

2023

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO E DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS



COPEL
Companhia Paranaense de Energia

Companhia Paranaense de Energia

CNPJ/MF 76.483.817/0001-20

Companhia de Capital Aberto - CVM 1431-1

www.copel.com copel@copel.com

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

CEP 81.200-240

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO
E
DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

2023

SUMÁRIO

MENSAGEM DO DIRETOR PRESIDENTE	3
1. A COMPANHIA	5
2. GESTÃO ESG (AMBIENTAL, SOCIAL E GOVERNANÇA)	10
2.1. Governança Corporativa	10
2.2. Dimensão Social	19
2.3. Dimensão Ambiental	28
2.4. Balanço Social	31
3. DESEMPENHO OPERACIONAL.....	34
3.1. Análise macroeconômica	34
3.2. Ambiente regulatório	35
3.3. Segmentos de Negócios	41
4. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO	57
4.1. Receita Operacional Líquida	57
4.2. Custos e Despesas Operacionais.....	58
4.3. Resultado da Equivalência Patrimonial	61
4.4. EBITDA ou LAJIDA	61
4.5. Resultado Financeiro	62
4.6. Lucro Líquido	62
4.7. Valor Adicionado	63
4.8. Endividamento	64
4.9. Distribuição de dividendos e juros sobre o capital próprio	65
4.10. Programa de Investimentos.....	65
4.11. Ações.....	66

MENSAGEM DO DIRETOR PRESIDENTE

O ano de 2023 marcou o início de uma nova era na história da Copel. Nossas ações ordinárias valorizaram 43%, enquanto as preferenciais cresceram 36%, alçando a companhia a um valor de mercado de R\$ 29,8 bilhões. Ao longo do ano conduzimos a transformação da empresa em uma corporação de capital disperso e sem acionista controlador (“True Corporation”). Concluída em agosto, marcou o maior follow-on e a segunda maior oferta do setor de utilities no ocidente em 2023, movimentando R\$ 5,2 bilhões. Destes, R\$ 3,2 bilhões referem-se à oferta secundária do Estado do Paraná e R\$ 2,0 bilhões à oferta primária, cujo montante será destinado ao pagamento do bônus de outorga para a renovação integral das concessões das três maiores usinas hidrelétricas da Copel (Foz do Areia, Salto Segredo e Salto Caxias), que juntas somam 4,2 GW de capacidade instalada (aproximadamente 60% da capacidade total da Companhia).

Esta conquista vai além da renovação dessas fundamentais concessões. Na condição de corporação, com natureza jurídica privada, a Copel ganha melhores condições para atuar no ambiente competitivo e desafiador do setor elétrico, com ganhos de eficiência e a possibilidade real de alavancar as condições de investimento. Unimos os 69 anos de história de contribuição da Copel ao setor elétrico nacional a um futuro mais competitivo, sustentável e inovador, contribuindo para o desenvolvimento do Paraná e do Brasil.

O êxito do processo de transformação em corporação esteve alinhado às demais operações da empresa. Alcançamos um EBITDA ajustado de R\$ 5,8 bilhões e um lucro líquido de R\$ 2,3 bilhões, um crescimento de 102% em relação ao ano anterior.

Realizamos em 2023 o maior investimento da história da Copel Distribuição com aplicação de R\$ 2 bilhões para modernização, ampliação e automação da infraestrutura elétrica do Paraná. Assim, alcançamos ao final do ano uma eficiência histórica, com o EBITDA ajustado superando em 28% o EBITDA regulatório.

Em um ano desafiador diante de um cenário de constantes preços baixos de energia, a Copel Geração e Transmissão conseguiu realizar a invejável marca de R\$ 3,5 bilhões de EBITDA ajustado nas suas operações em continuidade. Já a Copel Mercado Livre, pelo terceiro ano consecutivo, figurou entre as maiores comercializadoras do país em volume de energia. Tendo o desafio de gerir a energia descontratada da Copel GeT e diante de mais uma etapa da ampliação do mercado livre iniciada em 2024, reestruturamos a nossa comercializadora e investimos em digitalização e eficiência, integrando e centralizando o planejamento energético da Copel.

Focados na nossa pauta sustentável, concluímos a aquisição dos Complexos Eólicos Aventura e Santa Rosa & Mundo Novo, com 260,4 MW de capacidade instalada, e estamos prestes a concluir o desinvestimento na Usina Elétrica a Gás de Araucária (UEGA) e consolidar um parque gerador praticamente 100% renovável. E, em linha com a estratégia de concentrar nossa atuação no setor elétrico, seguimos com o processo de alienação de nossa participação societária na Compagas.

Expandindo as fronteiras da inovação, criamos um fundo de Corporate Venture Capital com o compromisso de investir R\$ 150 milhões ao longo de 10 anos. Já fizemos os primeiros aportes: na Move, uma start-up que

atua com mobilidade elétrica e oferece soluções de gerenciamento de carregadores elétricos.

O constante foco no resultado e na nossa capacidade de realização conduziu a Copel ao selo Morgan Stanley Capital Index (MSCI), um importante índice de referência mundial para investidores institucionais. Também seguimos pela 18ª vez no ranking de sustentabilidade empresarial (ISE) e no Índice de Carbono Eficiente (ICO2), ambos da B3.

Para finalizar, reforço que em 2024 seguiremos em jornada de excelência operacional, na disciplina da alocação de capital e execução do nosso plano estratégico. Acreditamos que a atuação integrada da Copel, com presença relevante nos segmentos de Geração, Transmissão, Distribuição e Comercialização de energia elétrica, é um dos nossos grandes diferenciais competitivos e permitirá à Companhia continuar gerando valor para todos seus stakeholders.

Tudo isso representa, às vésperas da celebração dos 70 anos da companhia, algumas das marcas perenes da atuação da Copel desde o seu princípio: a inovação, a sustentabilidade, a solidez e o compromisso permanente com o cliente.

Daniel Pimentel Slaviero

Presidente da Copel

1. A COMPANHIA

A Copel foi criada em outubro de 1954 e atua com tecnologia de ponta nas áreas de geração, transmissão, comercialização e distribuição de energia. Opera um abrangente e eficaz sistema de energia elétrica, com parque gerador próprio de usinas, linhas de transmissão, subestações, linhas e redes elétricas do sistema de distribuição.

Em 11.08.2023 houve a transformação da Copel em companhia de capital disperso e sem acionista controlador (“Corporação”) por meio de oferta pública de ações.

Embora esteja sediada em Curitiba, no Paraná, a Copel está presente em 10 estados brasileiros, conforme mapa a seguir:



• **Participação no Mercado**

Principais produtos (%)	Brasil	Região Sul	Paraná
Geração de energia elétrica ⁽¹⁾	⁽²⁾ 3,5	⁽³⁾ 21,8	⁽³⁾ 52,1
Transmissão de energia elétrica ⁽⁴⁾	3,3	12,2	22,7
Distribuição de energia elétrica ⁽⁵⁾	⁽⁶⁾ 6,2	⁽⁶⁾ 33,7	⁽⁷⁾ 97,1
Comercialização de energia elétrica ⁽⁸⁾	2,2	-	-

