instalação e Operação.	1.156	2.216	216.113	203.901	1.156	2.215	216.135	203.921
		<b>378.328</b>	<b>314.316</b>	<b>414.944</b>	<b>385.040</b>	<b>395.872</b>	<b>329.131</b>	<b>416.544</b>	<b>386.460</b>
		<b>532.428</b>	<b>526.934</b>	<b>922.167</b>	<b>841.314</b>	<b>563.549</b>	<b>561.149</b>	<b>988.308</b>	<b>902.076</b>

## 28 Patrimônio Líquido

### 28.1 Capital social

Em 31.12.2022, o capital social integralizado é de R\$ 6.242.757 (R\$ 5.772.757 em 31.12.2021), composto por 6.242.757.424 ações ordinárias sem valor nominal, pertencentes à Copel. O aumento de capital de R\$ 470.000 foi aprovado na Assembleia Geral Extraordinária de 29.04.2022, mediante integralização de Adiantamento para futuro aumento de capital - AFAC.

### 28.2 Ajustes de avaliação patrimonial

Na adoção inicial das IFRS, foram reconhecidos os valores justos do ativo imobilizado - custo atribuído. A conta Ajustes de avaliação patrimonial foi a contrapartida desse ajuste, líquido do imposto de renda e contribuição social diferidos, inclusive por equivalência patrimonial. A realização de tais ajustes é contabilizada na conta de lucros acumulados, na medida em que ocorra a depreciação ou eventual baixa dos itens avaliados.

Nessa conta também são registrados os ajustes decorrentes das variações de valor justo envolvendo ativos financeiros, bem como os ajustes dos passivos atuariais.

<b>Controladora e Consolidado</b>		
<b>Em 1º.01.2021</b>	<b>569.958</b>	<b>569.958</b>
<b>Passivos atuariais</b>		
Benefícios pós-emprego	62.071	62.071
Tributos sobre os ajustes	(21.104)	(21.104)
<b>Realização dos ajustes de avaliação patrimonial</b>		
Custo atribuído do imobilizado	(70.570)	(70.570)
Tributos sobre a realização dos ajustes	23.994	23.994
<b>Em 31.12.2021</b>	<b>564.349</b>	<b>564.349</b>
<b>Passivos atuariais</b>		
Benefícios pós-emprego	88.303	88.200
Tributos sobre os ajustes	(30.023)	(30.023)
Benefícios pós-emprego - equivalência patrimonial, líquida de tributos.	(63)	-
<b>Realização dos ajustes de avaliação patrimonial</b>		
Custo atribuído do imobilizado	(55.322)	(55.322)
Tributos sobre a realização dos ajustes	18.809	18.809
<b>Atribuível aos acionistas não controladores</b>	<b>-</b>	<b>40</b>
<b>Em 31.12.2022</b>	<b>586.053</b>	<b>586.053</b>

### 28.3 Reserva legal e reserva de retenção de lucros

A reserva legal é constituída com base em 5% do lucro líquido do exercício, antes de qualquer destinação, limitada a 20% do capital social.

A reserva de retenção de lucros visa a cobertura do programa de investimento da Companhia, conforme o artigo 196 da Lei nº 6.404/1976. Sua constituição ocorre mediante a retenção do remanescente do lucro líquido do exercício, após a constituição da reserva legal e da proposição dos juros sobre o capital próprio e dos dividendos

## 28.4 Proposta de distribuição de dividendos

Controladora	31.12.2022	31.12.2021
<b>Base de cálculo para os dividendos</b>		
Lucro líquido do exercício	1.704.052	2.687.908
Reserva legal (5%)	(85.203)	(134.395)
	<b>1.618.849</b>	<b>2.553.513</b>
<b>Dividendos propostos</b>		
Juros sobre o capital próprio (JSCP) - valor bruto	776.696	240.000
Complemento pra atingir o mínimo obrigatório	-	434.378
Dividendo adicional proposto	842.153	857.729
	<b>1.618.849</b>	<b>1.532.107</b>
<b>Valor bruto dos dividendos por ação:</b>		
Dividendos por ação (em R\$)	0,14588	0,22383
Juros sobre o capital próprio por ação (em R\$)	0,13455	0,04157

Em 10.11.2022 o Conselho de Administração aprovou a antecipação de parcela de JSCP, em substituição aos dividendos do exercício de 2022, no valor de R\$600.000, dos quais R\$ 480.000 foram pagos em 29.11.2022. Adicionalmente, em 16.12.2022 a 119ª Assembleia Geral Extraordinária aprovou a distribuição de JSCP complementar de R\$ 176.696. Estes valores de JSCP, líquidos dos tributos, são imputados ao dividendo obrigatório do exercício de 2022, conforme critérios estabelecidos no artigo 69 do Estatuto Social da Companhia. O saldo pendente terá a data do pagamento definida na Assembleia Geral Ordinária de abril de 2023.

## 28.5 Lucro por ação - básico e diluído

O lucro por ação foi calculado na média ponderada do número de ações ordinárias da Companhia em cada um dos períodos mencionados, conforme segue:

Controladora	31.12.2022	31.12.2021
<b>Numerador básico e diluído</b>		
Lucro líquido básico e diluído alocado por classes de ações, atribuído à acionista controladora		
Ações ordinárias	1.704.052	2.687.908
<b>Denominador básico e diluído</b>		
Média ponderada das ações (em milhares)		
Ações ordinárias	6.089.524.547	5.768.321.136
<b>Lucro líquido do exercício básico e diluído por ação atribuído à acionista controladora</b>		
Ações ordinárias	0,27983	0,46598

## 29 Receita Operacional Líquida

Controladora	Receita bruta	PIS/Pasep e Cofins	ICMS	Encargos setoriais	ISSQN	Receita líquida	
						31.12.2022	31.12.2021
Fornecimento de energia elétrica	608	(9)	(511)	15	-	103	204.098
Suprimento de energia elétrica	2.721.261	(237.268)	-	(47.771)	-	2.436.222	2.340.199
Disponibilidade da rede elétrica	1.071.712	(89.081)	-	(84.278)	-	898.353	1.184.957
Receita de construção	115.171	-	-	-	-	115.171	235.981
Outras receitas operacionais	119.148	(10.699)	-	-	(5.214)	103.235	100.707
	<b>4.027.900</b>	<b>(337.057)</b>	<b>(511)</b>	<b>(132.034)</b>	<b>(5.214)</b>	<b>3.553.084</b>	<b>4.065.942</b>

Consolidado	Receita bruta	PIS/Pasep e Cofins	ICMS	Encargos setoriais	ISSQN	Receita líquida	
						31.12.2022	31.12.2021
Fornecimento de energia elétrica	608	(9)	(511)	15	-	103	204.098
Suprimento de energia elétrica	4.312.258	(350.323)	(18.875)	(60.230)	-	3.882.830	5.803.415
Disponibilidade da rede elétrica	1.169.371	(91.523)	-	(86.674)	-	991.174	1.267.348
Receita de construção	116.112	-	-	-	-	116.112	239.448
Outras receitas operacionais	65.495	(10.840)	-	-	(5.214)	49.441	37.117
	<b>5.663.844</b>	<b>(452.695)</b>	<b>(19.386)</b>	<b>(146.889)</b>	<b>(5.214)</b>	<b>5.039.660</b>	<b>7.551.426</b>

A redução da receita de suprimento de energia consolidada é decorrente, principalmente, da redução dos despachos da usina termelétrica da UEGA tendo em vista a melhora do cenário hidrológico.

## 29.1 Detalhamento da receita por tipo e/ ou classe de consumidores

Controladora	31.12.2022	31.12.2021
<b>Fornecimento de energia elétrica</b>	<b>608</b>	<b>246.558</b>
Consumidores livres	608	246.558
<b>Suprimento de energia elétrica</b>	<b>2.721.261</b>	<b>2.599.775</b>
Contratos bilaterais	1.824.537	1.626.611
Contratos regulados	619.526	562.748
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	158.759	275.934
Juros efetivos - bonificação de outorga (NE nº 8.1)	118.439	134.482
<b>Disponibilidade da rede elétrica</b>	<b>1.071.712</b>	<b>1.329.713</b>
Receita de operação e manutenção - O&M	405.832	405.794
Receita de juros efetivos	665.880	923.919
<b>Receita de construção (a)</b>	<b>115.171</b>	<b>235.981</b>
<b>Outras receitas operacionais</b>	<b>119.148</b>	<b>116.086</b>
Arrendamentos e aluguéis (29.2)	5.919	2.828
Renda da prestação de serviços	112.725	111.921
Outras receitas	504	1.337
<b>RECEITA OPERACIONAL BRUTA</b>	<b>4.027.900</b>	<b>4.528.113</b>
(-) Pis/Pasep e Cofins	(337.057)	(333.790)
(-) ICMS	(511)	(9.418)
(-) ISSQN	(5.214)	(5.110)
(-) Encargos setoriais (29.3)	(132.034)	(113.853)
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>3.553.084</b>	<b>4.065.942</b>

(a) No saldo está contido o valor da receita de construção, a margem de construção e o ganho ou perda por eficiência conforme detalhado na NE nº 9.

<b>Consolidado</b>	<b>31.12.2022</b>	<b>31.12.2021</b>
<b>Fornecimento de energia elétrica</b>	<b>608</b>	<b>246.558</b>
Consumidores livres	608	246.558
<b>Suprimento de energia elétrica</b>	<b>4.312.258</b>	<b>6.441.481</b>
Contratos bilaterais	2.789.375	2.439.952
Contratos regulados	1.081.233	1.069.557
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	323.211	2.797.490
Juros efetivos - bonificação de outorga (NE nº 8.1)	118.439	134.482
<b>Disponibilidade da rede elétrica</b>	<b>1.169.371</b>	<b>1.417.131</b>
Receita de operação e manutenção - O&M	417.560	397.200
Receita de juros efetivos	751.811	1.019.931
<b>Receita de construção (a)</b>	<b>116.112</b>	<b>239.448</b>
<b>Outras receitas operacionais</b>	<b>65.495</b>	<b>52.542</b>
Arrendamentos e aluguéis (29.2)	5.968	2.893
Renda da prestação de serviços	53.588	47.180
Outras receitas	5.939	2.469
<b>RECEITA OPERACIONAL BRUTA</b>	<b>5.663.844</b>	<b>8.397.160</b>
(-) Pis/Pasep e Cofins	(452.695)	(660.419)
(-) ICMS	(19.386)	(31.539)
(-) ISSQN	(5.214)	(5.110)
(-) Encargos setoriais (29.3)	(146.889)	(148.666)
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>5.039.660</b>	<b>7.551.426</b>

(a) No saldo está contido o valor da receita de construção, a margem de construção e o ganho ou perda por eficiência conforme detalhado na NE nº 9.

## 29.2 Arrendamentos e aluguéis

	<b>Controladora</b>		<b>Consolidado</b>	
	<b>31.12.2022</b>	<b>31.12.2021</b>	<b>31.12.2022</b>	<b>31.12.2021</b>
Equipamentos e estruturas	4.203	1.858	4.203	1.858
Compartilhamento de instalações	1.503	716	1.529	738
Imóveis	213	254	236	297
	<b>5.919</b>	<b>2.828</b>	<b>5.968</b>	<b>2.893</b>

## 29.3 Encargos setoriais

	<b>Controladora</b>		<b>Consolidado</b>	
	<b>31.12.2022</b>	<b>31.12.2021</b>	<b>31.12.2022</b>	<b>31.12.2021</b>
Conta de desenvolvimento energético - CDE	65.460	42.973	65.458	42.973
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética - P&D	30.679	31.494	39.328	61.321
Quota para reserva global de reversão - RGR	35.895	39.386	42.103	44.372
	<b>132.034</b>	<b>113.853</b>	<b>146.889</b>	<b>148.666</b>

## 30 Custos e Despesas Operacionais

Controladora	Custos operacionais	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras despesas operacionais, líquidas	31.12.2022	31.12.2021
<b>Custos e despesas não gerenciáveis</b>						
Energia elétrica comprada para revenda (30.1)	(341.302)	-	-	-	(341.302)	(978.422)
Encargos de uso da rede elétrica	(344.501)	-	-	-	(344.501)	(305.656)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	(9.349)	-	-	-	(9.349)	-
	<b>(695.152)</b>	-	-	-	<b>(695.152)</b>	<b>(1.284.078)</b>
<b>Custos e despesas gerenciáveis</b>						
Pessoal e administradores (30.2)	(209.007)	-	(91.841)	-	(300.848)	(421.213)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 21.3)	(50.141)	-	(26.993)	-	(77.134)	(70.326)
Material	(14.418)	-	(1.808)	-	(16.226)	(12.440)
Serviços de terceiros (30.3)	(89.643)	-	(34.573)	-	(124.216)	(111.364)
Perdas estimadas, provisões e reversões (30.4)	25.374	(2.804)	-	(14.911)	7.659	(32.509)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos (30.6)	(145.317)	-	(12.349)	(19.825)	(177.491)	(125.028)
	<b>(483.152)</b>	<b>(2.804)</b>	<b>(167.564)</b>	<b>(34.736)</b>	<b>(688.256)</b>	<b>(772.880)</b>
<b>Outros custos e despesas</b>						
Depreciação e amortização	(361.759)	-	(11.821)	(14.232)	(387.812)	(334.064)
Custo de construção (30.5)	(88.225)	-	-	-	(88.225)	(184.266)
	<b>(449.984)</b>	-	<b>(11.821)</b>	<b>(14.232)</b>	<b>(476.037)</b>	<b>(518.330)</b>
	<b>(1.628.288)</b>	<b>(2.804)</b>	<b>(179.385)</b>	<b>(48.968)</b>	<b>(1.859.445)</b>	<b>(2.575.288)</b>

Consolidado	Custos operacionais	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras despesas operacionais, líquidas	31.12.2022	31.12.2021
<b>Custos e despesas não gerenciáveis</b>						
Energia elétrica comprada para revenda (30.1)	(377.716)	-	-	-	(377.716)	(1.254.752)
Encargos de uso da rede elétrica	(566.121)	-	-	-	(566.121)	(489.700)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	(123.279)	-	-	-	(123.279)	(1.878.815)
	<b>(1.067.116)</b>	-	-	-	<b>(1.067.116)</b>	<b>(3.623.267)</b>
<b>Custos e despesas gerenciáveis</b>						
Pessoal e administradores (30.2)	(209.007)	-	(117.524)	-	(326.531)	(444.437)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 21.3)	(50.141)	-	(29.533)	-	(79.674)	(71.905)
Material	(15.754)	-	(2.149)	-	(17.903)	(13.716)
Serviços de terceiros (30.3)	(194.899)	-	(45.736)	-	(240.635)	(235.553)
Perdas estimadas, provisões e reversões (30.4)	(82.758)	(2.833)	-	(13.916)	(99.507)	109.170
Outros custos e despesas operacionais, líquidos (30.6)	(213.386)	-	(18.255)	(59.638)	(291.279)	(174.627)
	<b>(765.945)</b>	<b>(2.833)</b>	<b>(213.197)</b>	<b>(73.554)</b>	<b>(1.055.529)</b>	<b>(831.068)</b>
<b>Outros custos e despesas</b>						
Depreciação e amortização	(730.874)	-	(12.084)	(24.111)	(767.069)	(597.187)
Custo de construção (30.5)	(89.166)	-	-	-	(89.166)	(187.733)
	<b>(820.040)</b>	-	<b>(12.084)</b>	<b>(24.111)</b>	<b>(856.235)</b>	<b>(784.920)</b>
	<b>(2.653.101)</b>	<b>(2.833)</b>	<b>(225.281)</b>	<b>(97.665)</b>	<b>(2.978.880)</b>	<b>(5.239.255)</b>