⁽¹⁾ Capacidade instalada da Copel Geração e Transmissão consolidada

⁽²⁾ Considerada apenas a parcela pertencente ao Brasil da Usina de Itaipu

⁽³⁾ A Usina de Itaipu não é considerada na região Sul

⁽⁴⁾ O mercado refere-se à Receita Anual Permitida - RAP

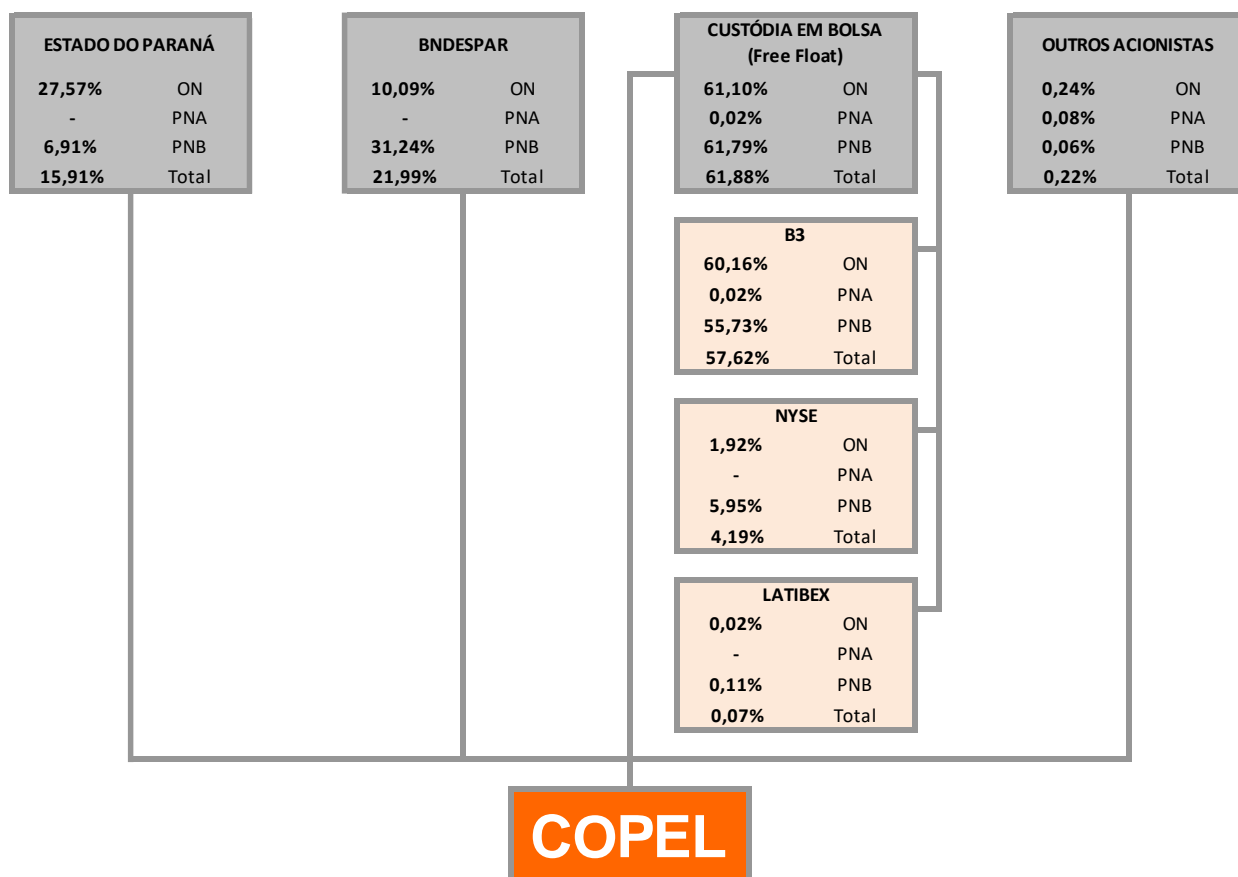
⁽⁵⁾ Mercado fio de distribuição

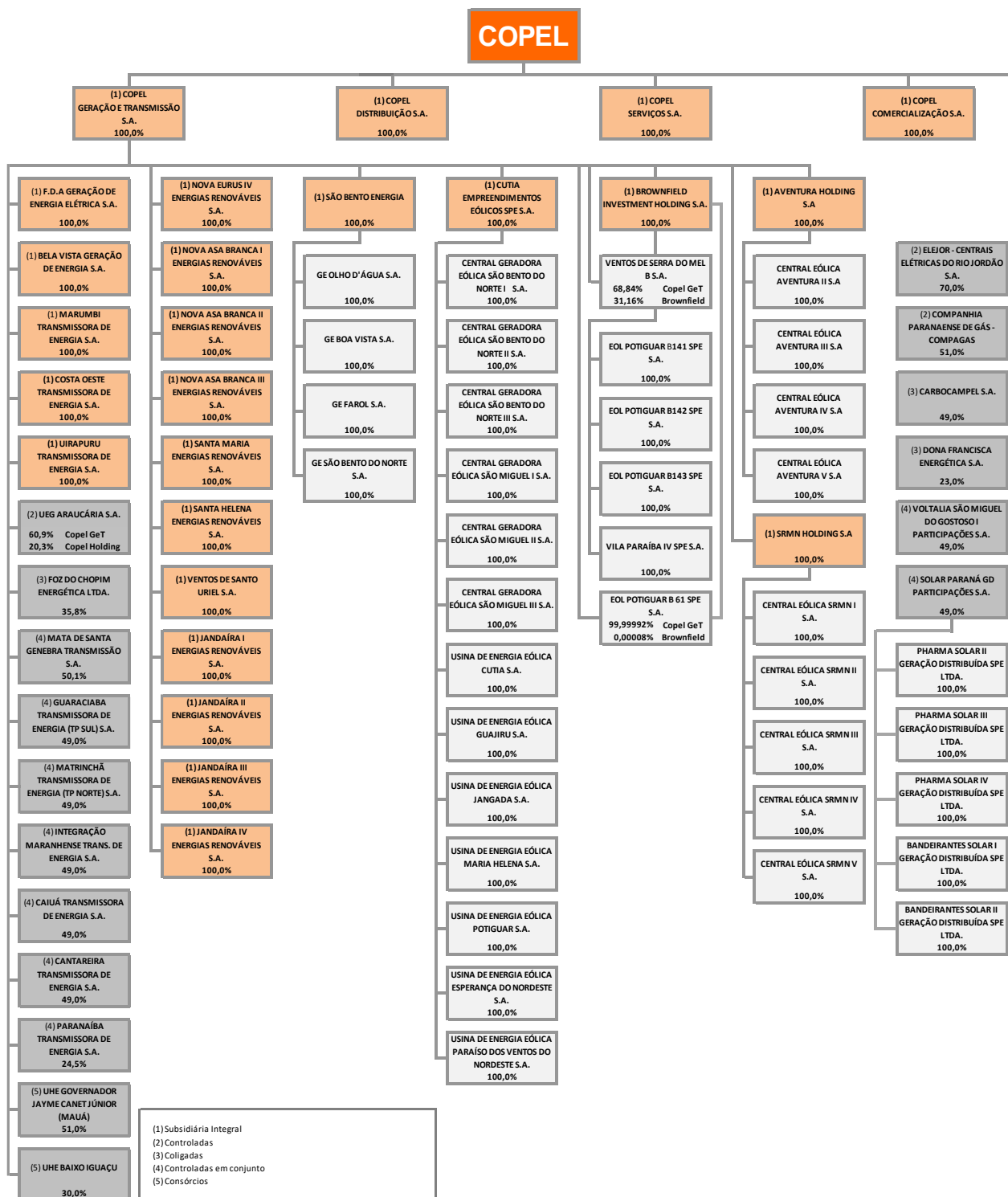
⁽⁶⁾ Cálculo a partir do Consumo Mensal de Energia Elétrica - EPE

⁽⁷⁾ Dado estimado

⁽⁸⁾ Em comparação com outras comercializadoras. Pela natureza da atividade, mensurado apenas em nível nacional. Data de referência de novembro/2023, de acordo com os últimos dados disponíveis pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