### 30.1 Energia elétrica comprada para revenda

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	22.609	29.032	44.059	178.522
Contratos bilaterais	328.273	1.026.445	346.156	1.179.673
Programa de incentivo a novas fontes de energia alternativa - Proinfa	19.384	7.746	19.384	7.746
(-) PIS/Pasep e Cofins sobre energia elétrica comprada para revenda	(28.964)	(84.801)	(31.883)	(111.189)
	<b>341.302</b>	<b>978.422</b>	<b>377.716</b>	<b>1.254.752</b>

### 30.2 Pessoal e administradores

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
<b>Pessoal</b>				
Remunerações	197.487	198.657	214.516	213.737
Encargos sociais	65.942	63.883	71.195	68.639
Auxílio alimentação e educação	26.781	25.249	27.426	25.710
Programa de desligamentos voluntários	(2.461)	39.649	(2.461)	39.649
	<b>287.749</b>	<b>327.438</b>	<b>310.676</b>	<b>347.735</b>
<b>Administradores</b>				
Honorários	1.843	2.933	4.068	5.036
Encargos sociais	500	810	1.029	1.310
Outros gastos	41	31	41	31
	<b>2.384</b>	<b>3.774</b>	<b>5.138</b>	<b>6.377</b>
<b>Provisões por desempenho e participação nos lucros de empregados e administradores</b>	<b>10.715</b>	<b>90.001</b>	<b>10.717</b>	<b>90.325</b>
	<b>300.848</b>	<b>421.213</b>	<b>326.531</b>	<b>444.437</b>

### 30.3 Serviços de terceiros

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Manutenção de instalações	34.569	41.754	43.227	50.539
Manutenção do sistema elétrico	31.477	21.780	121.626	125.062
Comunicação, processamento e transmissão de dados	18.368	15.318	18.963	16.307
Consultoria e auditoria	4.700	3.941	8.568	7.122
Outros serviços	35.102	28.571	48.251	36.523
	<b>124.216</b>	<b>111.364</b>	<b>240.635</b>	<b>235.553</b>

### 30.4 Perdas de crédito, provisões e reversões

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Provisão para litígios (NE nº 27)	19.816	39.612	18.821	36.832
Perdas estimadas para redução ao valor recuperável de ativos - <i>Impairment</i>				
Contrato de concessão de geração de energia elétrica	9.061	(2.604)	9.061	(2.604)
Imobilizado	(34.435)	(9.161)	73.697	(147.937)
Perdas de créditos esperadas (Clientes e Outros créditos)	2.804	116	2.833	(7)
Perdas estimadas em créditos tributários	(4.905)	4.546	(4.905)	4.546
	<b>(7.659)</b>	<b>32.509</b>	<b>99.507</b>	<b>(109.170)</b>

### 30.5 Custo de construção

Consolidado	31.12.2022	31.12.2021
Material	20.619	96.766
Serviços de terceiros	31.816	63.659
Pessoal	19.195	19.996
Outros	17.536	7.312
	<b>89.166</b>	<b>187.733</b>

### 30.6 Outros custos e despesas operacionais, líquidos

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	97.861	62.035	134.708	82.095
Seguros	16.693	14.114	30.161	24.022
Valor justo de ativos de concessão de geração de energia elétrica	26.451	-	26.451	-
Arrendamentos e aluguéis	6.001	3.550	23.358	13.942
Taxa de fiscalização da Aneel	9.916	10.040	16.492	16.083
Tributos	12.933	17.657	16.064	21.233
Indenizações	909	8.957	956	8.985
Comunicação corporativa				
Associação das Emissoras de Radiodifusão do Paraná - AERP	2.593	2.508	2.593	2.508
Patrocínio	54	81	54	81
Publicidade	51	30	53	20
Outras receitas, custos e despesas, líquidos (a)	4.029	6.056	40.389	5.658
	<b>177.491</b>	<b>125.028</b>	<b>291.279</b>	<b>174.627</b>

(a) No saldo estão contidas receitas com valor novo de reposição - VNR de usinas da Copel GeT.

## 31 Resultado Financeiro

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
<b>Receitas financeiras</b>				
Renda de aplicações financeiras	114.766	24.821	234.301	62.205
Juros sobre liquidações na CCEE	5.760	20.497	6.230	24.864
Atualização de depósitos judiciais	6.552	2.239	7.117	2.278
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão (NE nº 24.1)	2.721	5.374	2.722	5.373
Acréscimos moratórios sobre faturas	3.330	2.873	3.460	3.104
(-) Pis e Cofins	(7.468)	(3.592)	(10.307)	(4.804)
Outras receitas financeiras	30.228	26.803	34.148	32.738
	<b>155.889</b>	<b>79.015</b>	<b>277.671</b>	<b>125.758</b>
<b>(-) Despesas financeiras</b>				
Variação monetária, cambial e encargos da dívida	697.330	372.791	855.122	512.386
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão (NE nº 24.1)	10.559	14.668	10.559	14.668
Valor justo dos derivativos - contrato a termo (NE nº 33.2.3 - a)	2.907	20.401	2.907	20.401
Juros sobre P&D (NE nº 23.1)	191	760	1.467	527
Outras despesas financeiras	14.424	12.363	32.254	16.120
	<b>725.411</b>	<b>420.983</b>	<b>902.309</b>	<b>564.102</b>
<b>Líquido</b>	<b>(569.522)</b>	<b>(341.968)</b>	<b>(624.638)</b>	<b>(438.344)</b>

## 32 Segmentos Operacionais

Segmentos operacionais são as atividades de negócios que geram receitas e incorrem em despesas, cujos resultados operacionais são regularmente revistos pelas diretorias executivas da Controladora e das controladas, principais tomadoras de decisões estratégicas, responsáveis pela alocação de recursos e pela avaliação de desempenho.

### **32.1 Produtos e serviços dos quais os segmentos reportáveis têm suas receitas geradas**

A Companhia atua nos segmentos reportáveis identificados pela diretoria, considerando os ambientes regulatórios, as unidades estratégicas de negócios e os diferentes produtos e serviços. Os segmentos são gerenciados separadamente, pois cada negócio e cada empresa exigem diferentes tecnologias e estratégias.

Até 31.12.2022, todas as vendas foram realizadas em território brasileiro, bem como todos os ativos não correntes estão localizados em território nacional. Não foi identificado cliente da Companhia ou de suas controladas que seja responsável individualmente por mais de 10% da receita líquida total registrada até 31.12.2022.

A Companhia avalia o desempenho de cada segmento, com base em informações derivadas dos registros contábeis. As políticas contábeis dos segmentos operacionais são as mesmas descritas na NE nº 4, das demonstrações financeiras de 31.12.2021.

### **32.2 Segmentos reportáveis da Companhia**

**Geração e transmissão de energia elétrica (GET)** - tem como atribuição produzir energia elétrica a partir de empreendimentos de fontes hidráulica, eólica e térmica (**GER**), e prover os serviços de transporte e transformação da energia elétrica, sendo responsável pela construção, operação e manutenção de subestações, bem como pelas linhas destinadas à transmissão de energia (**TRA**); para os gestores, os ativos e passivos dos segmentos de geração e de transmissão de energia são apresentados de forma agregada e o resultado é apresentado de forma segregada;

### 32.3 Demonstração do resultado por segmento reportável

<b>DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO</b>	<b>GER</b>	<b>TRA</b>	<b>Operações inter-segmento</b>	<b>Consolidado</b>
<b>31.12.2022</b>				
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>3.909.770</b>	<b>1.140.733</b>	<b>(10.843)</b>	<b>5.039.660</b>
Receita operacional líquida com terceiros	3.909.770	1.129.890	-	5.039.660
Receita operacional líquida entre segmentos	-	10.843	(10.843)	-
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>	<b>(2.686.273)</b>	<b>(303.450)</b>	<b>10.843</b>	<b>(2.978.880)</b>
Energia elétrica comprada para revenda	(377.716)	-	-	(377.716)
Encargos de uso da rede elétrica	(576.964)	-	10.843	(566.121)
Pessoal e administradores	(203.003)	(123.528)	-	(326.531)
Planos previdenciário e assistencial	(48.726)	(30.948)	-	(79.674)
Material	(12.606)	(5.297)	-	(17.903)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(123.279)	-	-	(123.279)
Serviços de terceiros	(203.594)	(37.041)	-	(240.635)
Depreciação e amortização	(753.377)	(13.692)	-	(767.069)
Provisão para litígios	(17.871)	(950)	-	(18.821)
Perdas estimadas para redução ao valor recuperável de ativos	(82.758)	-	-	(82.758)
Outras perdas de créditos, provisões e reversões	(992)	3.064	-	2.072
Custo de construção	-	(89.166)	-	(89.166)
Repactuação Risco Hidrológico - GSF	-	-	-	-
Outros custos e despesas operacionais, líquidos	(285.387)	(5.892)	-	(291.279)
<b>RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL</b>	<b>20.371</b>	<b>450.235</b>	<b>-</b>	<b>470.606</b>
<b>LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS</b>	<b>1.243.868</b>	<b>1.287.518</b>	<b>-</b>	<b>2.531.386</b>
Receitas financeiras	219.157	58.514	-	277.671
Despesas financeiras	(630.022)	(272.287)	-	(902.309)
<b>LUCRO OPERACIONAL</b>	<b>833.003</b>	<b>1.073.745</b>	<b>-</b>	<b>1.906.748</b>
Imposto de renda e contribuição social	(250.936)	(56.353)	-	(307.289)
<b>LUCRO DO EXERCÍCIO</b>	<b>582.067</b>	<b>1.017.392</b>	<b>-</b>	<b>1.599.459</b>

<b>DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO</b>	<b>GER</b>	<b>TRA</b>	<b>Operações inter-segundo</b>	<b>Consolidado</b>
<b>31.12.2021</b>				
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>6.026.025</b>	<b>1.541.080</b>	<b>(15.679)</b>	<b>7.551.426</b>
Receita operacional líquida com terceiros	6.026.025	1.526.529	(1.128)	7.551.426
Receita operacional líquida entre segmentos	-	14.551	(14.551)	-
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>	<b>(3.236.901)</b>	<b>(457.137)</b>	<b>15.679</b>	<b>(3.678.359)</b>
Energia elétrica comprada para revenda	(1.255.879)	-	1.127	(1.254.752)
Encargos de uso da rede elétrica	(504.252)	-	14.552	(489.700)
Pessoal e administradores	(277.396)	(167.041)	-	(444.437)
Planos previdenciário e assistencial	(43.951)	(27.954)	-	(71.905)
Material	(9.555)	(4.161)	-	(13.716)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(1.878.815)	-	-	(1.878.815)
Serviços de terceiros	(204.855)	(30.698)	-	(235.553)
Depreciação e amortização	(585.756)	(11.431)	-	(597.187)
Provisão para litígios	(27.681)	(9.151)	-	(36.832)
Perdas estimadas para redução ao valor recuperável de ativos	150.696	(155)	-	150.541
Outras perdas de créditos, provisões e reversões	(1.040)	(3.499)	-	(4.539)
Custo de construção	-	(187.733)	-	(187.733)
Repactuação Risco Hidrológico - GSF	1.560.896	-	-	1.560.896
Outros custos e despesas operacionais, líquidos	(159.313)	(15.314)	-	(174.627)
<b>RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL</b>	<b>16.596</b>	<b>339.776</b>	<b>-</b>	<b>356.372</b>
<b>LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS</b>	<b>2.805.720</b>	<b>1.423.719</b>	<b>-</b>	<b>4.229.439</b>
Receitas financeiras	122.480	19.542	(16.264)	125.758
Despesas financeiras	(419.405)	(160.961)	16.264	(564.102)
<b>LUCRO OPERACIONAL</b>	<b>2.508.795</b>	<b>1.282.300</b>	<b>-</b>	<b>3.791.095</b>
Imposto de renda e contribuição social	(708.601)	(262.395)	-	(970.996)
<b>LUCRO DO EXERCÍCIO</b>	<b>1.800.194</b>	<b>1.019.905</b>	<b>-</b>	<b>2.820.099</b>

## 33 Instrumentos Financeiros

### 33.1 Categorias e apuração do valor justo dos instrumentos financeiros

Controladora	NE nº	Nível	31.12.2022		31.12.2021	
			Valor contábil	Valor justo	Valor contábil	Valor justo
<b>Ativos Financeiros</b>						
<b>Valor justo por meio do resultado</b>						
Caixa e equivalentes de caixa (a)	5	1	380.955	380.955	1.122.475	1.122.475
Títulos e valores mobiliários (b)	6	2	123.022	123.022	95.528	95.528
Contas a receber vinculadas à concessão de geração (c)	8.2	3	68.642	68.642	102.220	102.220
Valor justos dos derivativos - contrato a termo (e)	10	3	-	-	2.907	2.907
			<b>572.619</b>	<b>572.619</b>	<b>1.323.130</b>	<b>1.323.130</b>
<b>Custo amortizado</b>						
Cientes (a)	7		389.967	389.967	378.594	378.594
Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga (d)	8.1		766.832	866.653	730.851	828.673
			<b>1.156.799</b>	<b>1.256.620</b>	<b>1.109.445</b>	<b>1.207.267</b>
<b>Total dos ativos financeiros</b>			<b>1.729.418</b>	<b>1.829.239</b>	<b>2.432.575</b>	<b>2.530.397</b>
<b>Passivos Financeiros</b>						
<b>Custo amortizado</b>						
Mútuo (a)	34		-	-	426.387	426.387
Fornecedores (a)	18		437.489	437.489	565.105	565.105
Empréstimos e financiamentos (f)	19		2.401.483	2.200.609	1.433.138	1.248.464
Debêntures (g)	20		3.252.202	3.210.326	3.900.443	3.900.443
Contas a pagar vinculadas à concessão (h)	24		63.355	55.681	59.360	51.880
			<b>6.154.529</b>	<b>5.904.105</b>	<b>6.384.433</b>	<b>6.192.279</b>
<b>Total dos passivos financeiros</b>			<b>6.154.529</b>	<b>5.904.105</b>	<b>6.384.433</b>	<b>6.192.279</b>

Os níveis de hierarquia para apuração do valor justo são apresentados a seguir:

**Nível 1:** obtidos de preços cotados (não ajustados) em mercados ativos para ativos ou passivos idênticos;

**Nível 2:** obtidos por meio de outras variáveis além dos preços cotados incluídos no Nível 1, que são observáveis para o ativo ou passivo;

**Nível 3:** obtidos por meio de técnicas de avaliação que incluem variáveis para o ativo ou passivo, mas que não têm como base os dados observáveis de mercado.

Consolidado	NE nº	Nível	31.12.2022		31.12.2021	
			Valor contábil	Valor justo	Valor contábil	Valor justo
<b>Ativos Financeiros</b>						
<b>Valor justo por meio do resultado</b>						
Caixa e equivalentes de caixa (a)	5	1	1.580.000	1.580.000	1.929.858	1.929.858
Títulos e valores mobiliários (b)	6	1	-	-	14.571	14.571
Títulos e valores mobiliários (b)	6	2	428.369	428.369	335.783	335.783
Contas a receber vinculadas à concessão de geração (c)	8.2	3	68.642	68.642	102.220	102.220
Valor justos dos derivativos - contrato a termo (e)	10	3	-	-	2.907	2.907
			<b>2.077.011</b>	<b>2.077.011</b>	<b>2.385.339</b>	<b>2.385.339</b>
<b>Custo amortizado</b>						
Cientes (a)	7		585.931	585.931	744.006	744.006
Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga (d)	8.1		766.832	866.653	730.851	828.673
			<b>1.352.763</b>	<b>1.452.584</b>	<b>1.474.857</b>	<b>1.572.679</b>
<b>Total dos ativos financeiros</b>			<b>3.429.774</b>	<b>3.529.595</b>	<b>3.860.196</b>	<b>3.958.018</b>
<b>Passivos Financeiros</b>						
<b>Custo amortizado</b>						
Mútuo (a)	13.1		47.404	47.404	-	-
Fornecedores (a)	18		501.075	501.075	819.053	819.053
Empréstimos e financiamentos (f)	19		3.923.863	3.414.859	2.917.315	2.506.509
Debêntures (g)	20		3.830.631	3.771.847	4.503.216	4.503.216
Contas a pagar vinculadas à concessão (h)	24		63.355	55.681	59.360	51.880
			<b>8.366.328</b>	<b>7.790.866</b>	<b>8.298.944</b>	<b>7.880.658</b>
<b>Total dos passivos financeiros</b>			<b>8.366.328</b>	<b>7.790.866</b>	<b>8.298.944</b>	<b>7.880.658</b>

Os níveis de hierarquia para apuração do valor justo são apresentados a seguir:

**Nível 1:** obtidos de preços cotados (não ajustados) em mercados ativos para ativos ou passivos idênticos;

**Nível 2:** obtidos por meio de outras variáveis além dos preços cotados incluídos no Nível 1, que são observáveis para o ativo ou passivo;

**Nível 3:** obtidos por meio de técnicas de avaliação que incluem variáveis para o ativo ou passivo, mas que não têm como base os dados observáveis de mercado.

### Apuração dos valores justos

- Equivalente ao seu respectivo valor contábil, em razão de sua natureza e de seu prazo de realização.
- Calculado de acordo com as informações disponibilizadas pelos agentes financeiros e pelos valores de mercado dos títulos emitidos pelo governo brasileiro.
- Ativos financeiros com valores justos similares aos valores contábeis (NE nº 4.3).
- Créditos a receber relacionados ao contrato de concessão de prestação de serviço de geração de energia elétrica em regime de cotas, tendo seu valor justo calculado pelo fluxo de entradas de caixa esperado, descontado à taxa estipulada no edital do leilão nº 12/2015 Aneel (9,04%).
- O valor justo equivale ao seu valor contábil (NE nº 4.14).
- Utilizado como premissa básica o custo do maior valor da última captação realizada pela Companhia, CDI + *spread* de 1,22%, para desconto do fluxo de pagamentos esperado.

- g)** Calculado conforme cotação da última negociação no mercado secundário através do preço médio do Preço Unitário - PU em 31.12.2022, obtido junto à Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiros e de Capitais - Anbima.
- h)** Utilizada a taxa de desconto real e antes dos impostos, de 8,65% a.a., compatível com a taxa estimada pela Companhia para projetos de longo prazo.

### 33.2 Gerenciamento dos riscos financeiros

Os negócios da Companhia estão expostos aos seguintes riscos resultantes de instrumentos financeiros:

#### 33.2.1 Risco de crédito

Risco de crédito é o risco de incorrer em perdas decorrentes de cliente ou contraparte em instrumento financeiro, resultantes da falha desses em cumprir com suas obrigações contratuais.

Exposição ao risco de crédito	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Caixa e equivalentes de caixa (a)	380.955	1.122.475	1.580.000	1.929.858
Títulos e valores mobiliários (a)	123.022	95.528	428.369	350.354
Clientes (b)	389.967	378.594	585.931	744.006
Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga (c)	766.832	730.851	766.832	730.851
Contas a receber vinculadas à concessão de geração (d)	68.642	102.220	68.642	102.220
	<b>1.729.418</b>	<b>2.429.668</b>	<b>3.429.774</b>	<b>3.857.289</b>

- a)** A Companhia administra o risco de crédito sobre esses ativos, considerando sua política em aplicar praticamente todos os recursos em instituições bancárias federais. Excepcionalmente, por força legal e/ou regulatória, a Companhia aplica recursos em bancos privados considerados de primeira linha.
- b)** Risco de perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados aos clientes, relacionado a fatores internos e externos. Para reduzir esse tipo de risco, a Companhia atua na gestão de contas a receber, detectando as classes de consumidores com maior possibilidade de inadimplência, implementando políticas específicas de cobrança e/ou exigência de garantias financeiras e suspendendo o fornecimento e/ou o registro de energia e a prestação do serviço, conforme estabelecido em contrato e normas regulamentares.
- c)** A Administração considera reduzido o risco desse crédito visto que o contrato celebrado de venda da energia por cotas garante o recebimento de Receita Anual de Geração - RAG, que inclui a amortização anual desse valor durante o prazo da concessão.

- d) Para os ativos de concessão de geração, a Aneel publicou a Resolução Normativa nº 596/2013, que trata da definição de critérios para cálculo do Valor Novo de Reposição - VNR, para fins de indenização. Em julho de 2021, foi publicada a Resolução Normativa nº 942/2021 disciplinando a apuração destes valores por meio da apresentação de laudos de avaliação a serem elaborados por empresas credenciadas. Em agosto de 2022 a Copel protocolou na Aneel os laudos de avaliação relativos aos valores residuais, com data base julho de 2015, para as UHEs Governador Parigot de Souza – GPS e Mourão - MOU, os quais aguardam fiscalização, e posterior validação, por parte da agência reguladora. A expectativa da Administração sobre a indenização destes ativos indica a recuperabilidade dos saldos registrados.

### 33.2.2 Risco de liquidez

O risco de liquidez da Companhia é representado pela possibilidade de insuficiência de recursos, caixa ou outro ativo financeiro, para liquidar as obrigações nas datas previstas.

A Companhia faz a administração do risco de liquidez com um conjunto de metodologias, procedimentos e instrumentos, aplicados ao controle permanente dos processos financeiros, a fim de garantir o adequado gerenciamento dos riscos.

Os investimentos são financiados por meio de dívidas de médio e longo prazos junto a instituições financeiras e ao mercado de capitais.

São desenvolvidas projeções econômico-financeiras de curto, médio e longo prazos, as quais são submetidas à apreciação pelos órgãos da Administração. Anualmente ocorre a aprovação do orçamento empresarial para o próximo exercício.

As projeções econômico-financeiras de médio e longo prazos abrangem períodos mensais cobrindo os próximos cinco anos. A projeção de curto prazo considera períodos diários cobrindo os próximos 90 dias.

A Companhia monitora permanentemente o volume de recursos a serem liquidados por meio de controle do fluxo de caixa, objetivando reduzir o custo de captação, o risco de renovação dos empréstimos e a aderência à política de aplicações financeiras, mantendo-se um nível de caixa mínimo.

A tabela a seguir demonstra valores esperados de liquidação, não descontados, em cada faixa de tempo. As projeções foram efetuadas com base em indicadores financeiros vinculados aos respectivos instrumentos financeiros, previstos nas medianas das expectativas de mercado do Relatório Focus, do Banco Central do Brasil - Bacen, que fornece a expectativa média de analistas de mercado para tais indicadores para o ano corrente e para os próximos 3 anos. A partir de 2027, repetem-se os indicadores de 2026 até o horizonte da projeção.

Controladora	Juros (a)	Menos de 1 mês	1 a 3 meses	3 meses a 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
<b>31.12.2022</b>							
Empréstimos e financiamentos	NE nº 19	19.796	111.698	239.564	2.006.777	1.098.485	3.476.320
Debêntures	NE nº 20	91.594	8.298	1.088.156	2.508.812	591.933	4.288.793
Contas a pagar vinculadas à concessão	Tx. Retorno + IGP-M e IPCA	489	1.002	4.565	23.725	161.868	191.649
Fornecedores	-	157.232	192.014	22.040	66.203	-	437.489
		<b>269.111</b>	<b>313.012</b>	<b>1.354.325</b>	<b>4.605.517</b>	<b>1.852.286</b>	<b>8.394.251</b>

(a) Taxa de juros efetiva - média ponderada.

Consolidado	Juros (a)	Menos de 1 mês	1 a 3 meses	3 meses a 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
<b>31.12.2022</b>							
Empréstimos e financiamentos	NE nº 19	38.174	149.978	396.590	2.731.338	2.481.487	5.797.567
Debêntures	NE nº 20	95.407	15.388	1.169.353	2.903.951	1.027.415	5.211.514
Contas a pagar vinculadas à concessão	Tx. Retorno + IGP-M e IPCA	489	1.002	4.565	23.725	161.868	191.649
Fornecedores	-	218.771	193.070	23.031	66.203	-	501.075
Mútuo	NE nº 13	-	-	50.899	-	-	50.899
		<b>352.841</b>	<b>359.438</b>	<b>1.644.438</b>	<b>5.725.217</b>	<b>3.670.770</b>	<b>11.752.704</b>

(a) Taxa de juros efetiva - média ponderada.

Conforme divulgado nas NEs nºs 19.4 e 20.3, a Companhia e suas controladas têm empréstimos, financiamentos e debêntures com cláusulas contratuais restritivas (*covenants*) que podem exigir a antecipação do pagamento dessas obrigações.

### 33.2.3 Risco de mercado

Risco de mercado é o risco de que o valor justo ou os fluxos de caixa futuros de instrumento financeiro oscilem devido a mudanças nos preços de mercado, tais como as taxas de câmbio, taxas de juros e preços de ações. O objetivo do gerenciamento desse risco é controlar as exposições, dentro de parâmetros aceitáveis, e ao mesmo tempo otimizar o retorno.

#### a) **Risco de taxa de juros e variações monetárias**

Risco de a Companhia incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros ou outros indexadores que diminuam as receitas financeiras ou aumentem as despesas financeiras relativas aos ativos e passivos captados no mercado.

A Companhia não celebrou contratos de derivativos para cobrir este risco, mas vem monitorando continuamente as taxas de juros e indexadores de mercado, a fim de observar eventual necessidade de contratação.

#### **Análise de sensibilidade do risco de taxa de juros e variações monetárias**

A Companhia desenvolveu análise de sensibilidade com objetivo de mensurar o impacto de taxas de juros pós-fixadas e de variações monetárias sobre seus ativos e passivos financeiros expostos a tais riscos.

A avaliação dos instrumentos financeiros considera os possíveis efeitos no resultado e patrimônio líquido frente aos riscos avaliados pela Administração da Companhia na data das demonstrações financeiras, conforme sugerido pelo CPC 40 (R1)/IFRS 7 - Instrumentos Financeiros: Evidenciação. Baseado na posição patrimonial e no valor nominal dos instrumentos financeiros em aberto na data destas demonstrações financeiras estima-se que esses efeitos seriam próximos aos valores mencionados na coluna de cenário projetado provável da tabela abaixo, uma vez que as premissas utilizadas pela Companhia são próximas às descritas anteriormente.

Para o cenário base foram considerados os saldos contábeis registrados na data destas demonstrações financeiras e para o cenário provável a Companhia considera os saldos atualizados com a variação dos indicadores (CDI/Selic - 12,50%, IPCA - 5,78%, IGP-M - 4,60% e TJLP - 7,05%) previstos na mediana das expectativas de mercado para 2023 do Relatório Focus do Bacen, exceto a TJLP que considera a projeção interna da Companhia. Adicionalmente, a Companhia mantém o acompanhamento dos cenários 1 e 2, que consideram deterioração de 25% e 50%, respectivamente, no fator de risco principal do instrumento financeiro em relação ao nível utilizado no cenário provável, em decorrência de eventos extraordinários que possam afetar o cenário econômico.

Controladora	Risco	Base	Cenários projetados		
		31.12.2022	Provável	Cenário 1	Cenário 2
<b>Risco de taxa de juros e variações monetárias</b>					
<b>Ativos financeiros</b>					
Títulos e valores mobiliários	Baixa CDI/Selic	123.022	15.378	11.539	7.689
Contas a receber vinculadas à concessão	Baixa IPCA	766.832	44.323	33.242	22.161
Contas a receber vinculadas à concessão de geração	Indefinido (a)	68.642	-	-	-
		<b>958.496</b>	<b>59.701</b>	<b>44.781</b>	<b>29.850</b>
<b>Passivos financeiros</b>					
Empréstimos e financiamentos					
BNDES	Alta TJLP	(913.016)	(64.380)	(80.476)	(96.571)
BNDES	Alta IPCA	(389.801)	(22.530)	(28.163)	(33.796)
Banco do Brasil - Repasse de recursos do BNDES	Alta TJLP	(60.720)	(4.282)	(5.352)	(6.422)
Banco Itaú	Alta CDI	(1.037.946)	(129.743)	(162.179)	(194.615)
Debêntures	Alta CDI/Selic	(2.377.371)	(297.171)	(371.464)	(445.757)
Debêntures	Alta IPCA	(874.831)	(50.565)	(63.207)	(75.848)
Contas a pagar vinculadas à concessão	Alta IPCA	(63.355)	(3.662)	(4.577)	(5.493)
		<b>(5.717.040)</b>	<b>(572.333)</b>	<b>(715.418)</b>	<b>(858.502)</b>

Consolidado Risco de taxa de juros e variações monetárias	Risco	Base	Cenários projetados		
		31.12.2022	Provável	Cenário 1	Cenário 2
<b>Ativos financeiros</b>					
Títulos e valores mobiliários	Baixa CDI/Selic	428.369	53.547	40.181	26.773
Contas a receber vinculadas à concessão	Baixa IPCA	766.832	44.323	33.242	22.161
Contas a receber vinculadas à concessão de geração	Indefinido (a)	68.642	-	-	-
		<b>1.263.843</b>	<b>97.870</b>	<b>73.423</b>	<b>48.934</b>
<b>Passivos financeiros</b>					
Empréstimos e financiamentos					
BNDDES	Alta TJLP	(1.712.943)	(120.787)	(150.983)	(181.180)
BNDDES	Alta IPCA	(389.801)	(22.530)	(28.163)	(33.796)
Banco do Nordeste	Alta IPCA	(718.835)	(41.549)	(51.936)	(62.323)
Banco do Brasil - Repasse de recursos do BNDDES	Alta TJLP	(60.720)	(4.282)	(5.352)	(6.422)
Banco Itaú	Alta CDI	(1.037.946)	(129.743)	(162.179)	(194.615)
Outros	Sem Risco	(3.618)	-	-	-
Debêntures	Alta CDI/Selic	(2.377.371)	(297.171)	(371.464)	(445.757)
Debêntures	Alta IPCA	(1.361.792)	(78.712)	(98.389)	(118.067)
Debêntures	Alta TJLP	(91.468)	(6.450)	(8.062)	(9.675)
Mútuo	Alta CDI	(47.404)	(5.925)	(7.407)	(8.888)
Contas a pagar vinculadas à concessão	Alta IPCA	(63.355)	(3.662)	(4.577)	(5.493)
		<b>(7.865.253)</b>	<b>(710.811)</b>	<b>(888.512)</b>	<b>(1.066.216)</b>

(a) Avaliação do risco ainda carece de regulamentação por parte do Poder Concedente.