• **Organograma societário em 31.12.2023**





• **Prêmios e certificações em 2023**

Prêmios / Certificações	Certificador
Prêmio CIER de Inovação para a Copel Distribuição - 1º lugar na categoria Plataforma de Inovação e 2º lugar em Digitalização da Premiação	CIER - Comisión de Integración Energética Regional
Prêmio de Melhor Trabalho de Pesquisa e Desenvolvimento e Prêmio de Melhor Trabalho Geral	Revista O Setor Elétrico e Circuito Nacional do Setor Elétrico - Cinase
Prêmio Abraconee - 1º lugar de melhor divulgação das Demonstrações Financeiras de 2022 para holding e empresa de grande porte - Copel e Copel Geração e Transmissão e 2º lugar para empresa de pequeno porte - Marumbi	Abraconee - Associação Brasileira do Contadores do Setor de Energia Elétrica
Prêmio Melhores em Gestão - nível Ouro para Copel Geração e Transmissão	FNQ - Fundação Nacional de Qualidade
Prêmio Aneel de Ouvidoria	Aneel - Agência Nacional de Energia Elétrica
Troféu Transparência 2023	Anefac - Associação Nacional de Executivos
Selo Sesi ODS 2023	Sesi - Serviço Social da Indústria
Selo Ouro de certificação do Programa Brasileiro GHG Protocol	GHG Protocol
Top 10 Energia Elétrica e Renováveis 2023	Ranking 100 Open Startups
2º lugar Prêmio Ser Humano na categoria excelência organizacional com o programa corporativo Plenamente	ABRH - Associação Brasileira de Recursos Humanos
Certificação ISO 37.301	QMS Certification
Empresas com melhor reputação no setor elétrico e entre as 100 empresas com melhor reputação no Brasil	Merco - Monitor Empresarial de Reputação Corporativa
Prêmio Valor 1000 - ranking 1000 maiores	Valor Econômico
Maior empresa do Paraná	Revista Amanhã
Prêmio 500 maiores do sul - 5º lugar	Revista Amanhã

• Copel em Números

Em R\$ mil	2023	Reapresentado 2022	variação %
Indicadores Contábeis			
Ativo total	55.819.074	49.703.700	12,3
Caixa e equivalentes de caixa	5.634.623	2.678.457	110,4
Títulos e valores mobiliários ⁽¹⁾	405.342	290.695	39,4
Dívida total	14.962.323	12.454.218	20,1
Dívida líquida ajustada	8.922.358	9.485.066	(5,9)
Receita operacional bruta	29.647.019	30.385.041	(2,4)
Deduções da receita	(8.167.551)	(9.849.700)	(17,1)
Receita operacional líquida	21.479.468	20.535.341	4,6
Custos e despesas operacionais	(18.092.563)	(17.254.583)	4,9
Provisão para destinação de créditos de Pis e Cofins	-	(810.563)	-
Equivalência patrimonial	307.809	478.577	(35,7)
Resultado das atividades	3.386.905	2.470.195	37,1
Ebitda ou Lajida	5.076.754	4.181.869	21,4
Resultado financeiro	(1.204.990)	(2.005.884)	(39,9)
IRPJ/CSLL	354.057	(281.099)	(226,0)
Lucro operacional	2.489.724	942.888	164,1
Lucro/prejuízo líquido proveniente de operações descontinuadas	191.501	(74.666)	(356,5)
Lucro líquido proveniente de operações em continuidade	2.135.667	1.223.987	74,5
Lucro líquido do exercício	2.327.168	1.149.321	102,5
Patrimônio líquido	24.191.667	21.131.225	14,5
Dividendos e Juros sobre o capital próprio	1.089.211	970.258	12,3
Indicadores Econômico-Financeiros			
Liquidez corrente (índice)	1,5	1,3	15,4
Liquidez geral (índice)	1,0	0,9	11,1
Margem Ebitda ou Lajida (Ebitda ou lajida/receita operacional líquida) (%)	23,6	20,4	15,7
Lucro por ação - Ações ordinárias	0,78574	0,38839	102,3
Lucro por ação - Ações preferenciais classe "A"	0,90931	0,50343	80,6
Lucro por ação - Ações preferenciais classe "B"	0,80600	0,41745	93,1
Valor patrimonial por ação - R\$ (patrimônio líquido/quantidade de ações)	8,1	7,7	5,2
Dívida total sobre o patrimônio líquido (%)	61,8	58,9	4,9
Margem operacional (lucro operacional/receita operacional líquida) (%)	11,6	4,6	152,2
Margem líquida (lucro líquido/receita operacional líquida) (%)	9,9	6,0	65,0
Participação de capital de terceiros (%)	56,7	57,5	(1,4)
Rentabilidade do patrimônio líquido (%) ⁽²⁾	11,0	5,2	111,5

⁽¹⁾ Garantias de contratos da dívida

⁽²⁾ $LL \div (PL \text{ inicial})$

2. GESTÃO ESG (AMBIENTAL, SOCIAL E GOVERNANÇA)

A Copel é signatária do Pacto Global desde seu lançamento em 2000 pelo então Secretário Geral da Organização das Nações Unidas - ONU, Kofi Annan, sendo a primeira empresa do setor elétrico brasileiro a ter sua participação homologada em 2001. 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 Companhia 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 as subsidiárias.

Para atender às características únicas dos negócios, cada subsidiária possui suas áreas especializadas na gestão de aspectos socioambientais. Cada operação demanda diferentes tipos de ação e monitoramento, visando a conformidade 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 utilizados como base para a melhoria contínua dos processos relacionados às dimensões ESG.

2.1. Governança Corporativa

A Copel é uma companhia de capital aberto, dotada de personalidade jurídica de direito privado, cujas ações são 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 e suas partes interessadas.

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

2023, a Copel seguiu aperfeiçoando seus instrumentos buscando manter uma estrutura robusta que acompanha a evolução das práticas de mercado.

O novo Estatuto Social da Copel, aprovado em 2023, decorrente da transformação da Copel em companhia de capital disperso e sem acionista controlador (“Corporação”), trouxe dispositivos que:

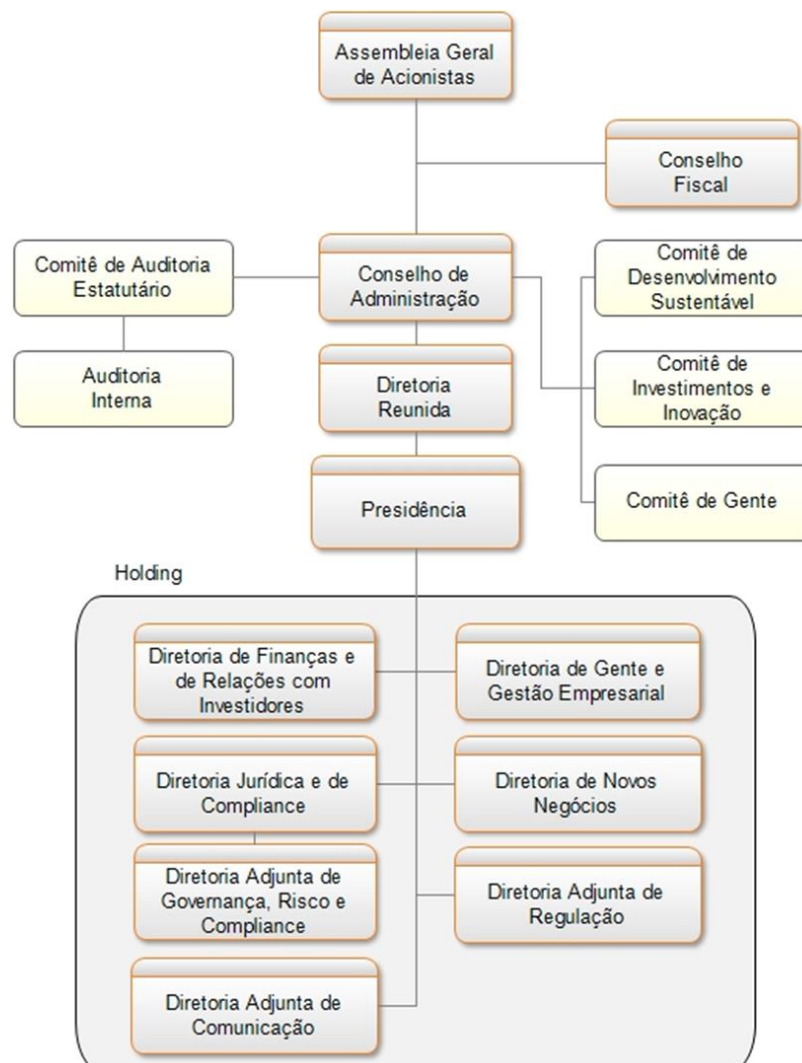
- disciplinam a Golden Share titularizada pelo Estado do Paraná;
- excluem regras previstas na Lei das Estatais;
- estabelecem que nenhum acionista ou grupo de acionistas venha a exercer votos correspondentes a mais de 10% do total de votos conferidos pelas ações com direito a voto em cada deliberação;
- atualizam a composição dos comitês estatutários, criando o Comitê de Gente, responsável por assessorar o CAD na estratégia de remuneração e no processo de elegibilidade dos administradores, conselheiros fiscais e membros de comitês de assessoramento, em gestão de pessoas e na sucessão de administradores;
- preveem que todos os membros do Conselho de Administração sejam eleitos pela assembleia geral de acionistas, observado o direito de voto em separado pelos acionistas detentores de ações preferenciais que preencham os requisitos previstos no art. 141, § 4º da Lei das S.A.;
- alteram a composição do conselho fiscal da Companhia para três membros efetivos e respectivos suplentes, com prazo de mandato de um ano, permitida a reeleição;
- estabelecem que o valor de reembolso das ações dos acionistas dissidentes será calculado, exclusivamente, com base no valor patrimonial contábil por ação, conforme patrimônio líquido constante das últimas demonstrações contábeis aprovadas pela assembleia geral;
- adaptam a estrutura da Copel para companhia com capital disperso e sem acionista controlador; e
- protegem a dispersão acionária (*poison pill*).