#### 33.2.4 Risco quanto à escassez de energia

A maior parte da capacidade instalada no país atualmente é proveniente de geração hidrelétrica, o que torna o Brasil e a região geográfica em que a Companhia opera sujeitos a condições hidrológicas que são imprevisíveis, devido a desvios não cíclicos da precipitação média. Condições hidrológicas extremamente desfavoráveis podem acarretar, entre outras coisas, a implementação de programas abrangentes de economia de eletricidade, tais como racionalização ou até redução obrigatória de consumo, como racionamentos.

Entre setembro de 2020 e agosto de 2021, o Sistema Interligado Nacional apresentou o pior histórico de Energias Naturais Afluentes ao agregado de seus aproveitamentos. O Ministério de Minas e Energia e demais órgãos do setor trabalharam para maximizar o despacho termoeletrico fora da ordem de mérito de custo, bem como a flexibilização de restrições à operação hidrelétrica do sistema. Adicionalmente, considerando a forte geração eólica no Nordeste, a geração de biomassa no Sudeste e o período chuvoso com energias naturais afluentes que elevaram os reservatórios para valores confortáveis, estima-se que o risco de falta energia em 2023 e 2024 estejam minimizados.

Os critérios de garantia de suprimento de energia estão atualmente estabelecidos pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE através da Resolução 29/2019. Com fundamento, os órgãos responsáveis mantêm os indicadores de risco de déficit de energia dentro da margem de segurança em todos os subsistemas.

### 33.2.5 Risco quanto aos impactos do GSF (*Generation Scaling Factor*)

O Mecanismo de Realocação de Energia - MRE é um sistema de redistribuição de energia gerada, característico do setor elétrico brasileiro, que deve sua existência ao entendimento, à época, de haver necessidade de operação centralizada associada a preço ótimo calculado centralmente, conhecido como PLD. Como os geradores não possuem controle sobre sua produção, cada usina recebe determinada quantidade virtual de energia a qual pode ser comprometida por meio de contratos. Esse valor, que possibilita registros de contratos, é conhecido como Garantia Física - GF e também é calculado centralmente. Diferentemente do PLD, que é calculado semanalmente, a GF é recalculada, por lei, a cada cinco anos, com limite de aumento ou redução, restringido a 5% por revisão ou a 10% no período da concessão.

Os contratos necessitam ter lastro. Isto é realizado, sobretudo, por meio de alocação de energia gerada, recebimento do MRE ou compra. O GSF é a relação entre toda a geração hidrelétrica dos participantes do MRE e o somatório da GF de todas as usinas do MRE. Basicamente, o GSF é utilizado para calcular quanto cada usina receberá de geração para lastrear sua GF. Assim, conhecendo o GSF de um dado mês, a Companhia poderá saber se necessitará lastrear seus contratos com compras.

Sempre que o resultado da multiplicação do GSF pela GF for menor que o somatório dos contratos, será necessário efetuar compra no curto prazo. No entanto, para a situação em que o resultado da multiplicação do GSF pela GF for maior que o total dos contratos, será recebida a diferença valorada ao PLD.

As baixas aflúncias registradas desde 2014, bem como problemas com atrasos na expansão do sistema de transmissão tiveram como consequência baixos valores de GSF, resultando em fortes perdas para as empresas detentoras de empreendimentos hidroelétricos participantes do MRE.

Para as usinas com contratos no Ambiente de Contratação Livre - ACL, a principal forma de gerenciar o risco de GSF baixo é não comprometer toda a GF com contratos bem como a recompra oportuna de energia intra-anual, abordagens atualmente adotadas pela Companhia.

Para os contratos no ACR, a Lei nº 13.203/2015 permitiu aos geradores contratarem seguro da carga, mediante pagamento de um prêmio de risco. A Copel adotou esta abordagem para proteção dos contratos vinculados a energia produzida pelas UHEs Mauá, Baixo Iguaçu, Colíder e PCH Cavernoso II.

Ressalta-se que, ao menos conjuntamente, os riscos com o GSF estão bastante reduzidos devido à melhora do cenário hidrológico em 2022 concomitante com o baixo crescimento da carga.

### 33.2.6 Risco de não prorrogação das concessões de geração e transmissão

A prorrogação das concessões de geração e transmissão de energia, alcançadas pela Lei nº 9.074/1995, é disciplinada pela Lei nº 12.783/2013, a qual foi alterada pela Lei nº 14.052/2020 no que diz respeito ao prazo para solicitação de prorrogação de concessões.

De acordo com a referida lei, a concessionária deve solicitar a prorrogação da concessão com antecedência mínima de 36 meses da data final do contrato ou ato de outorga para usinas de geração de energia hidrelétrica e empreendimentos de transmissão de energia elétrica, e de 24 meses, para as usinas de geração termelétrica. O Poder Concedente poderá antecipar os efeitos da prorrogação em até 60 meses do advento do termo contratual ou do ato de outorga, inclusive, definindo a tarifa ou as receitas iniciais para os empreendimentos de geração (RAG – Receita Anual de Geração) e transmissão (RAP – Receita Anual Permitida).

As concessões de geração de energia hidrelétrica e de transmissão de energia elétrica poderão ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até 30 anos. As concessões de geração de energia termelétrica têm o prazo de prorrogação limitado a 20 anos.

Em 2018 foi publicado o Decreto nº 9.271/2018, alterado pelos Decretos nº 10.135/2019, nº 10.893/2021 e nº 11.307/2022, que regulamentou a outorga dos contratos de concessão no setor elétrico associada à privatização por meio de alienação do controle de titular de concessão de serviço público de geração de energia elétrica, tendo como um dos condicionantes a alteração do regime de exploração para Produtor Independente de Energia - PIE. De acordo com o Decreto, a manifestação de alienação da concessão deverá ocorrer em até 42 meses do advento do termo contratual e a eventual alienação em até 12 meses do final da concessão. Se não ocorrer a alienação do controle do empreendimento dentro do prazo determinado, a usina deverá ser licitada pelo poder concedente podendo a mesma concessionária participar do leilão, caso reúna as condições de habilitação.

Alguns empreendimentos de geração da Copel tiveram seu período de concessão estendido devido aos efeitos do GSF (*Generation Scaling Factor*), pois estabeleceu-se a compensação por meio de extensão do prazo de outorga das usinas contempladas pela Lei nº 13.203/2015, culminando na homologação do prazo de extensão da outorga destas usinas por meio das Resoluções Homologatórias nº 2.919/2021 e nº 2.932/2021.

Para a Usina Hidrelétrica Governador Bento Munhoz da Rocha Netto - UHE GBM (1.676 MW), que terá sua concessão vencida em 2024, a Companhia não manifestou interesse pela prorrogação da concessão tendo em vista que estudos internos demonstraram que a prorrogação mediante alteração do regime de exploração antecipado seria desvantajosa econômica e financeiramente em relação a exploração da usina no atual regime, até o seu vencimento. Em 03.03.2020, a Copel GeT transferiu a concessão da UHE GBM para a subsidiária F.D.A. Geração de Energia Elétrica S.A. com o objetivo de alienar o controle desta concessionária e, desta forma, possibilitar uma nova outorga pelo prazo de 30 anos, conforme prevê o Decreto nº 9.271/2018. Está em andamento o processo de transformação da Copel em “Corporação”, conforme descrito na NE nº 1, o que possibilitará a manutenção de 100% de participação da Companhia na usina.

Com relação à UHE São Jorge, cuja concessão vence em 2026, a Copel não manifestou interesse na renovação e pretende, ao final da concessão, solicitar à Aneel a conversão da outorga em registro.

Em relação a concessão da UTE Figueira, vencida em março de 2019, a Companhia aguarda a conclusão do processo, que se encontra em trâmite na Aneel e no MME. A usina passou por processo de modernização, tendo como benefícios diretos a melhora na eficiência energética e a redução das emissões de poluentes na atmosfera, em comparação a antiga planta. A usina foi liberada para operação comercial em 07.12.2022 por meio do Despacho nº 3.502/2022.

Conforme a Lei nº 14.052/2020, a Companhia poderá se manifestar sobre a intenção em prorrogar a concessão da UHE Apucarantina até janeiro de 2024 e das UHEs Guaricana e Chaminé até julho e agosto de 2025, respectivamente. Caso a Companhia não manifeste interesse pela prorrogação no atual regime, as concessões, ao seu termo, deverão ser devolvidas ao Poder Concedente.

Em relação ao segmento de transmissão, a única concessão da Copel GeT a vencer nos próximos dez anos, é do Contrato de Concessão nº 75/2001, referente à LT Bateias-Jaguariaíva 230 kV, que vencerá em 17.08.2031.

Adicionalmente, quanto à prorrogação dos contratos de concessão de transmissão, em 29.12.2022 foi publicado o Decreto nº 11.314 que determina que a prorrogação das concessões de transmissão poderá ser realizada somente quando a licitação for inviável ou resultar em prejuízo ao interesse público e será realizada sem a indenização antecipada dos bens vinculados à prestação do serviço, condicionada à aceitação por parte da concessionária em relação à receita e demais condições do termo aditivo a ser elaborado pela Aneel

### 33.2.7 Risco quanto à escassez de gás

O mercado de gás natural no Paraná, composto pelos consumidores da Compagas (mercado não termelétrico), controlada da Copel, e pela Usina Termelétrica de Araucária (UEG Araucária), é suprido por contratos com a Petrobras que utiliza a infraestrutura de transporte do gasoduto Brasil-Bolívia (Gasbol). A UEG Araucária negocia e celebra contratos de gás natural de curta duração em função do seu regime de operação *merchant*.

Na atual conjuntura do setor de gás natural no Brasil, o programa Novo Mercado de Gás, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia, tem a finalidade de abertura do mercado de gás natural de forma a torná-lo dinâmico, competitivo, integrado com o setor elétrico e industrial. A oferta de gás natural é crescente e proveniente de fontes diversificadas e o grande desafio do setor ainda se concentra na viabilização do acesso de novos produtores e comercializadores à infraestrutura e ao mercado consumidor, atualmente atendido majoritariamente pela Petrobras. Por fim, a nova lei do gás, lei nº 14.134/2021, representa mais um passo importante na abertura do mercado de gás brasileiro, de forma a torná-lo mais competitivo e com maior potencial de expansão.

Uma eventual escassez no fornecimento de gás poderia implicar em prejuízos à Copel tendo em vista que, neste cenário, a UEG Araucária provavelmente seria mantida fora de operação. No entanto, a Companhia considera baixo este risco tendo em vista a conjuntura do Novo Mercado de Gás e a promulgação da Lei nº 14.134/2021.

### 33.2.8 Risco de não performance dos empreendimentos eólicos

Os contratos de compra e venda de energia por fonte eólica estão sujeitos às cláusulas de performance, as quais preveem uma geração mínima anual e quadrienal da garantia física comprometida no leilão. Os empreendimentos estão sujeitos a fatores climáticos associados às incertezas da velocidade de vento. O não atendimento do que está disposto no contrato pode comprometer receitas futuras da Companhia. O saldo registrado no passivo referente a não performance está demonstrado na NE nº 26.

### 33.3 Gerenciamento de capital

A Companhia busca conservar base sólida de capital para manter a confiança do investidor, credor e mercado e garantir o desenvolvimento futuro dos negócios. Procura manter também equilíbrio entre os mais altos retornos possíveis com níveis adequados de empréstimos e as vantagens e a segurança proporcionadas por uma posição de capital saudável. Assim, maximiza o retorno para todas as partes interessadas em suas operações, otimizando o saldo de dívidas e patrimônio.

#### 33.3.1 Endividamento em relação ao patrimônio líquido:

Endividamento	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Empréstimos e financiamentos	2.401.483	1.433.138	3.923.863	2.917.315
Debêntures	3.252.202	3.900.443	3.830.631	4.503.216
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(380.955)	(1.122.475)	(1.580.000)	(1.929.858)
(-) Títulos e valores mobiliários	(123.022)	(95.528)	(428.369)	(350.354)
<b>Dívida líquida</b>	<b>5.149.708</b>	<b>4.115.578</b>	<b>5.746.125</b>	<b>5.140.319</b>
Patrimônio líquido	12.790.067	12.662.223	12.896.797	12.873.586
<b>Endividamento em relação ao patrimônio líquido</b>	<b>0,40</b>	<b>0,33</b>	<b>0,45</b>	<b>0,40</b>

## 34 Transações com Partes Relacionadas

### 34.1 Saldos com partes relacionadas

O quadro a seguir apresenta os saldos de Partes Relacionadas destacados em linhas específicas do balanço patrimonial:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
<b>Ativo circulante</b>				
<b>Controlador (34.1.1)</b>				
Companhia Paranaense de Energia - Copel	815	1.987	815	1.987
<b>Controladas (34.1.1)</b>				
Costa Oeste Transmissora de Energia S.A.	58	49	-	-
Marumbi Transmissora de Energia S.A.	79	77	-	-
Uirapuru	80	51	-	-
FDA Energia	691	1.297	-	-
Bela Vista	180	86	-	-
Eólicas	3.379	2.791	-	-
<b>Entidade sob controle em comum (34.1.1)</b>				
Copel Distribuição S.A.	8.962	8.441	8.962	8.439
Copel Serviços S.A.	-	10	-	10
Copel Comercialização S.A.	141	94	141	94
<b>Empreendimentos controlados em conjunto (34.1.1)</b>				
Mata de Santa Genebra Transmissora	777	-	777	-
	<b>15.162</b>	<b>14.883</b>	<b>10.695</b>	<b>10.530</b>
<b>Ativo não circulante</b>				
<b>Controlador (34.1.1)</b>				
Companhia Paranaense de Energia - Copel	-	-	-	200
<b>Passivo circulante</b>				
<b>Controlador</b>				
Companhia Paranaense de Energia - Copel (34.1.1)	-	1.963	-	2.204
Companhia Paranaense de Energia - Copel - mútuo (34.1.4)	-	-	47.404	-
<b>Controladas</b>				
FDA - mútuo (34.1.2)	-	170.212	-	-
Eólicas - mútuo (34.1.3)	-	256.175	-	-
<b>Entidade sob controle em comum (34.1.1)</b>				
Copel Distribuição S.A.	5.897	4.017	7.154	5.267
	<b>5.897</b>	<b>432.367</b>	<b>54.558</b>	<b>7.471</b>

#### 34.1.1 Compartilhamento de estruturas

Saldos se referem, principalmente, aos contratos de compartilhamento de despesas de pessoal e administradores, celebrados entre a Copel e suas subsidiárias diretas e indiretas.

#### 34.1.2 Contrato de Mútuo – FDA

Em 19.04.2021, foi assinado contrato de mútuo entre a FDA e a Copel GeT, com aprovação de limites acrescidos de IOF e juros remuneratórios de 119% do CDI, a fim de proporcionar recursos para o financiamento das atividades. O contrato foi liquidado em 2022 e valor da despesa financeira neste exercício foi de R\$ 8.766 (R\$ 7.277 em 2021).