Em 2023, a alta administração da Copel revisou os regimentos dos órgãos estatutários, considerando a transformação da Companhia em uma Corporação e deu início à atuação do Comitê de Gente, assessorando o CAD, permitindo ampliação dos espaços de análise qualificada, produção de conhecimento e discussão de temas estratégicos para apoiar as decisões do conselho.

As subsidiárias integrais da Copel – Copel Distribuição (Copel DIS), Copel Geração e Transmissão (Copel GeT), Copel Comercialização (Copel Mercado Livre) e Copel Serviços (Copel SER) – também contam com seus Conselhos de Administração focados na orientação e planejamento de cada um dos negócios.

A Copel DIS e a Copel GeT têm registro de companhias abertas na categoria B na Comissão de Valores Mobiliários - CVM. Esses registros são parte do planejamento estratégico da Companhia e não visam 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.

2.1.1. Estrutura de Governança



Assembleia geral de acionistas

É o fórum no qual os acionistas têm poderes para decidir todos os negócios relativos ao objeto da Companhia e tomar as resoluções consideradas convenientes à sua defesa e desenvolvimento.

Conselho Fiscal

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

administradores. É formado por cinco membros titulares e igual número de suplentes atualmente, eleitos pela Assembleia Geral de Acionistas para mandato de um ano.

CONSELHO FISCAL	
Presidente	Demetrius Nichele Macei
Conselheiro	Harry Françaóia Júnior
Conselheiro	José Paulo da Silva Filho
Conselheiro	Osmar Ribeiro de Almeida Júnior
Conselheira	Juliana Picoli Agatte
Conselheiro - suplente	Roberto Zaninelli Covelo Tizon
Conselheiro - suplente	Otamir Cesar Martins
Conselheira - suplente	Verônica Peixoto Coelho
Conselheiro - suplente	Vago
Conselheiro - suplente	Vago

Em caráter transitório, conforme consignado na Ata da 207ª Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 10.07.2023, o Conselho Fiscal da Copel permanecerá com cinco membros titulares e respectivos suplentes até a primeira Assembleia Geral Ordinária - AGO a ser realizada depois da transformação da Copel em Corporação.

Após a AGO a composição do Conselho Fiscal da Companhia será de três membros titulares e igual número de suplentes.

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. É composto por nove membros eleitos em Assembleia Geral, para o mandato de dois anos, indicados conforme estabelecido no Estatuto da Companhia. Na atual composição do Conselho, 88,9% são independentes, percentual acima dos 30% mínimos previsto no Estatuto Social da Companhia.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO	
Presidente - independente	Marcel Martins Malczewski
Conselheiro (Secretário Executivo) - independente	Marco Antônio Barbosa Cândido
Conselheiro (especialista financeiro) - independente	Carlos Biedermann
Conselheiro - independente	Fernando Tadeu Perez
Conselheiro - independente	Geraldo Corrêa de Lyra Junior
Conselheiro - independente	Jacildo Lara Martins
Conselheiro - independente	Lucia Maria Martins Casasanta
Conselheiro - independente	Marcelo Souza Monteiro
Conselheiro - eleito pelos empregados	Fausto Augusto de Souza

Em caráter transitório, conforme consignado na Ata da 207ª Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 10.07.2023, o Conselho de Administração permanecerá com um membro eleito pelos empregados da Companhia até a próxima eleição para o CAD.

Diretoria Reunida

Órgão executivo responsável pelas funções executivas, com atribuição de representar a Companhia, de acordo com atribuições e deveres estabelecidos no Estatuto Social e Regimento Interno específico, aprovado pelo Conselho de Administração. É composta por sete membros eleitos pelo Conselho de Administração para mandato de dois anos, permitidas, no máximo, três reconduções consecutivas.

DIRETORIA	
Diretor Presidente	Daniel Pimentel Slaviero
Diretor Adjunto de Regulação	Fernando Antonio Gruppelli Junior
Diretor Adjunto de Comunicação	David Campos
Diretora de Gente e Gestão Empresarial	Ana Letícia Feller
Diretor de Finanças e de Relações com Investidores	Adriano Rudek de Moura
Diretor de Novos Negócios	Cassio Santana da Silva
Diretor Jurídico e de <i>Compliance</i>	Eduardo Vieira de Souza Barbosa
Diretor Adjunto de Governança, Risco e <i>Compliance</i>	Vicente Loíácono Neto

Comitê de Auditoria Estatutário

Órgão formado por três membros, todos independentes e escolhidos pelo Conselho de Administração. Tem como atribuições principais auditoria, supervisão e fiscalização e, quando cabível, apresentação de recomendações sobre atividades da Companhia. Também é responsável pela emissão de relatórios anuais, devendo o resumo do Relatório do Comitê de Auditoria, elaborado ao final do exercício, ser publicado em conjunto com as Demonstrações Financeiras. Suas reuniões ordinárias são realizadas, no mínimo, doze vezes ao ano, conforme calendário previamente definido, podendo haver outras, extraordinárias, sempre que necessário.

COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO	
Coordenador e membro especialista financeiro	Carlos Biedermann
Membro	Marco Antônio Barbosa Cândido
Membro externo	Luiz Claudio Maia Vieira

Comitê de Investimento e Inovação

Órgão colegiado que apoia a revisão e a elaboração de diretrizes estratégicas sobre investimentos, criação de novos produtos e serviços e novos negócios, além de questões como desinvestimentos, participação em leilões, acompanhamento da execução de projetos, entre outros. Formado por três conselheiros, o Comitê está alinhado ao compromisso da Copel com a alocação adequada dos recursos e a eficiência.

COMITÊ DE INVESTIMENTOS E INOVAÇÃO	
Coordenador	Marco Antônio Barbosa Cândido
Membro	Geraldo Corrêa de Lyra Junior
Membro	Marcelo Souza Monteiro

Comitê de Desenvolvimento Sustentável

Órgão com a finalidade de auxiliar o Conselho de Administração na proposição de diretrizes, políticas e princípios relativos ao desenvolvimento sustentável da Companhia, de suas subsidiárias integrais e sociedades controladas, com ênfase nas dimensões ambiental, social e de governança corporativa (ESG), dentro das melhores práticas do mercado, bem como na análise e emissão de recomendações e pareceres relacionados ao cumprimento das exigências legais e regulatórias, aos dispositivos internos e aos compromissos.

COMITÊ DE DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL	
Coordenadora	Lucia Maria Martins Casasanta
Membro	Fausto Augusto de Souza
Membro externo	Lavinia Rocha de Hollanda

Comitê de Gente

Órgão com a finalidade de auxiliar o Conselho de Administração na proposição de diretrizes, políticas e princípios relativos à estratégia de remuneração dos administradores, membros de comitês de assessoramento e conselheiros fiscais, gestão de pessoas, sucessão de administradores e do processo de elegibilidade dos administradores, conselheiros fiscais e membros de Comitês Estatutários.