#### 34.1.3 Contrato de Mútuo - Complexos Eólicos Brisa e São Bento

Em 19.04.2021, foi assinado contrato de mútuo entre as empresas dos Complexos Eólicos Brisa e São Bento e a Copel GeT, com aprovação de limites acrescidos de IOF e juros remuneratórios de 100% do CDI acrescidos de 2% a.a, a fim de proporcionar recursos para o financiamento das atividades e negócios da empresa. O contrato foi liquidado em 2022 e o valor da despesa financeira nesse exercício foi de R\$ 33.557 (R\$ 8.938 em 2021).

#### 34.1.4 Contrato de Mútuo - Complexo Jandaíra

Em 17.05.2022, foi assinado contrato de mútuo entre as empresas do Complexo Eólico Jandaíra e a Companhia Paranaense de Energia - Copel, com aprovação de limites acrescidos de IOF e juros remuneratórios de CDI + 1,38% ao ano, a fim de proporcionar recursos para o financiamento das atividades e negócios da empresa. Os contratos têm vigência até 17.05.2024. Do valor global aprovado, de R\$ 49.400, foram transferidos R\$ 24.400, e a receita financeira para o período findo em 31.12.2022 foi de R\$ 1.313.

### **34.2 Outras transações com partes relacionadas**

O quadro a seguir apresenta os saldos decorrentes das demais transações com partes relacionadas efetuadas pela Companhia:

Consolidado Parte Relacionada / Natureza da operação	Ativo		Passivo		Receita		Custo/Despesa	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
<b>Controladores</b>								
Estado do Paraná - Empregados cedidos (a)	-	1	-	-	-	-	-	-
<b>Companhia Paranaense de Energia</b>								
Dividendos e Juros sobre capital próprio	-	-	372.899	638.378	-	-	-	-
<b>Entidades com influência significativa (b)</b>								
<b>BNDES e BNDESPAR - Financiamentos (NE nº 19)</b>								
BNDES e BNDESPAR - Financiamentos (NE nº 19)	-	-	2.085.849	2.196.921	-	-	(189.968)	(172.748)
Debêntures (NE nº 20)	-	-	216.811	231.071	-	-	(28.085)	(32.249)
<b>Entidades sob controle comum</b>								
<b>Copel Distribuição S.A.</b>								
Suprimento de energia elétrica	5.303	4.755	-	-	47.828	43.425	-	-
Rede básica e de conexão	29.691	28.445	-	-	348.443	345.154	-	-
Sistema de distribuição	-	-	1.672	1.198	-	-	(6.578)	(6.377)
Consumo de energia	-	-	146	506	-	-	(3.887)	(5.255)
<b>Copel Comercialização S.A.</b>								
Suprimento de energia elétrica	230.762	192.175	-	-	2.673.996	2.302.928	-	-
Energia elétrica para revenda	-	-	30.404	139.788	-	-	(329.666)	(1.146.038)
<b>Elejor - Centrais Elétricas do Rio Jordão S.A. (c)</b>								
Elejor - Centrais Elétricas do Rio Jordão S.A. (c)	1.245	1.035	-	-	12.669	11.820	-	-
<b>Empreendimentos controlados em conjunto</b>								
<b>Caiuá Transmissora de Energia - Dividendos</b>								
Caiuá Transmissora de Energia - Dividendos	5.486	2.150	-	-	-	-	-	-
Serviços de operação e manutenção (d)	313	279	-	-	3.619	3.268	-	-
Encargos de uso do sistema de transmissão	-	-	12	11	-	-	(192)	(164)
<b>Integração Maranhense Transmissora - Dividendos</b>								
Integração Maranhense Transmissora - Dividendos	6.885	2.274	-	-	-	-	-	-
Encargos de uso do sistema de transmissão	-	-	25	47	-	-	(842)	(727)
<b>Matrinchã Transmissora de Energia - Dividendos</b>								
Matrinchã Transmissora de Energia - Dividendos	41.577	10.091	-	-	-	-	-	-
Encargos de uso do sistema de transmissão	-	-	294	280	-	-	(4.912)	(4.261)
<b>Guaraciaba Transmissora de Energia - Dividendos</b>								
Guaraciaba Transmissora de Energia - Dividendos	50.137	27.198	-	-	-	-	-	-
Encargos de uso do sistema de transmissão	-	-	142	126	-	-	(2.231)	(1.958)
<b>Paranaíba Transmissora de Energia - Dividendos</b>								
Paranaíba Transmissora de Energia - Dividendos	5.400	4.973	-	-	-	-	-	-
Encargos de uso do sistema de transmissão	-	-	184	187	-	-	(3.226)	(2.905)
<b>Cantareira Transmissora de Energia - Dividendos</b>								
Cantareira Transmissora de Energia - Dividendos	9.254	6.718	-	-	-	-	-	-
Encargos de uso do sistema de transmissão	-	-	140	153	-	-	(2.530)	(2.190)
<b>Mata de Santa Genebra Transmissora - Dividendos</b>								
Mata de Santa Genebra Transmissora - Dividendos	13.333	13.614	-	-	-	-	-	-
Prestação de serviços e compartilhamento de estruturas(e)	3.236	1.473	-	-	19.318	18.795	-	-
Encargos de uso do sistema de transmissão	-	-	276	233	-	-	(5.098)	(4.058)
<b>Voltaia São Miguel do Gostoso (f)</b>								
Voltaia São Miguel do Gostoso (f)	-	-	-	-	112	102	-	-
<b>Coligadas</b>								
<b>Dona Francisca Energética S.A. (g)</b>								
Dona Francisca Energética S.A. (g)	15	15	1.356	2.745	174	164	(16.089)	(16.239)
<b>Foz do Chopim Energética Ltda. (h)</b>								
Foz do Chopim Energética Ltda. (h)	302	518	-	-	3.493	3.010	-	-
<b>Pessoal chave da administração</b>								
Honorários e encargos sociais (NE nº 30.2)	-	-	-	-	-	-	(5.138)	(6.377)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 21.3)	-	-	-	-	-	-	(208)	(407)
<b>Outras partes relacionadas</b>								
<b>Fundação Copel</b>								
Aluguel de imóveis administrativos	-	-	43.853	35.593	-	-	(5.229)	(3.040)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 21.3)	-	-	320.675	385.896	-	-	-	-
<b>Lactec (i)</b>								
Lactec (i)	-	-	753	1.373	-	-	(4.484)	(3.567)
<b>Companhia de Saneamento do Paraná (j)</b>								
Companhia de Saneamento do Paraná (j)	-	-	444	436	-	-	(5.990)	(6.804)
Utilização de água retirada de reservatórios de usinas	-	-	-	-	485	477	-	-
<b>Simepar (k)</b>								
Simepar (k)	-	-	68	547	-	-	(4.766)	(8.361)
<b>Celepar (l)</b>								
Celepar (l)	-	-	-	-	-	-	(11)	(8)

- a) Ressarcimento do valor correspondente a remuneração e encargos sociais de empregados cedidos ao Estado do Paraná. Os saldos apresentados são líquidos de Perdas de crédito esperadas.
- b) O BNDES é controlador da BNDES Participações S.A. - BNDESPAR, que possui ações da Copel. O BNDES e a BNDESPAR adquiriram o total das debêntures emitidas pelas controladas Nova Asa Branca I, Nova Asa Branca II, Nova Asa Branca III, Nova Eurus IV e Ventos de Santo Uriel (NE nº 20).

- c) Contratos firmados entre a Copel GeT e a Elejor: operação e manutenção do CEFSC - Complexo Energético Fundação Santa Clara, com encerramento em 25.03.2023, e serviços de planejamento energético, com vencimento em 1º.10.2026.
- d) Contrato firmado entre a Copel GeT e a Caiuá Transmissora de Energia, com vencimento em 10.05.2026.
- e) Contratos firmados pela Copel GeT: operação e manutenção, com vencimento em 1º.02.2028, e compartilhamento de instalações, com vencimento em 1º.01.2043.
- f) Contratos de conexão ao sistema de transmissão firmados pela Copel GeT, Costa Oeste, Marumbi e Uirapuru com as subsidiárias da Voltália São Miguel do Gostoso I Participações S.A. (controlada em conjunto da Copel), com vencimentos entre os anos de 2031 e 2048.
- g) Contratos de conexão ao sistema de transmissão firmados pela Copel GeT e suas subsidiárias, com vencimentos entre os anos de 2031 e 2048, e contrato de compra e venda de energia realizado pela Copel GeT, com vencimento em 31.03.2025, firmados com a Dona Francisca Energética S.A., coligada da Copel.
- h) Contratos firmados pela Copel GeT: operação e manutenção, com vencimento em 1º.02.2028, e conexão ao sistema de transmissão, com vencimento em 1º.01.2043.
- i) O Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento - Lactec é uma Organização da Sociedade Civil de Interesse Público - Oscip, na qual a Copel é uma associada. O Lactec mantém contratos de prestação de serviços e de pesquisa e desenvolvimento com a Copel GeT, FDA e UEG Araucária, submetidos a controle prévio ou a posteriori, com anuência da Aneel.
- j) Entidade de economia mista controlada pelo Estado do Paraná.
- k) O Sistema Meteorológico do Paraná - Simepar é uma unidade complementar do Serviço Social Autônomo Paraná Tecnologia, vinculado à Secretaria de Estado da Ciência, Tecnologia e Ensino Superior. O Simepar mantém contratos com a Companhia de prestação de serviços de previsão do tempo, laudos meteorológicos, análise de ampacidade, mapeamento e análise de ventos e descargas atmosféricas.
- l) Contratos de prestação de serviços firmados com a Companhia de Tecnologia da Informação do Paraná - Celepar (sociedade de economia mista, integrante da administração indireta do Governo do Estado)

As transações relevantes com partes relacionadas estão demonstradas acima. As transações decorrentes das operações em ambiente regulado são faturadas de acordo com os critérios e definições estabelecidos pelos agentes reguladores e as demais transações são registradas de acordo com os preços de mercado praticados pela Companhia.

A Copel GeT tem contratos de compra e venda de energia de curto e longo prazo firmado com partes

relacionadas, realizados de acordo com os critérios e definições do ambiente regulado. Nas operações entre a Copel GeT e suas subsidiárias, tanto os saldos das transações existentes em 31.12.2022 quanto os saldos dos compromissos são eliminados entre si quando da elaboração das demonstrações financeiras consolidadas da Companhia. Adicionalmente, a Copel GeT e suas controladas possuem contratos com a Copel Comercialização e com a Dona Francisca que totalizam R\$ 124.756 em compromissos de compra (R\$ 357.178 em 31.12.2021) e R\$ 6.719.397 (R\$ 6.459.048 em 31.12.2021) em compromissos de venda de energia.

No que diz respeito à remuneração do pessoal chave da administração, a Companhia não possui obrigações adicionais além dos benefícios de curto prazo divulgados no quadro acima e nas notas explicativas referenciadas.

### 34.3 Avais e garantias concedidos às partes relacionadas

Os avais e garantias concedidos pela Copel GeT e sua Controladora, Copel, na emissão de financiamentos e debêntures de suas controladas são informados nas NEs nºs 19 e 20 e nas operações efetuadas pelos empreendimentos controlados em conjunto são informados a seguir:

Empresa	Operação	Vencimento final	Valor aprovado	Saldo (a)	% participação	Valor da fiança
(1) Caiuá Transmissora	Financiamento BNDES	15.02.2029	84.600	27.025	49,0	(b)
(2) Cantareira Transmissora	Debêntures	15.08.2032	100.000	90.896	49,0	(b)
(3)	Financiamento	15.09.2032	426.834	369.048		(b)
(4) Guaraciaba Transmissora	Financiamento BNDES	15.01.2031	440.000	291.436	49,0	(b)
(5)	Debêntures	15.12.2030	118.000	127.116		(b)
(6)	Financiamento BNDES	15.06.2029	691.440	314.749		(b)
(7) Matrinchá Transmissora	Debêntures (2ª)	15.06.2029	180.000	205.146	49,0	(b)
(8)	Debêntures (3ª)	15.12.2038	135.000	150.774		(c)
(9) IMTE Transmissora	Financiamento	12.02.2029	142.150	48.562	49,0	(b)
(10) Mata de Santa Genebra	Debêntures (2ª)	15.11.2030	210.000	1.651.487	50,1	827.395
(11)	Debêntures (3ª)	15.11.2041	1.500.000			
(12) Paranaíba Transmissora	Financiamento	15.10.2030	606.241	410.534	24,5	(b)
(13)	Debêntures	15.03.2028	120.000	91.172		(b)
						<b>827.395</b>

(a) Saldo da dívida bruta, descontado do caixa restrito que já está garantido pelas próprias empresas.

(b) Para estes contratos a fiança corporativa e/ou a carta fiança foram exoneradas permanecendo somente a garantia de penhor de ações da Copel GeT.

(c) As garantias a serem prestadas na 3ª emissão só serão apresentadas depois do vencimento das Debêntures da 2ª emissão e do Financiamento com o BNDES.

**Fiança corporativa prestado pela Copel:** (10) (11)

**Garantias da operação:** penhor das ações de propriedade da Copel GeT em todos os empreendimentos.

### 35 Compromissos

Os principais compromissos relacionados a contratos de longo prazo ainda não incorridos, portanto não reconhecidos nestas demonstrações financeiras, estão demonstrados a seguir:

<b>Consolidado</b>	<b>31.12.2022</b>	<b>31.12.2021</b>
Contratos de compra e transporte de energia	8.818.720	8.800.986
Aquisição de ativo imobilizado		
Construção das usinas do empreendimento eólico Jandaíra	-	147.682

### 36 Seguros

A especificação por modalidade de risco e data de vigência dos principais seguros está demonstrada a seguir:

<b>Consolidado</b>	<b>Término</b>	<b>Importância</b>
<b>Apólice</b>	<b>da vigência</b>	<b>segurada</b>
Riscos Operacionais - Cutia e Bento Miguel (a)	29.03.2023	2.196.012
Riscos Operacionais - UHE Baixo Iguaçu	31.05.2023	2.042.375
Riscos Operacionais - UHE Colíder	01.12.2023	1.892.320
Riscos Operacionais - UHE Governador Jayme Canet Junior	21.01.2024	1.594.472
Riscos Nomeados	24.08.2023	1.125.062
Riscos Operacionais - Ventos de Serra do Mel II e IV	28.11.2023	1.075.284
Riscos Operacionais - Brisa Potiguar	27.06.2023	766.454
Riscos Operacionais - UEG Araucária (b)	31.05.2024	764.335
Riscos Operacionais - Jandaíra	01.08.2023	526.321
Riscos Operacionais - São Bento	27.06.2023	512.885

(a) Renovação do seguro em fase final de assinatura dos contratos.

(b) O valor da importância segurada de Riscos Operacionais - UEG Araucária foi convertido de dólar para real com a taxa do dia 31.12.2022, de R\$ 5,2177.

Além dos seguros relacionados, a Companhia e suas controladas contratam outras apólices de seguros com menores valores, tais como: seguro D&O, seguro de responsabilidade civil geral, garantia judicial e de pagamento, aeronáutico e riscos diversos. Adicionalmente, a Companhia possui contrato de indenidade, em complemento ao seguro D&O. Os seguros de garantia contratados pelas controladas, pelos empreendimentos controlados em conjunto e pelas coligadas possuem como avalista a Copel e/ou a Copel GeT, no limite de sua participação em cada empreendimento.