COMITÊ DE GENTE	
Coordenador	Fernando Tadeu Perez
Membro	Marcelo Souza Monteiro
Membro externo	Vago

2.1.2. Programa de Integridade

O Programa de Integridade da Copel está alinhado às melhores práticas de ações contra a corrupção. O 10º Princípio do Pacto Global preconiza que as empresas devem combater a corrupção em todas as suas formas, com metas para desenvolver instituições eficazes, responsáveis e transparentes em todos os níveis, indo além das obrigações legais, fortalecendo os mecanismos de transparência e integridade. 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 contratação e pagamentos, entre outros.

Para seguir garantindo a aplicação das melhores práticas, a Companhia foi certificada pela ISO 37301, revisando uma série de práticas e normas, ampliando a interação entre os processos de controles e gestão de riscos e implementou outras melhorias ao longo de 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 é gerido pela Diretoria Adjunta de Governança, Risco e *Compliance* e 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. O processo é monitorado pelo Comitê de Ética, Comitê de Auditoria Estatutário e Conselho de Administração e em decorrência dos resultados das apurações, podem ser recomendadas melhorias e aprimoramentos em procedimentos, controles internos, normas, políticas, programas de capacitação e comunicação, ou ainda a aplicação de medidas disciplinares, em conformidade com as normativas internas e legislação aplicável.

Para denúncias sobre fraudes e furtos na rede elétrica, a Copel disponibiliza um contato específico. Os casos sobre assédio são analisados pela Comissão de Análise de Denúncias de Assédio Moral (Cadam).

A Ouvidoria é outra instância de atendimento e conta com certificação pela ISO9001 e reconhecimento como uma das melhores ouvidorias do setor pela Aneel.

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 Copel 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 diretrizes, princípios e responsabilidades são aplicáveis às áreas corporativas da Copel, suas subsidiárias integrais e controladas, e recomendadas às empresas controladas em conjunto, às empresas coligadas e a outras participações societárias da Copel, respeitados seus trâmites societários de forma a identificar, avaliar, tratar e monitorar os riscos inerentes à Companhia e ao seu setor de atuação e que possam afetar o atendimento dos seus objetivos e realização de seus negócios. A alta administração da Companhia também passa, anualmente, por treinamento sobre o tema, enquanto os empregados são treinados sobre a metodologia de gestão de riscos de forma a conseguir identificar situações de exposição e na adoção de ações mitigadoras.

Os riscos estratégicos são revisados e subsidiam a elaboração do Planejamento Estratégico, trabalho executado conjuntamente pelas altas direções da Copel (Holding) e das subsidiárias por meio da identificação e análise dos riscos, definição de plano de controle e contingência e estabelecimento de ações de monitoramento.

Para definição de seu apetite ao risco, a Copel considera os seguintes pilares: atuar nos mais elevados padrões éticos e de compliance; garantir que atividades ou práticas adotadas estejam alinhadas às práticas ESG com ênfase em mudança do clima e aspectos socioambientais; garantir que em todas as operações da Copel a segurança do trabalho seja rigorosamente observada; garantir o constante aprimoramento do nível de segurança cibernética de Tecnologia da Informação e de Tecnologia da Operação; não atuar em segmentos que não estejam relacionados à sua atividade principal; e investir em negócios aderentes à Política de Investimento e ao Planejamento Estratégico, tendo como fundamentos e pilares a descarbonização, integração com escala, disciplina de capital e inovação.

De acordo com a Política de Gerenciamento de Riscos da Companhia, 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 Financeiros, 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 estabelecidos por norma interna de Governança Corporativa e sob a revisão e supervisão do Comitê de Auditoria Estatutário, a Companhia e suas subsidiárias integrais possuem 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, com início em 08.09.2022 e término em 07.07.2024, de forma a contemplar os trabalhos para os exercícios findos em 31.12.2022 e 31.12.2023.

Em 17.04.2023 a Copel firmou contrato adicional com a Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes Ltda para execução de serviços de auditoria relacionados a Oferta Pública de Ações no âmbito da *Securities and Exchange Commission* (SEC) e no âmbito da Comissão de Valores Mobiliários (CVM), em razão do processo de transformação da Copel uma Corporação (companhia de capital disperso e sem acionista controlador), incluindo oferta pública de distribuição primária e secundária de ações ou de UNITS de emissão da Copel.

No exercício social encerrado em 31.12.2023, os auditores independentes receberam honorários no valor de R\$ 11,2 milhões, sendo R\$ 5,5 milhões referentes aos serviços regulares de auditoria independente, R\$ 5,4 milhões referente a serviços de auditoria relacionados a Oferta Pública de Ações e R\$ 0,2 milhão de serviços não relacionados à auditoria independente referentes a revisão de procedimentos fiscais e tributários, asseguarção das informações do Relato Integrado e da estrutura de controles para o processo de compilação e apuração de índice financeiro.

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 Estatutário, órgão de assessoramento 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.

2.2. Dimensão Social

A Copel está comprometida com os seus diversos públicos, 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, 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 Copel formaliza as diretrizes para prevenir, mitigar e reparar violações que possam ocorrer na Companhia, em sua cadeia produtiva ou em comunidades impactadas, propiciando ambientes de trabalho decentes, inclusivos e eliminando desigualdades.

Para consolidar sua aplicação, a Copel está uniformizando parâmetros de monitoramento e avaliação, incluindo a previsão de devida diligência para fornecedores e formalização de 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 das suas subsidiárias 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 na Copel para prevenir violações de direitos humanos, identificar pontos e de melhoria.

A Copel também realizou em 2022 e 2023, capacitação sobre devida diligência em direitos humanos para áreas-chave, incluindo gestores de compras e da gestão socioambiental das subsidiárias, 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, prevenção, reporte e avanço do processo de diligência nas empresas.

2.2.2. Responsabilidade Social

Ciente de seu papel preponderante na sociedade, a Copel desenvolve programas, projetos e ações que beneficiam a comunidade, considerando as expectativas dos públicos de relacionamento em suas decisões, bem como busca alternativas que promovem 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 desenvolve outras ações voltadas às comunidades dentro do escopo da sustentabilidade empresarial e de forma corporativa, como por exemplo: voluntariado corporativo (EletriCidadania), hortas comunitárias em espaços ociosos (Cultivar Energia), programa de promoção dos ODS (Educa ODS), programas de direitos humanos e diversidade.

Em 2022, a Copel 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. A política também reforça o princípio da conexão com os ODS priorizados pela Copel como critério para definição dos investimentos sociais.

As subsidiárias devem relatar as doações e contribuições voluntárias e não voluntárias à Diretoria Adjunta 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.

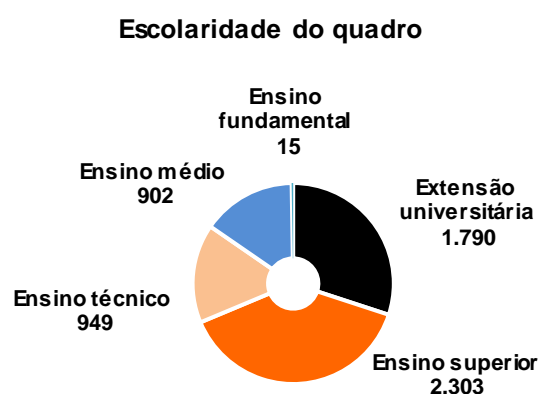
2.2.3. Gestão de Pessoas

A Política Gestão de Pessoas - Recursos Humanos da Copel reconhece que os empregados são o principal valor da Companhia e estabelece princípios e diretrizes visando o desenvolvimento, valorização, manutenção da saúde, segurança e qualidade de vida das pessoas. Esta política está alinhada às melhores práticas de mercado e serve de base para a tomada de decisão e implantação de programas e ações, de acordo com o planejamento estratégico corporativo.

A relação de trabalho com os empregados é conduzida com base nos valores da Copel (ética, respeito às pessoas, dedicação, transparência, segurança e saúde, responsabilidade e inovação) e no respeito aos preceitos universais, constitucionais e legais.

Com a transformação em corporação em 11.08.2023, a Copel deixou de ter obrigações impostas às empresas de economia mista e alguns aspectos trabalhistas ganharam maior flexibilidade, como, por exemplo, a possibilidade de aproveitamento do quadro interno, uma vez que a transposição entre carreiras agora é permitida, facilitando assim a mobilidade dos profissionais.

Em busca da eficiência nos negócios, a Copel não promoveu novas contratações no último ano e estabeleceu um Programa de Demissão Voluntária – PDV, cujos desligamentos estão previstos para agosto de 2024 e



representam uma redução de 1.438 empregados no seu quadro próprio.

A Copel possuía 5.959 empregados no quadro próprio em 31.12.2023 e 6.033 em 31.12.2022. Foram admitidos/reintegrados 3 empregados em 2023. Durante o mesmo período, 77 empregados desligaram-se da Companhia. A taxa de rotatividade foi de 0,7% em 2023 e 3,9% em 2022.

Para apoiar as áreas operacionais e funções específicas, a Companhia estabeleceu uma política de terceirização, onde estão previstas as diretrizes para contratações de terceiros. As contratações seguem as exigências legais e de segurança do trabalho, além de regras e disposições internas definidas no Manual do Fornecedor e no Regulamento de Contratação. Cabe ao gestor do contrato acompanhar e fiscalizar todo o processo, da contratação à execução e entrega do trabalho contratado.

A Copel é reconhecida por suas boas práticas em gestão de pessoas. Em 2022 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. E em 2023, o programa corporativo Plenamente, voltado à saúde psicoemocional, foi reconhecido no Prêmio Ser Humano, organizado pela Associação Brasileira de Recursos Humanos (ABRH). A iniciativa conquistou o 2º lugar da premiação na categoria excelência organizacional. A Companhia também celebrou a conquista da certificação "Excelência em Gestão Ouro" no Prêmio Nacional de Qualidade de Vida (PNQV), concedido pela Associação Brasileira de Qualidade de Vida – ABQV.

• **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.

Por meio da Fundação Copel de Previdência e Assistência Social, da qual a Copel 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 Copel 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. Além do *Home Office*, são ofertados benefícios relacionados a flexibilidade de horário trabalho: jornada semanal de 40 horas, horário de trabalho flexível, ausência abonada, banco de horas e redução de jornada de 8 horas para 6 horas diárias, conforme critérios previstos em norma interna.

A Companhia ainda oferece benefícios para seus empregados que impactam positivamente na qualidade de vida de seus familiares, como: liberação para acompanhamento de familiar, liberação para realização do pré-natal e acompanhamento da gestante.

Os cuidados também se estendem à saúde mental. Por meio do programa Plenamente, são realizadas ações voltadas ao autocuidado, suporte psicológico e psicoeducação. Em 2023, 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 com foco no cuidado com os empregados, a Copel criou a Unidade de Atenção Primária à Saúde - APS, em parceria da Fundação Copel no polo Km3 – maior polo da Companhia. 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, o Programa Bem Gestar, 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 2023 (R\$ 2.434,71) e o salário mínimo nacional vigente naquela data (R\$ 1.212,00 e R\$ 1.320,00 respectivamente) era de 1,84 vezes, não havendo diferença significativa no mesmo período relativamente à proporção de salário-base entre homens e mulheres.

- **Relações trabalhistas**

A Companhia se relaciona com 18 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 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.

Para que os empregados possam conhecer todos os detalhes do Nossa Energia, é disponibilizado uma trilha de aprendizagem que apresenta os conteúdos relacionados a gestão por competências, modelo e processo do Nossa Energia e também sobre plano de desenvolvimento.

- **Desenvolvimento de Pessoas**

A Copel 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. Uma das diretrizes da Política de Gestão de Pessoas, é “promover ações de capacitação das lideranças e empregados, buscando o aprimoramento de suas habilidades e competências para a obtenção de níveis de excelência de desempenho, bem como incentivar o protagonismo na busca do autodesenvolvimento.

A Companhia promove diversas ações de desenvolvimento, que 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 valoriza a educação continuada e o desenvolvimento profissional dos empregados é orientado pela gestão de competências, determinada pela identificação das necessidades de treinamento e capacitação do quadro de pessoal. 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. Lá é possível encontrar oportunidades para aprender sobre assuntos relacionados a inovação; comunicação; melhoria de processos; técnicas e ferramentas para a gestão; qualidade de vida no trabalho; criatividade; transformação digital, dentre outros temas atuais e relevantes. Em 2023 tivemos um maior engajamento na Comunidade Virtual. 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.

Em 2023 a Copel lançou uma nova plataforma de *learning*, UNI - um *hub* de aprendizagem corporativa construído em parceria com fornecedor externo. A plataforma facilita a aprendizagem, o desenvolvimento de habilidades e a análise de dados em tempo real. Em 2023 foram lançadas trilhas contemplando 3 escolas: Escola de Inovação e Transformação Digital, Escola de Liderança e Escola ESG. Em 2024 a previsão é de lançar mais 3 escolas, ampliando cada vez mais o protagonismo dos empregados em seu desenvolvimento.

Além das ações corporativas, cada diretoria tem autonomia para desenvolver ações específicas de desenvolvimento de acordo com as estratégias dos seus negócios.

Destacam-se, a seguir, alguns dos programas de desenvolvimento corporativos realizados em 2023:

- **Plano de Desenvolvimento Continuado de Administradores:** visando o aperfeiçoamento dos membros do conselho e administradores da Companhia, desde 2017 a Copel vem promovendo o desenvolvimento desse público. Em 2022 foi estabelecido o Plano de Desenvolvimento Continuado dos Administradores, que desde então foi executado em parceria com o Instituto Brasileiro de Governança Corporativa – IBGC. 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. Em 2023, dando sequência ao Plano de Desenvolvimento Continuado dos Administradores foram realizados workshops com conteúdo de interesse dos membros dos órgãos estatutários. Os conteúdos abordados em parceria com o IBGC foram: capital humano, comunicação, missão do conselho e papel do conselheiro, cenarização conselho do futuro, ESG, conselho fiscal na prática, inovação e tendências, relacionamento

e decisões colegiadas e processos do conselho de administração.

- **Programa de Desenvolvimento da Liderança – PDL:** O desenvolvimento da liderança é um processo contínuo de aprimorar as habilidades, conhecimentos e qualidades de liderança de indivíduos em uma organização. Isso inclui treinamento, orientação e oportunidades de aprendizado para capacitar líderes a inspirar, motivar e guiar suas equipes de maneira eficaz, aprimorando o desempenho organizacional e promovendo um ambiente de trabalho saudável e produtivo. Em 2023 a Copel iniciou um grande Programa de Desenvolvimento da Liderança - PDL com objetivo de melhorar a performance e desempenho dos líderes em suas equipes, agregando resultado para as pessoas e para Companhia. Uma das iniciativas do PDL 2023 foi a promoção do Workshop “Ciclos de Performance e Conversas de Desenvolvimento”, que contou com a presença de mais de 280 gestores. O objetivo do workshop foi potencializar a reflexão sobre os próximos passos de carreira através de conteúdos, informações e ferramentas, de forma a favorecer o apoio dos líderes na construção dos planos de desenvolvimento com os empregados, facilitando os movimentos de carreira e estimulando o protagonismo. O evento foi conduzido por consultoria especializada em soluções sobre gestão de carreira e desenvolvimento organizacional. Além disso, foi disponibilizado a todos os empregados webséries sobre carreira disponibilizadas no *streaming* 'Diálogos de Carreira'.

- **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, 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, 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.

A segunda fase do programa que ocorreu no segundo semestre de 2023, contou com a participação de 50 líderes femininas. O foco principal da formação foi a liderança com base na autoliderança e foram realizados 8 encontros que tiveram como principais direcionamentos a busca da excelência, alinhamento de foco, inovação aplicada, singularidade, preparação para o futuro, importância da escuta ativa e fala assertiva e disciplina.