### 37 Informações complementares à Demonstração dos Fluxos de Caixa

#### 37.1 Transações que não envolvem caixa

Do total de aquisições de imobilizado (demonstrado na NE nº 15.2), R\$ 2.095 (R\$ 10.403 em 31.12.2021) na Controladora e R\$ 8.055 (R\$ 17.047 em 31.12.2021) no Consolidado correspondem ao montante de compras efetuadas a prazo e ainda não quitadas até o final do exercício.

Conforme a NE nº 25.1, as adições e ajustes por remuneração ocorridas no direito de uso de ativos totalizaram R\$ 19.854 na Controladora e R\$ 20.297 no Consolidado (R\$ 39.811 na Controladora e R\$ 39.873 no Consolidado em 31.12.2021), sendo que tais reconhecimentos tiveram como contrapartida a rubrica de passivo de arrendamentos.

Conforme apresentado na Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido e na NE nº 28.1, o aumento de capital de R\$ 470.000 foi registrado mediante integralização de Adiantamento para futuro aumento de capital.

As citadas transações não envolveram caixa, motivo pelo qual não estão mencionadas na demonstração dos fluxos de caixa.

## 38 Eventos subsequentes

### 38.1 Aquisição dos Complexos Eólicos Aventura e Santa Rosa & Mundo Novo

Em 30.01.2023, a Copel GeT concluiu a aquisição de 100 % das ações das empresas pertencentes aos Complexos Eólicos Aventura e Santa Rosa & Mundo Novo apresentadas no quadro abaixo, com o pagamento de R\$ 1.005.173 para a vendedora, EDP Renováveis Brasil S.A. Nesta data de fechamento da operação ocorreu a transferência das ações para a Copel GeT bem como a aprovação das indicações e posse dos novos administradores das Companhias.

<b>Complexo Eólico Santa Rosa &amp; Mundo Novo</b>	<b>Complexo Eólico Aventura</b>
SRMN Holding S.A.	Aventura Holding S.A.
Central Eólica SRMN I S.A.	Central Eólica Aventura II S.A.
Central Eólica SRMN II S.A.	Central Eólica Aventura III S.A.
Central Eólica SRMN III S.A.	Central Eólica Aventura IV S.A.
Central Eólica SRMN IV S.A.	Central Eólica Aventura V S.A.
Central Eólica SRMN V S.A.	

A aquisição está alinhada com a estratégia de crescimento sustentável em energia renovável, ampliando a diversificação da matriz de geração alinhada ao Planejamento Estratégico e à Política de Investimentos da Companhia. A transação contempla o mecanismo de *Locked box* em que todo o caixa gerado entre 1º.01.2022 até a data fechamento permanecerá no caixa das Companhia adquiridas.

O fechamento da operação estava sujeito à satisfação de determinadas condições precedentes as quais foram cumpridas na sua integralidade até 30.01.2023, entre elas: obtenção de aprovação pelo CADE, declarações e garantia, cumprimento de avenças e obrigações, anuência de terceiros, ausência de efeito material adverso.

Ainda, ressalta-se a necessidade de anuência de contrapartes, incondicional e irrestrita, para a alteração do controle das Companhias adquiridas, inclusive com relação aos limites de crédito para manutenção dos contratos de financiamentos pelas Companhias, conforme Resolução CMN nº 4.995 de 24.03.2022, condição que só foi cumprida em janeiro de 2023.

Os complexos estão situados no Rio Grande do Norte, maior centro de energia eólica do país e possuem 260,4 MW de capacidade instalada com 157,8 MWm de garantia física. As companhias possuem financiamentos de longo prazo (vencimentos até 2043) contratados junto ao Banco do Nordeste - BNB, com taxas de IPCA + 2,19% a.a. (Complexo Aventura) e IPCA + 1,98% a.a. (Complexo Santa Rosa & Mundo Novo).

A vendedora está desenvolvendo projetos nas proximidades dos parques eólicos do Complexo Aventura que, durante a construção e/ou operação, podem, no futuro, potencialmente afetar o volume de eletricidade gerada pelos parques eólicos (efeito esteira). A vendedora estima que a operação comercial destes empreendimentos poderá ocorrer a partir de janeiro de 2027. Caso o efeito esteira se concretize de modo que os parques eólicos adquiridos gerem energia abaixo do que foi acordado entre as partes, a vendedora terá a obrigação de indenizar a Copel. Caso contrário, se a geração de energia for superior, a Copel deverá indenizar a vendedora. O valor desta indenização está limitado a R\$ 4.167 para ambas as situações, corrigidos monetariamente.

As tabelas a seguir demonstram o valor contábil e o valor justo dos ativos líquidos adquiridos incluindo o efeito de tributos diferidos (ágio técnico). O valor justo foi apurado com base em laudo preliminar de alocação do preço de compra (*Purchase Price Allocation* - PPA) de modo que as informações estão sob revisão e podem sofrer alterações, contudo não são esperadas mudanças significativas.

<b>Complexo Eólico Aventura</b>	<b>Valor contábil</b>	<b>Ajuste ao valor justo</b>	<b>Valor justo na data da aquisição</b>
<b>Ativos identificados</b>	<b>518.158</b>	<b>255.675</b>	<b>773.833</b>
Caixa e equivalentes	51.789	-	51.789
Clientes	7.150	-	7.150
Tributos a recuperar	3.823	-	3.823
Outros créditos	2.917	-	2.917
Imobilizado	452.475	-	452.475
Intangível	4	255.675	255.679
<b>Passivos assumidos</b>	<b>330.102</b>	<b>93.002</b>	<b>423.104</b>
Fornecedores	6.950	-	6.950
Empréstimos e financiamentos	317.928	-	317.928
Obrigações fiscais	2.879	-	2.879
Outras contas a pagar	2.345	-	2.345
Passivos contingentes	-	9.891	9.891
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	83.111	83.111
<b>Ativos líquidos adquiridos</b>	<b>188.056</b>	<b>162.673</b>	<b>350.729</b>

<b>Complexo Eólico Santa Rosa &amp; Mundo Novo</b>			
	<b>Valor contábil</b>	<b>Ajuste ao valor justo</b>	<b>Valor justo na data da aquisição</b>
<b>Ativos identificados</b>	<b>840.938</b>	<b>366.360</b>	<b>1.207.298</b>
Caixa e equivalentes	67.440	-	67.440
Clientes	23.961	-	23.961
Tributos a recuperar	5.747	-	5.747
Outros créditos	9.157	-	9.157
Imobilizado	734.633	-	734.633
Intangível	-	366.360	366.360
<b>Passivos assumidos</b>	<b>625.811</b>	<b>131.100</b>	<b>756.911</b>
Fornecedores	56.611	-	56.611
Empréstimos e financiamentos	557.810	-	557.810
Obrigações fiscais	7.579	-	7.579
Outras contas a pagar	3.811	-	3.811
Passivos contingentes	-	10.155	10.155
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	120.945	120.945
<b>Ativos líquidos adquiridos</b>	<b>215.127</b>	<b>235.260</b>	<b>450.387</b>

Os passivos contingentes se referem principalmente a riscos tributários para os quais a Administração acredita ser impraticável fornecer informações a respeito do momento de eventuais saídas de caixa, tendo em vista a imprevisibilidade e a dinâmica dos sistemas judiciário, tributário e regulatório brasileiros, sendo que a resolução final depende das conclusões dos processos judiciais.

O quadro abaixo apresenta a contraprestação transferida pelos ativos adquiridos e o ágio técnico apurado em decorrência do reconhecimento do passivo fiscal diferido na combinação de negócios:

<b>Total de ativos líquidos adquiridos</b>	<b>403.183</b>	<b>397.933</b>	<b>801.116</b>
Ágio técnico			204.057
<b>Total da contraprestação</b>			<b>1.005.173</b>

### 38.2 Inspeção técnica na usina GBM

Em 25.03.2023 foi encerrada a parada programada para inspeção da unidade geradora 3 da UHE GBM, usina pertencente à FDA, subsidiária da Copel GET. Foi identificada uma avaria isolada no anel de desgaste superior do rotor da turbina de modo que essa unidade geradora permanecerá indisponível, visando a realização de diagnóstico sobre a causa do ocorrido e as respectivas ações para seu reparo, quando então será atualizada a previsão de retorno dessa unidade geradora. Eventuais impactos financeiros relacionados a não geração ou qualquer redução na garantia física da usina somente poderão ser estimados após a conclusão desse trabalho.

Curitiba, 28 de março de 2023

Moacir Carlos Bertol  
Diretor Geral

Adriano Fedalto  
Diretor Administrativo e de Participações

Adriano Rudek de Moura  
Diretor de Finanças e de  
Relações com Investidores

Marcio Raphael Ploszaj  
Diretor de Operação e Manutenção de  
Geração e Transmissão

Eduardo Vieira de Souza Barbosa  
Diretor Jurídico e de Relações Institucionais

Ronaldo Bosco Soares  
Contador - CRC PR-043819/O-0

## RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS

Aos Administradores e Acionistas da  
Copel Geração e Transmissão S.A.

### **Opinião**

Examinamos as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Copel Geração e Transmissão S.A. (“Companhia”), identificadas como controladora e consolidado, respectivamente, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2022 e as respectivas demonstrações de resultados, de resultados abrangentes, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo o resumo das principais políticas contábeis.

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras individuais e consolidadas acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira, individual e consolidada, da Copel Geração e Transmissão S.A. em 31 de dezembro de 2022, 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 (“International Financial Reporting Standards - 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 a 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 - CFC, 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.

## *Provisões para litígios e passivo contingente*

Conforme descrito nas notas explicativas nº 4.10 e nº 27 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a Companhia e suas controladas são parte em diversos processos judiciais e administrativos perante diferentes tribunais. Com base em avaliações feitas pelos seus assessores jurídicos, a Diretoria reconhece uma provisão para aqueles processos cujas perdas são consideradas prováveis. A Diretoria da Companhia entende que não é viável fornecer informações sobre o tempo esperado de eventuais saídas de caixa decorrentes desses processos judiciais em que a Companhia e suas controladas estejam envolvidas, devido ao ritmo lento e à imprevisibilidade dos sistemas jurídicos, fiscais e regulatórios brasileiros, considerando que a resolução final do processo para o qual foi reconhecida uma provisão depende da conclusão dos procedimentos dos tribunais jurídicos ou arbitrais.

Esse assunto foi considerado como um principal assunto de auditoria em virtude do julgamento necessário para determinar os prognósticos de perda, a subjetividade para mensurar a provisão para litígios e elaborar as divulgações necessárias para as demonstrações financeiras, sendo necessária a utilização de conhecimento técnico e histórico da Companhia e de suas controladas e a análise de jurisprudências aplicáveis e individualizadas dos processos pela Diretoria.

Para responder esse principal assunto de auditoria, nossos procedimentos incluíram, entre outros: (a) avaliação do desenho, da implementação e da efetividade dos controles internos relevantes sobre as provisões para litígios e avaliação de passivo contingente, incluindo aqueles sobre a integridade e a revisão de processos novos e em andamento, bem como controles sobre a mensuração de potenciais perdas; (b) testes, com o auxílio de nossos especialistas em tecnologia da informação, sobre os controles gerais de tecnologia da informação dos sistemas informatizados utilizados pela Diretoria para monitorar e avaliar os processos em andamento; (c) teste da integridade e exatidão da base de dados utilizada pela Diretoria para determinação dos prognósticos de perda e mensuração de potenciais perdas; (d) confirmação independente com os assessores jurídicos externos e internos dos processos quanto à classificação do prognóstico do risco de perda para a Companhia e suas controladas, incluindo o valor envolvido; (e) leitura das atas de reuniões do Conselho de Administração e da Diretoria para evidência de eventuais contingências não divulgadas ou provisões não reconhecidas; (f) avaliação das premissas e dos julgamentos utilizados pela Diretoria no desenvolvimento dessas estimativas, contando com o auxílio de nossos especialistas tributários e ambientais; e (g) avaliação das divulgações efetuadas pela Diretoria nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

Com base nos procedimentos de auditoria anteriormente descritos e nas evidências de auditoria obtidas, consideramos que as provisões para litígios estimadas pela Diretoria, assim como as respectivas divulgações das provisões e do passivo contingente, são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

## **Outros assuntos**

### *Demonstrações do valor adicionado*

As demonstrações individual e consolidada do valor adicionado (“DVA”) referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2022, 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 reconciliadas com as demonstrações financeiras e os registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e o seu conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no pronunciamento técnico CPC 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 esse respeito.

## **Responsabilidades da Diretoria e da governança pelas demonstrações financeiras individuais e consolidadas**

A Diretoria da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras individuais e consolidadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS), emitidas pelo 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 e 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 e suas controladas ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

Os responsáveis pela governança da Companhia e de 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 de uma 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 obtemos 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.

- Obtemos 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 de suas controladas.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela Diretoria.
- Concluimos 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 e de suas controladas. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar a 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, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia e suas controladas a não mais se manterem 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.
- Obtemos 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 consolidadas. Somos responsáveis pela direção, pela supervisão e pelo desempenho da auditoria do Grupo e, conseqüentemente, 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 conseqüências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

Curitiba, 28 de março de 2023

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU  
Auditores Independentes Ltda.  
CRC nº 2 SP 011609/O-8 “F” PR

Jonas Dal Ponte  
Contador  
CRC nº RS 058908/O-1

## RELATÓRIO ANUAL DO COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO

### 1. APRESENTAÇÃO E INFORMAÇÕES GERAIS

O Comitê de Auditoria Estatutário - CAE da Copel está previsto na Seção I do Capítulo V do Estatuto Social, sendo composto por 03 (três) a 05 (cinco) membros escolhidos pelo Conselho de Administração, eleitos e destituíveis por tal órgão, todos com prazo de mandato unificado de 02 (dois) anos, permitidas, no máximo, 03 (três) reconduções consecutivas. Na composição do CAE são observados os seguintes parâmetros:

- I. *ter a maioria de membros independentes nos termos da Lei Federal nº 13.303/2016;*
- II. *no mínimo, 01 (um) membro com experiência profissional reconhecida em assuntos de contabilidade societária, auditoria e finanças, que o caracterize como “especialista financeiro” nos termos da legislação vigente;*
- III. *no mínimo 01(um) dos membros do Comitê deverá ser integrante do Conselho de Administração;*
- IV. *no mínimo 01(um) dos membros do Comitê não será membro do Conselho de Administração e deverá ser escolhido dentre pessoas de mercado de notória experiência e capacidade técnica; e*
- V. *o Presidente do Comitê deverá ser membro do Conselho de Administração.*

As características, composição, funcionamento e competências do Colegiado são estabelecidas em Regimento Interno específico. Esse Comitê assessora e reporta-se ao Conselho de Administração - CAD, ao qual está diretamente vinculado.

Dentre as principais atribuições do Comitê de Auditoria Estatutário estão a de zelar pela qualidade e integridade das demonstrações contábeis e financeiras da Companhia; pelo cumprimento das exigências legais e regulamentares; pela atuação, independência e qualidade do trabalho da empresa de Auditoria Independente contratada para emitir parecer sobre as demonstrações contábeis e financeiras; pela atuação e qualidade do trabalho da Auditoria Interna e pela qualidade e eficiência dos sistemas de controles internos e de administração de riscos.