- **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 2023, foi realizado o Treinamento Anual de LGPD Ciclo 2023 para 100% dos empregados, além de treinamentos pontuais para empregados responsáveis pelo tratamento de dados ou de políticas internas referentes ao tema. Ainda sobre este tema, em 2023 a Copel promoveu a palestra

“LGPD, Privacidade e Proteção de Dados - além do conceito”, que abordou os desafios e as responsabilidades da proteção de dados, a partir do ponto de vista do órgão regulador do tema: a Autoridade Nacional de Proteção de Dados - ANPD.

- **Treinamentos na temática de Sustentabilidade e Diversidade:** Em 2023 a Copel promoveu uma ampla programação de treinamentos, palestras e ações de sensibilização e conscientização para empregados e público externo sobre direitos humanos, riscos, diversidade, acessibilidade e especialmente sustentabilidade. Sobre o último tema houve treinamento de "Atualidades em Sustentabilidade", vinculado ao Programa EducaODS, com o objetivo de ampliar o conhecimento sobre temas relacionados à sustentabilidade e suas interações com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS), direitos humanos e a relevância da due diligence. O treinamento, que registrou 364 participações, foi realizado de forma híbrida, permitindo que o público pudesse escolher entre participar presencialmente ou de forma remota, conforme suas preferências e necessidades.
- Também foi realizado o evento sobre **Due Diligence em Direitos Humanos – Inspeções em Campo**, com o objetivo de capacitar os profissionais da Copel para realizar inspeções em trabalhos de campo com a finalidade de detectar possíveis irregularidades, riscos ou impactos negativos relacionados aos direitos humanos. Além de treinar o olhar dos profissionais para identificar violações mesmo que não verbalizadas.
- **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.
- **Programa de Cibersegurança:** Seguindo o Planejamento Estratégico e a Política de Segurança da Informação da Copel - NPC 0301, a gestão da Cibersegurança na Companhia é tratada de maneira ampla e sistêmica. Seu início está no Planejamento Estratégico por meio da diretriz “Elevar continuamente os níveis de segurança cibernética”, definida de maneira conjunta entre a alta direção e os conselhos da Companhia. Adicionalmente, seu desdobramento atinge os diversos níveis da Copel através de objetivos e metas para a Holding e todas as subsidiárias integrais. Em dezembro de 2021 a Copel contratou a KnowBe4, plataforma integrada para treinamento de conscientização em segurança da informação, combinada com ataques simulados de phishing, iniciando assim o Programa de Conscientização em Segurança da Informação, que tem como objetivo capacitar e conscientizar a força de trabalho para adotar comportamentos defensivos em cibersegurança.

Ao longo de 2023 foi investido fortemente na sensibilização da força de trabalho e o público geral participou de 4 campanhas que abordaram os temas: ameaças comuns na rede, incidentes e conscientização de cibersegurança e *phishings*. Os diretores participaram de 2 campanhas dedicadas à executivos da alta direção que abordaram os temas: ameaças comuns e crimes cibernéticos.

O programa continua em 2024, com novas campanhas considerando o estágio de maturidade do público geral sobre o tema.

- **COPEL 4.0:** As iniciativas de experimentação e agilidade passam a ser componentes cada vez mais presentes no desenvolvimento de projetos e produtos digitais, apoiando os profissionais para atuarem neste ambiente moderno e integrado. Assim, investindo no desenvolvimento dos copelianos, ampliando suas habilidades e garantindo os resultados almejados pela companhia. Portanto, o digital permanece sendo um pilar construído sobre a inovação e a segurança, contribuindo para eficiência e crescimento dos negócios. Aproveitando o tema desenvolvimento, nos meses de agosto e dezembro de 2023 foram realizadas mais ações da iniciativa do COPEL 4.0: dois webinar voltados para Inteligência Artificial Generativa e uma live sobre as novas possibilidades do office 365. Para esses eventos a Copel contou com parceiros como: *Gartner, Microsoft e Brasoftware*.

2.2.4. Fornecedores

A Copel 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.

A Copel realiza a avaliação dos fornecedores, com o objetivo de dar maior suporte ao processo de gerenciamento de riscos na cadeia de suprimentos. O processo 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 Copel 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 envia aos seus fornecedores a 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, e impedimento de contratação até a rescisão contratual e comunicação aos órgãos legais competentes sobre possível infração.

2.2.5. Pesquisa & Desenvolvimento - P&D e Programa de Eficiência Energética

- PEE

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 regulatória para projetos de P&D e PEE.

Geração e Transmissão

Em 2023, a Copel GeT aplicou R\$ 22,8 milhões na execução de 18 projetos de P&D. Em 3 projetos, participou de forma cooperada com outras empresas. O destaque deste ano está na efetivação do licenciamento do equipamento MEDCAP ,(que foi desenvolvido para ser utilizado em bancos de capacitores, verificando a capacitância sem a necessidade de sua retirada para ensaio, otimizando significativamente o tempo de prova), que já se encontra disponível no mercado, e do comissionamento de um transformador na usina GPS construído de acordo com metodologia de projeto inovadora, baseada em uso de óleo vegetal e papel híbrido, agregando aumento da vida útil em cerca de 30% e reduzindo possíveis impactos no meio ambiente. Tais inovações são frutos de dois projetos de P&D em conclusão da Cadeia da Inovação Aneel.

Distribuição

Em 2023, a Copel DIS investiu R\$ 15,2 milhões aplicados em 23 projetos. Os principais destaques do exercício foram “Reforço estrutural para regiões rurais – Qualidade do serviço”, “Plataforma de baixo custo – Qualidade do serviço”, “Capacete de sensor elétrico” e “Projeto P&D Eletrovias”. Esse último conquistou o Prêmio de Melhor Trabalho de Pesquisa e Desenvolvimento e o Prêmio de Melhor Trabalho Geral no evento do Circuito Nacional do Setor Elétrico – CINASE Região Sul, reconhecendo sua excelência técnica e sua relevância global. Ainda nesse exercício, a Copel DIS aplicou R\$ 82,3 milhões com recursos do PEE na execução de 191 projetos.

2.3. Dimensão Ambiental

O comprometimento da Copel 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 potencializar os 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 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.

Entre 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 os planos de desinvestimentos na Usina Termelétrica de Araucária (UEGA) e na Compagás.

Outra diretriz está relacionada à comercialização de certificados i-REC nos negócios de geração e comercialização de energia pela Copel Comercialização.

Adicionalmente, a Companhia tem desenvolvido tecnologia para melhorar a gestão da distribuição de eletricidade com a modernização dos ativos e ampliação do Programa Smart Grid, de redes inteligentes.

Além disso, a remuneração variável (Prêmio por Desempenho) da Companhia considera metas ESG, sendo algumas relacionadas ao Plano de Neutralidade, considerando as especificidades de cada subsidiária integral e de cada diretoria da Copel Holding.

2.3.3. Biodiversidade

Os ativos da Copel 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 em prol da biodiversidade incluem:

- Proteção e/ou restauração de áreas destinadas à compensação das supressões vegetais 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, transmissão e distribuição 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