Desde 2019, o Comitê de Auditoria Estatutário conta com plano de trabalho para apoiar suas atividades. Inicialmente, o CAE desenvolveu seu plano de trabalho com o apoio da consultoria *PricewaterhouseCoopers* - PwC, em conjunto com a Auditoria Interna da Copel. No desenvolvimento do plano foram consideradas a legislação vigente, normativas internas e boas práticas de mercado. Naquele momento, para estudo e desenvolvimento desse plano, a PwC utilizou a seguinte metodologia de trabalho: mapeamento das responsabilidades do CAE; planejamento para o atendimento das responsabilidades; referências de mercado; consideração sobre os aspectos de treinamentos e discussões com o próprio Colegiado. Como resultado, a consultoria apresentou plano de trabalho listando as exigências e recomendações para atuação do CAE, bem como cronograma para execução dessas atividades ao longo de um ano. A estrutura do cronograma contempla os assuntos a serem tratados; a área interna responsável pelo apoio; a atividade a ser desenvolvida; as referências em relação à Lei Federal nº 13.313/2016, à Lei *Sarbanes-Oxley* - SOX 301/407, à Instrução CVM 509/2011, e a boas práticas de governança; a frequência de apresentação dos assuntos e a duração estimada para sua discussão e a distribuição desses temas ao longo do ano. Considerando atendidas as necessidades legais e regulamentares, o Comitê de Auditoria Estatutário aprovou seu plano de trabalho anual.

Em 2021, o CAE revisou seu plano de trabalho, com apoio da consultoria Ernst & Young – EY, em conjunto com a assessoria do colegiado, Auditoria Interna da Copel e Secretaria de Governança Societária. A revisão do plano considerou a legislação vigente, Estatuto Social, demais normativas internas e boas práticas de mercado. A metodologia de trabalho incluiu: revisão das responsabilidades do CAE; forma de atendimento das responsabilidades; referências de benchmarking; interações com Auditoria Interna da Copel e Secretaria de Governança Societária e discussões em reuniões do Colegiado. O Plano de Trabalho do CAE 2022 considerou o relatório apresentado pela consultoria como subsídio em sua elaboração, sendo que sua estrutura foi organizada em (i) Apresentação e Informações Gerais; (ii) Cronograma detalhado do CAE; e (iii) Anexos.

O Plano de Trabalho Anual do CAE 2022 traz 20 temas principais, distribuídos em 86 pautas fixas ao longo do ano, distribuídas em suas reuniões ordinárias mensais, além de reuniões extraordinárias. Em 2022, foram registradas 20 reuniões, das quais, 2 foram reuniões extraordinárias.

A auditoria independente, atualmente *Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes - Deloitte*, é responsável pelo planejamento e execução da auditoria das Demonstrações Contábeis da Copel Holding e consolidado das subsidiárias integrais (GeT, DIS, Mercado Livre, Serviços e Eólicas). Compete ao auditor independente, no contexto e escopo do seu trabalho, emitir opinião sobre as Demonstrações Financeiras e se refletem de forma adequada a posição patrimonial e financeira da Copel Holding e consolidado das subsidiárias integrais, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, a legislação societária brasileira, as normas da Comissão de Valores Mobiliários - CVM, já adequadas aos padrões internacionais de contabilidade, e as normas editadas pelas Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel. O ambiente de controles internos da Copel Holding e das subsidiárias integrais, também é avaliado pela Deloitte, uma vez que estão sujeitas à lei americana *Sarbanes-Oxley – SOx*.

Ainda no contexto de controles internos, a Diretoria de Governança, Risco e Compliance – DRC, em sua atuação como segunda linha de defesa, atua no desenho dos controles junto aos órgãos da administração, primeira linha de defesa. Posteriormente, cabe a DRC atuar no teste de desenho dos controles internos. Já a Auditoria Interna - AUD, como terceira linha de defesa, atua no teste de controles internos quanto à sua eficiência e eficácia.

O CAE elabora, anualmente, o Relatório do Comitê de Auditoria Estatutário, contendo as seguintes informações: (i) suas atividades, resultados, conclusões e recomendações no período, incluindo análise da eficácia de tais atividades; (ii) avaliação da efetividade dos sistemas de controles internos e gestão de riscos, registrando eventuais deficiências; (iii) descrição das recomendações apresentadas às diretorias, registrando aquelas não acatadas e justificativas para tanto; (iv) avaliação da efetividade do trabalho da empresa de auditoria independente e da Auditoria Interna, verificando, inclusive, o cumprimento da legislação, da regulamentação e das normas internas da Companhia, registrando eventuais deficiências; e (v) avaliação das demonstrações contábeis e financeiras, com ênfase na aplicação das práticas contábeis adotadas no Brasil e no exterior, além do cumprimento de normas editadas por agências reguladoras, registrando as divergências e eventuais deficiências.

## 2. HISTÓRICO DA COMPOSIÇÃO DO COMITÊ

Criado inicialmente para adequação da Companhia às exigências contidas na Lei *Sarbanes-Oxley – SOx*, que regulamenta a atuação das empresas abertas que possuem ações em negociação na bolsa de valores NYSE dos Estados Unidos, o Comitê de Auditoria, vinculado ao Conselho de Administração, atua desde maio/2005. Com a alteração do Estatuto Social da Companhia, aprovada na 195ª Assembleia Geral Extraordinária de Acionistas, de 07.06.2017, o Colegiado passou a se denominar Comitê de Auditoria Estatutário - CAE.

Em 11.03.2021, com a alteração do Estatuto Social da Companhia, aprovada pela 201ª Assembleia Geral Extraordinária de Acionistas, o Comitê de Auditoria Estatutário sofreu alteração, quando passou a ser permitida a composição entre 03 (três) a 05 (cinco) membros, desde que: (i) a maioria destes se enquadrasse nos critérios de independência nos termos da Lei Federal nº 13.303/2016; (ii) que no mínimo, 01 (um) membro apresentasse experiência profissional reconhecida em assuntos de contabilidade societária, auditoria e finanças, que o caracterize como “especialista financeiro” nos termos da legislação vigente; (iii) que no mínimo 01(um) dos membros fosse integrante do Conselho de Administração; (iv) no mínimo 01(um) do membro externo, escolhido dentre pessoas de mercado de notória experiência e capacidade técnica; e (v) que o Presidente do Comitê fosse membro do Conselho de Administração.

Em 2022, o Comitê teve a seguinte composição, eleita para o mandato 2021/2023: Marco Antônio Barbosa Cândido (como Presidente), Carlos Biedermann (como especialista financeiro) e Luiz Claudio Maia Vieira (profissional externo), todos membros independentes, em conformidade com a Lei Federal nº 13.303/2016, e que atendem aos requisitos de independência impostos pela *Securities and Exchange Commission - SEC* e pela *New York Stock Exchange - NYSE*.

Considerando a necessidade do Comitê de Auditoria Estatutário - CAE, para assessoria no desempenho de suas atribuições, um profissional da Companhia é designado como Assessor do CAE da Copel. Desde 06.11.2020, conforme deliberado na 226ª Reunião do Comitê de Auditoria Estatutário, o profissional Adilson Dvulathca (registro 49438), atua como Assessor do CAE da Copel (Circular-058/2020, de 10.11.2020).

## 3. RESUMO DAS ATIVIDADES EM 2022

### 3.1. REUNIÕES REALIZADAS E PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS

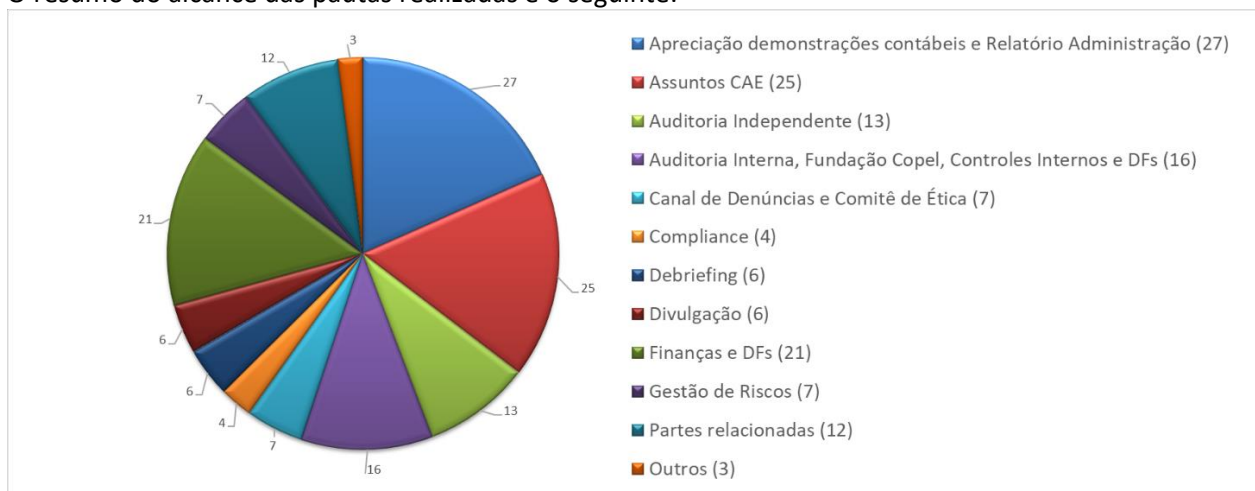
As pautas das reuniões realizadas em 2022 foram baseadas no plano de trabalho, elaborado pelo Comitê de Auditoria Estatutário, que indica os seguintes assuntos para discussão do Colegiado ao longo do ano, distribuídos em 20 reuniões, das quais, 2 reuniões foram extraordinárias: apreciação de informações contábeis; auditoria externa; canal de denúncias e Comitê de Ética; capacitação; compliance; contratações/consultorias; controles internos, auditoria interna e DFs; *debriefing*; divulgação; finanças e DFs; gestão de riscos; orçamento; outros assuntos extraordinários (Cibersegurança, calendário anual de reuniões, LGPD, Risco Hidrológico e melhoria contínua); partes relacionadas; regimento interno CAE e normativas internas da Copel relativas ao CAE.

No período de 1º de janeiro a 31 de dezembro de 2022, foram realizadas 20 reuniões do Comitê de Auditoria Estatutário da Copel, sendo 2 reuniões extraordinárias, as quais contemplaram 147 pautas, envolvendo os membros da Diretoria Executiva, Superintendentes, Auditores Internos e Auditores Independentes.

As deliberações tomadas e as recomendações formuladas pelo CAE foram devidamente formalizadas em atas. Foram relatados, mensalmente, nas reuniões ordinárias do Conselho de Administração - CAD, os principais temas tratados nas reuniões, detalhando as atividades e recomendações dirigidas para as diversas áreas da Companhia e suas subsidiárias, controladas e coligadas, os debates e os resultados dos monitoramentos das atividades dos Auditores Internos e dos Auditores Independentes. Esses relatos foram registrados de forma resumida nas atas do Conselho de Administração.

### PAUTAS POR TEMAS:

O resumo do alcance das pautas realizadas é o seguinte:



### 3.2. AUDITORIA INDEPENDENTE

No decorrer de 2022, foram contempladas, em reuniões do Comitê de Auditoria Estatutário, 13 pautas com participação da Auditoria Independente. Essas pautas abordaram o andamento dos trabalhos da Auditoria Independente Deloitte para o Formulário 20-F, de 2021; o planejamento dos trabalhos da Auditoria Independente para 2022; apresentação sobre os trabalhos relativos às Demonstrações Financeiras e de controles internos; a análise dos assuntos significativos endereçados pelo Auditor Independente; o monitoramento de *status* dos planos de ação e/ou projetos para mitigar as deficiências apontadas pela auditoria independente, ao longo do período de 2022.

O Comitê avalia como satisfatório o volume e a qualidade das informações fornecidas, as quais apoiam sua opinião acerca da adequação e integridade dos sistemas de controles internos e das demonstrações financeiras. Não foram identificadas situações que pudessem afetar a objetividade e a independência dos auditores independentes. Em decorrência, o Comitê de Auditoria Estatutário avalia positivamente a cobertura e a qualidade dos trabalhos realizados pela Auditoria Independente concernentes às demonstrações financeiras do exercício social findo em 31 de dezembro de 2022.

Mensalmente, o Colegiado monitora as deliberações tomadas sobre temas relativos à auditoria independente.

### **3.3. DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS e RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO**

No decorrer de 2022, foram realizadas 27 pautas, sendo que em todas foram apreciadas as demonstrações contábeis e em 8 pautas, o Relatório da Administração. Essas pautas abordaram a análise e recomendação para aprovação do Relatório Anual da Administração e das Demonstrações Financeiras referentes ao exercício de 2021; a revisão preliminar das Demonstrações Financeiras Intermediárias - 1º, 2º e 3º Trimestres de 2022; a Proposta da Diretoria para a Destinação do Lucro Líquido Verificado no Exercício de 2021 e para Pagamento de Participação referente à Integração entre o Capital e o Trabalho e Incentivo à Produtividade.

A análise e recomendação quanto ao Relatório Anual da Administração e das Demonstrações Financeiras referentes ao exercício de 2022, de Proposta da Diretoria para a Destinação do Lucro Líquido e quanto ao Pagamento de Participação referente à Integração entre o Capital e o Trabalho e Incentivo à Produtividade, ocorre na reunião realizada em março de 2023, após finalizadas as discussões com os Auditores Independentes sobre os resultados dos seus trabalhos, os quais incluem os Principais Assuntos de Auditoria descritos em seu relatório, as conclusões sobre a auditoria das demonstrações financeiras, a discussão das práticas contábeis adotadas, controles internos, legislação societária brasileira, bem como demais normas aplicáveis.

Os membros do Comitê de Auditoria Estatutário, no exercício de suas atribuições e responsabilidades legais, procederam ao exame e análise das Demonstrações Contábeis da Copel (Holding) e consolidado das subsidiárias integrais e controladas, acompanhadas do Relatório dos Auditores Independentes e do Relatório Anual da Administração, relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022. Considerando todas as análises, estudos e debates realizados no transcorrer das reuniões e dos trabalhos de acompanhamento e supervisão efetuados pelo CAE — anteriormente aqui descritos de forma sumarizada — assim como em razão das informações prestadas pela Administração da Companhia e pela *Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes*, os membros do Comitê de Auditoria Estatutário julgam que todos os fatos relevantes estão adequadamente divulgados nas Demonstrações Contábeis auditadas relativas a 31.12.2022, no Relatório Anual 2022, recomendando sua aprovação pelo Conselho de Administração.

### **3.4. AUDITORIA INTERNA**

No decorrer de 2022, foram tratadas 8 pautas com a Auditoria Interna, em reuniões do Comitê de Auditoria Estatutário. Nesse período, o Comitê fez o acompanhamento das atividades da Auditoria Interna, verificação de suas recomendações e do Relatório Anual de Atividades da Auditoria Interna - Raint 2021; e teve ciência da avaliação da Auditoria Interna sobre a Gestão de Riscos na Companhia e sobre os trabalhos relativos à Lei *Sarbanes-Oxley* - SOX.

Na 261ª Reunião, de 02.08.2022, a Fundação Copel de Previdência e Assistência Social apresentou informações a respeito dos Planos Previdenciários patrocinados pela Copel e administrados pela Fundação Copel.

O Comitê avalia como satisfatório o volume e a qualidade das informações fornecidas, as quais apoiam sua opinião acerca da adequação e integridade dos sistemas de controles internos e das demonstrações financeiras. Não foram identificadas situações que pudessem afetar a objetividade e a independência da auditoria interna. Em decorrência, o Comitê de Auditoria Estatutário avalia positivamente a cobertura e a qualidade dos trabalhos realizados pela Auditoria Interna, concernentes às demonstrações financeiras do exercício social findo em 31 de dezembro de 2022.

Mensalmente, o Colegiado monitora as deliberações tomadas sobre temas relativos à auditoria interna.

### **3.5. SISTEMAS DE CONTROLES INTERNOS**

No decorrer de 2022, foram tratadas 7 pautas sobre controles internos, em reuniões do Comitê de Auditoria Estatutário. Nesse período, o Comitê recebeu reporte dos trabalhos relativos a controles internos; bem como, a atualização do *status* de auditoria, pela Deloitte, desses Controles Internos.

A metodologia adotada pela Companhia para a análise dos controles internos está em consonância com a estrutura do *Internal Control - Integrated Framework*, definido pelo *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO)*, e com a *Lei Sarbanes-Oxley - SOx*. A Administração da Companhia é responsável pela implantação de políticas, procedimentos, processos e práticas de controles internos que propiciem a salvaguarda de ativos, o tempestivo reconhecimento de passivos, a aderência às regras e a integridade e precisão das informações. A Auditoria Interna é responsável por aferir o grau de atendimento ou observância, por todas as áreas da Companhia, dos procedimentos e práticas de controles internos que se encontrem em efetiva aplicação.

O Colegiado também estimulou e validou a criação de instrumentos de controle (Políticas Internas, Normas Administrativas, entre outros) para assegurar o bom andamento das atividades da Companhia, inclusive extensivos a suas empresas controladas e coligadas.

Embora o tema tenha sido tratado em pautas específicas, o assunto permeia os demais itens da pauta de trabalho do Colegiado, tendo sido intensamente discutido no decorrer do ano pelos membros do CAE. Mensalmente, o Colegiado monitora as deliberações tomadas sobre temas relativos a sistemas de controles internos.

### **3.6. OUVIDORIA E CANAL DE DENÚNCIAS**

No decorrer de 2022, foram tratadas, em reuniões do Comitê de Auditoria Estatutário, 7 pautas que trataram do Canal de Denúncias, Comitê de Ética, Código de Conduta e demais temas relacionados. Essas pautas abordaram o monitoramento do Canal de Denúncias e o acompanhamento ao longo do ano, em reuniões específicas, acerca de denúncias recebidas pelo Canal e que tiveram, em função de sua natureza, tratamento mais intensivo de investigação pela Auditoria Interna.

Em 2022, o CAE deliberou de forma favorável ao Regimento Interno do Comitê de Ética, recomendou ao Conselho de Administração a aprovação da Política do Canal de Denúncias e deliberou favoravelmente sobre a revisão do Código de Conduta da Companhia.

Trimestralmente, é apresentado ao CAE o acompanhamento do Canal de Denúncias pela área de Compliance e, periodicamente, a Auditoria Interna apresenta as apurações relacionadas às denúncias recebidas.

Mensalmente, o Colegiado monitora as deliberações tomadas sobre temas relativos à Ouvidoria e Canal de Denúncias.

### **3.7. GESTÃO E MONITORAMENTO DE RISCOS**

No decorrer de 2022, foram tratadas 7 pautas de Gestão e Monitoramento de Riscos em reuniões do Comitê de Auditoria Estatutário. Essas pautas abordaram o reporte dos trabalhos relativos à gestão de riscos, a revisão dos riscos estratégicos e a recomendação ao Conselho de Administração pela aprovação da Política de Riscos da Companhia.

O CAE, com o intuito de reforçar a qualidade da gestão de riscos, determinou que fosse adicionada à pauta do colegiado a análise quanto aos riscos de mercado da Copel Mercado Livre e incluiu o monitoramento do Risco Hidrológico como pauta específica em seu plano de trabalho 2022.

Mensalmente, o Colegiado monitora as deliberações tomadas sobre temas relativos à gestão e monitoramento de riscos.

### **3.8. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS**

O Comitê de Auditoria Estatutário tem como uma de suas atribuições "avaliar e monitorar, juntamente com a Administração e a área de Auditoria Interna, a adequação das transações com partes relacionadas realizadas pela Companhia".

No decorrer de 2022, foram tratadas 12 pautas envolvendo transações com partes relacionadas, em reuniões do CAE. Essas pautas abordaram, além da recomendação para aprovação das transações em si, a recomendação ao Conselho de Administração pela aprovação da revisão da Política de Transações com Partes Relacionadas e Conflitos de Interesses e o monitoramento das operações/transações com Partes Relacionadas.

Mensalmente, o Colegiado monitora as deliberações tomadas sobre temas relativos a transações com partes relacionadas.

### **3.9. OUTRAS ATIVIDADES**

Além das atividades acima mencionadas, o Comitê de Auditoria Estatutário tratou de outras pautas em reuniões periódicas, relacionadas aos assuntos já indicados neste relatório e demais assuntos indicados em plano de trabalho do CAE, os quais são compliance; *debriefing*; divulgação; finanças e DFs; monitoramento das deliberações; orçamento; e regulamentos de independência do CAE. Ainda, os demais assuntos indicados também foram contemplados, quando aplicável, nas demais pautas citadas anteriormente neste relatório.

Na programação para 2022, o Comitê de Auditoria Estatutário discutiu seu plano de trabalho, além de analisar os resultados das avaliações de desempenho do Colegiado, incluindo o Plano de Desenvolvimento do Comitê de Auditoria Estatutário.

## **4. COMUNICAÇÕES DO COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO**

### **4.1. CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO**

O Comitê de Auditoria Estatutário reporta suas atividades mensalmente nas reuniões ordinárias do Conselho de Administração, apresentando os assuntos tratados, seu posicionamento e solicitações realizadas para as diversas áreas da Companhia. Em deliberações específicas, o Comitê de Auditoria

Estatutário emite nota ao Conselho de Administração, com seu posicionamento e recomendações.

#### **4.2. ALTA ADMINISTRAÇÃO - DIRETORIA EXECUTIVA E SUPERINTENDENTES**

Para todas as reuniões do Comitê de Auditoria Estatutário, as Diretorias envolvidas nos temas a serem discutidos são convidadas e indicam a participação dos Superintendentes das áreas responsáveis pelas pautas a serem tratadas. Além disso, também é possível que as Superintendências, por meio de suas Diretorias, realizem a proposição de pautas para apresentação no Comitê de Auditoria Estatutário, no que for pertinente às atribuições desse Comitê, principalmente daquelas matérias que serão submetidas para apreciação e deliberação do Conselho de Administração.

#### **5. RECOMENDAÇÕES À DIRETORIA EXECUTIVA**

- Reporte do Comitê de Ética e Canal de Denúncias.

O CAE recomendou à Diretoria de Governança, Risco e Compliance – DRC, por ocasião do reporte periódico do Comitê de Ética e Canal de Denúncias, a avaliação quanto a política de consequências para os casos tratados no Comitê de Ética.

Já em relação ao Código de Conduta da Companhia, o CAE recomendou a DRC avaliar o percentual da remuneração correspondente ao valor simbólico para brindes ou cortesias institucionais.

- Processos Jurídicos

O CAE recomendou à Diretoria Jurídica e Regulatória – DJR o desenvolvimento de trabalho voltado ao monitoramento e gestão de controladoria jurídica, incentivando a melhoria contínua nos processos da Companhia.

- Controles Internos

O CAE recomendou à Diretoria de Governança, Risco e Compliance – DRC, por ocasião do reporte periódico de Controles Internos, a manutenção do apoio na solução tempestiva de eventuais novos pontos apresentados pela auditoria independentes e solicitou a manutenção de reportes bimestrais sobre os trabalhos de Controle Interno.

- Reporte trimestral sobre o monitoramento do portfólio de riscos da Companhia.

O CAE recomendou à Diretoria de Governança, Risco e Compliance – DRC, por ocasião do monitoramento do portfólio de riscos da Companhia, a manutenção dos reportes trimestrais, bem como, recomendou a avaliação dos riscos de transição (Corporation) e dos riscos emergentes, com o apoio das demais estruturas da Companhia. Recomendou à DRC avaliar a inclusão de risco relacionado aos efeitos da guerra na Ucrânia.

- Reporte dos trabalhos de cibersegurança

O Comitê de Auditoria Estatutário da Copel vem sistematicamente envidando esforços para acompanhar as melhorias promovidas pela Companhia em relação à segurança cibernética. O tema é pauta periódica do colegiado em suas reuniões, tendo apoio tanto da Diretoria de Gestão Empresarial – DGE, quanto da Diretoria Reunida, Auditoria Interna e Auditoria Independente.

Os Membros do Comitê afirmaram que diversas providências foram solicitadas à Diretoria da Companhia, em especial robustez nos sistemas de controles internos da Copel e de suas Subsidiárias Integrais, acompanhamento e monitoramento mensais das deficiências apontadas pela auditoria externa, contratação de consultoria independente para auxiliar no processo de revisão dos controles internos do grupo Copel, dentre outras medidas que podem ser evidenciadas nas atas de reuniões deste Comitê.

Adicionalmente, o CAE recomendou ao Conselho de Administração aprovar a revisão da Política de Segurança da Informação e Cibernética, sugerindo a inclusão de item específico para tratar da gestão de consequências, a fim de imputar responsabilidade pelo descumprimento ou violação da Política em questão, de acordo com as normativas internas e externas vigentes.

## **6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÃO AO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO**

Os membros do Comitê de Auditoria Estatutário, no exercício de suas atribuições e responsabilidades legais, procederam ao exame e análise das Demonstrações Contábeis da Companhia - Copel (Holding) e consolidado das subsidiárias integrais e controladas, acompanhadas do Relatório dos Auditores Independentes e do Relatório Anual da Administração, relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022. Considerando todas as análises, estudos e debates realizados no transcorrer das reuniões e dos trabalhos de acompanhamento e supervisão efetuados pelo CAE — anteriormente aqui descritos de forma sumarizada — assim como em razão das informações prestadas pela Administração da Companhia e pela *Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes*, os membros do Comitê de Auditoria Estatutário julgam que todos os fatos relevantes estão adequadamente divulgados nas Demonstrações Contábeis auditadas relativas a 31.12.2022, no Relatório Anual 2022, recomendando sua aprovação pelo Conselho de Administração.

Curitiba, 21 de março de 2023.

**MARCO ANTÔNIO BARBOSA CÂNDIDO**

Presidente

**CARLOS BIEDERMANN**

Especialista Financeiro

**LUIZ CLAUDIO MAIA VIEIRA**

Membro Externo

**PARECER DO CONSELHO FISCAL**  
**SOBRE O RELATÓRIO ANUAL DA ADMINISTRAÇÃO E AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS**  
**REFERENTES AO EXERCÍCIO DE 2022 E SOBRE A PROPOSTA DA DIRETORIA PARA DESTINAÇÃO**  
**DO LUCRO LÍQUIDO VERIFICADO NO EXERCÍCIO DE 2022**

Os membros do Conselho Fiscal da Copel Geração e Transmissão S.A. - Copel GeT, abaixo assinados, dentro de suas atribuições e responsabilidades legais e estatutárias, procederam ao exame do Relatório Anual e das Demonstrações Financeiras referentes ao exercício de 2022, que compreendem o balanço patrimonial em 31.12.2022 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 e a Proposta da Diretoria para Destinação do Lucro Líquido do Exercício de 2022. As minutas foram recebidas e analisadas individualmente pelos Conselheiros e discutidas com a administração previamente. Com base nos trabalhos e discussões desenvolvidos ao longo do exercício, nas análises e entrevistas efetuadas, nos acompanhamentos e esclarecimentos prestados pela Administração e pela Auditoria Independente sobre os controles internos, e considerando ainda o Relatório do Auditor Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes Ltda. sobre as Demonstrações Financeiras, emitido sem ressalvas, os conselheiros fiscais registram que não tiveram conhecimento de nenhum fato ou evidência que não esteja refletido nas Demonstrações Financeiras e opinam que referidas Demonstrações estão em condições de ser encaminhadas à deliberação da Assembleia Geral de Acionistas.

Curitiba, 28 de março de 2023

**DEMETRIUS NICHELE MACEI**  
Presidente

**HARRY FRANÇÓIA JÚNIOR**

**JOSÉ PAULO DA SILVA FILHO**

## PROPOSTA DE ORÇAMENTO DE CAPITAL

Em conformidade com a Instrução CVM Nº 80/2022, abaixo se encontra demonstrada a proposta de orçamento de capital para o ano de 2023 da Copel Geração e Transmissão S.A, aprovada na 233ª reunião ordinária do Conselho de Administração da Companhia Paranaense de Energia, realizada em 07.12.2022, bem como a origem dos recursos.

<b>PROGRAMA DE INVESTIMENTOS</b>	<b>R\$ Mil</b>
Geração e Transmissão (a)	222.028
Empreendimentos Eólicos (b)	52.894
<b>TOTAL</b>	<b>274.923</b>

<b>Investimentos em estudo para futura expansão</b>	<b>250.000</b>
(a) Inclui os empreendimentos SPÉs Bela Vista (Ger), Marumbi (Tra), Costa Oeste (Tra), Uirapuru (Tra) e FDA (Ger).	
(b) Inclui Brisa Potiguar, Cutia Empreendimentos Eólicos, São Bento Energia, Jandaíra Energias Renováveis e Complexo Eólico Vilas.	

<b>FONTES DE RECURSOS</b>	<b>R\$ Mil</b>
<b>Recursos de Terceiros</b>	<b>230.726</b>
Novas captações - Outras Instituições Financeiras	230.726
<b>Recursos Próprios, oriundos de retenção de lucros e geração de caixa das operações da Companhia</b>	<b>294.197</b>
<b>TOTAL</b>	<b>524.923</b>

## DECLARAÇÃO

Pelo presente instrumento, como membros da Diretoria Executiva da Copel Geração e Transmissão S.A. - Copel GeT, sociedade anônima de capital aberto, categoria B, subsidiária integral da Companhia Paranaense de Energia - Copel, com sede na Rua José Izidoro Biazetto, 158, Mossunguê, Curitiba - PR, inscrita no CNPJ sob o nº 04.370.282/0001-70, para fins do disposto na Resolução CVM nº 80/2022, declaramos que:

(I) revimos, discutimos e concordamos com as opiniões expressas no relatório de auditoria da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes Ltda. relativamente às demonstrações financeiras da Copel GeT de 31.12.2022; e

(II) revimos, discutimos e concordamos com as demonstrações financeiras da Copel GeT de 31.12.2022.

E, por ser verdade, firmamos a presente.

Curitiba, 28 de março de 2023

Moacir Carlos Bertol  
Diretor Geral  
Copel Geração e Transmissão S.A.

Adriano Rudek de Moura  
Diretor de Finanças e de  
Relações com Investidores  
Copel Geração e Transmissão S.A.

Eduardo Vieira de Souza Barbosa  
Diretor Jurídico e de  
Relações Institucionais  
Copel Geração e Transmissão S.A.

Marcio Raphael Ploszaj  
Diretor de Operação e Manutenção  
de Geração e Transmissão  
Copel Geração e Transmissão S.A.

Adriano Fedalto  
Diretor Administrativo e de Participações  
Copel Geração e Transmissão S.A.



Estas demonstrações financeiras  
estão publicadas no site da Copel.  
Utilize a câmera do seu smartphone  
para ler o código ao lado.