BALANÇO SOCIAL ANUAL				
Em dezembro de 2023 e 2022				
(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)				
		2023	2022	
1 - BASE DE CÁLCULO				
NE 30	Receita Líquida - RL	21.479.468	20.535.341	
2 - INDICADORES SOCIAIS INTERNOS		% Sobre RL		% Sobre RL
	Remuneração dos administradores	21.305	0,1	18.717
	Remuneração dos empregados	931.178	4,3	811.167
	Alimentação (Auxílio alimentação e outros)	149.362	0,7	131.317
	Encargos sociais compulsórios	292.603	1,4	275.092
	Plano previdenciário	77.768	0,4	71.279
	Saúde (Plano assistencial)	225.918	1,1	225.724
	Capacitação e desenvolvimento profissional	13.923	0,1	8.596
	Provisões por desempenho e participação nos lucros	176.043	0,8	42.008
	Programa de desligamentos voluntários	610.057	2,8	(9.315)
	Cultura	3.266	0,0	2.813
	Creches ou auxílio-creche	1.277	0,0	1.496
	Segurança e saúde no trabalho	5.230	0,0	7.289
	Educação	2.547	0,0	2.265
	Benefício maternidade prorrogado	432	0,0	399
	Vale transporte excedente	153	0,0	132
	Total	2.511.062	11,7	1.588.979
3 - INDICADORES SOCIAIS EXTERNOS		% Sobre RL		% Sobre RL
	Cultura	12.308	0,1	16.672
	Saúde e saneamento	1.482	0,0	10
	Esporte	11.586	0,1	9.036
	Programa Morar bem	2.747	0,0	-
	Fundo para a infância e a adolescência	971	0,0	937
	Pesquisa & Desenvolvimento	70.156	0,3	59.848
	Programa de Eficiência Energética	82.288	0,4	77.390
	Fundo do idoso	971	0,0	937
	Outros	2.882	0,0	4.015
	Total das contribuições para a sociedade	185.391	0,9	168.845
	Tributos (excluídos encargos sociais)	8.690.719	40,5	9.689.798
	Total	8.876.110	41,4	9.858.643
4 - INDICADORES AMBIENTAIS		% Sobre RL		% Sobre RL
	Investimentos e gastos com manutenção nos processos operacionais para a melhoria do meio ambiente	559.863	2,6	497.622
	Investimentos e gastos com a preservação e/ou recuperação de ambientes degradados	3.709	0,0	5.655
	Investimentos e gastos com a educação ambiental para empregados, terceirizados, autônomos e administradores da entidade	83	0,0	62
	Investimentos e gastos com educação ambiental para a comunidade	686	0,0	508
	Investimentos e gastos com outros projetos ambientais	4.556	0,0	3.795
	Total	568.897	2,6	507.642

NE - Nota Explicativa

	2023	2022
(1) Quantidade de sanções ambientais judiciais no exercício	23	32
Valor das sanções ambientais (R\$ Mil)	5	11
Metas ambientais	2023	Metas 2024
- Quanto ao estabelecimento de metas anuais para minimizar resíduos, o consumo em geral na produção/operação e aumentar a eficácia na utilização de recursos naturais, a empresa:	() 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%
5 - INDICADORES DO CORPO FUNCIONAL (inclui controladas)	2023	2022
Empregados no final do período	5.959	6.033
Admissões e readmissões	3	3
Escolaridade dos empregados(as):	Homens Mulheres Total	Homens Mulheres Total
Extensão universitária	1.249 541 1.790	1.194 514 1.708
Ensino superior	1.743 560 2.303	1.618 540 2.158
Ensino técnico	892 57 949	926 67 993
Ensino médio	752 150 902	961 197 1.158
Ensino fundamental	15 0 15	12 0 12
Faixa etária dos empregados(as):		
De 18 até 30 anos (exclusive)	14	44
De 30 até 45 anos (exclusive)	3.011	3.282
De 45 até 60 anos (exclusive)	2.640	2.494
60 anos ou mais	294	212
Mulheres que trabalham na empresa	1.309	1.318
% Mulheres em cargos gerenciais:		
em relação ao nº total de mulheres	7,0	7,0
em relação ao nº total de gerentes	22,1	23,1
Negros(as) que trabalham na empresa	760	777
% Negros(as) em cargos gerenciais:		
em relação ao nº total de negros(as)	4,5	4,5
em relação ao nº total de gerentes	8,3	8,8
Portadores(as) de necessidades especiais	152	125
Dependentes	21.898	21.592
Terceirizados	8.550	8.627
(2) Aprendiz (es)	166	121
(2) Estagiários(as)	370	310
Empregados com mais de 10 anos de serviço	5.534	5.352
Divisão do maior salário da empresa pelo menor salário - incluindo administradores	13	13
Quantidade de empregados com salário superior a 2 salários mínimos	5.818	5.898
Processos trabalhistas		
Nº de processos trabalhistas em andamento no final do exercício	3.818	4.822
Nº de processos incluídos no exercício	979	1.265
Nº de processos trabalhistas encerrados no exercício	1.579	1.237

	2023	2022
6 - INFORMAÇÕES RELEVANTES QUANTO AO EXERCÍCIO DA CIDADANIA EMPRESARIAL		
(3) Número total de Acidentes de Trabalho (inclui acidentes com contratados)	111	123
Número total de reclamações e críticas de consumidores:		
na empresa	25.289	32.020
(4) de segundo nível	6.066	5.345
na Justiça	8.317	7.310
% de reclamações e críticas atendidas ou solucionadas:		
na empresa	98,5%	100,0%
(4) de segundo nível	100,0%	100,0%
na Justiça	10,6%	6,8%
	2023	Metas 2024
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por	direção e gerências	direção e gerências
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por:	todos + Cipa	todos + Cipa
Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos trabalhadores, a empresa:	incentiva e segue a OIT	incentivará e seguirá a OIT
A previdência privada contempla:	todos	todos
A participação dos lucros ou resultados contempla:	todos	todos
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:	são exigidos	serão exigidos
Quanto à participação dos empregados em programas de trabalho voluntário, a empresa:	organiza e incentiva	organizará e incentivará
7- GERAÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DE RIQUEZA		
	2023	2022
Valor adicionado total a distribuir	15.447.086	15.221.897
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):		
Terceiros	14,2%	18,8%
Pessoal	13,9%	8,3%
Governo	55,1%	63,2%
Acionistas	6,8%	6,3%
Retido	7,1%	1,7%
(5) Operações descontinuadas	2,9%	1,7%
8 - OUTRAS INFORMAÇÕES		
<ul style="list-style-type: none"> • 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, 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. • As notas explicativas - NEs são parte integrante das Demonstrações Financeiras e também contêm outras informações de natureza socioambiental não contempladas neste Balanço Social. • 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. • Os indicadores sociais, ambientais e de RH constantes no Balanço Social contemplam valores das operações descontinuadas decorrentes do desinvestimento da UEG Araucária e Compagas 		
(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.		
(4) Inclui as reclamações no Procon, Ouvidoria, Consumidor.gov e Aneel julgadas procedentes.		
(5) Decorrentes do processo de desinvestimento da UEG Araucária e Compagas		

3. DESEMPENHO OPERACIONAL

3.1. Análise macroeconômica

Em 2023, o País vivenciou diversos tensionamentos, desde a transição da gestão anterior do Governo Federal para a atual, passando às consequentes reorientações de política econômica, destacando-se aí a política fiscal de curto prazo (com a proposição do assim chamado arcabouço fiscal), e, em termos de longo prazo, a reforma tributária.

Do ponto de vista econômico, as definições da política monetária no mundo desenvolvido e principalmente a da norte-americana vieram parcialmente condicionando a condução monetária doméstica. Em outra via, prosseguiu aprofundamento da fragilidade da economia argentina, importante parceira comercial do Brasil no continente.

Por outro lado, observou-se reversão do ciclo de alta internacional de *commodities* e, ao mesmo tempo, a continuidade de recuperação de cadeias mundiais de suprimento anteriormente afetadas pela pandemia da COVID. Essas condições propiciaram redução dos níveis inflacionários internos. A queda do IPCA levantado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE, de 10,1% em 2021 para 5,8% em 2022 e 4,6% em 2023 possibilitou o início e manutenção do ciclo de redução dos juros básicos gerida pela autoridade monetária. Em outra frente, o fim de longo período de estiagem ocorrido entre 2021 e 2022 permitiu avanços de produção relevantes em alguns setores. A mencionada normalização do clima propiciou ao País atingir sua maior safra agrícola, que foi decisiva para o crescimento acumulado do PIB brasileiro em 3,2% até o terceiro trimestre de 2023, segundo o IBGE.

Por sua vez, alguns segmentos tiveram seus desempenhos progressivamente influenciados pela mencionada queda da inflação e pela expressiva recuperação do mercado de trabalho, tendo, ainda, em parte, sido favorecidos pelo programa federal de transferência de renda e de política setorial voltada ao setor automotivo ainda no primeiro semestre. Esse conjunto de fatores permitiu relativa recuperação dos padrões de consumo, com expansão de 3,4% registrada pelas contas nacionais trimestrais do IBGE, até o terceiro trimestre, beneficiando o crescimento de ramos específicos dos setores de serviços como alojamento e de locação imobiliária e o de venda de veículos, segundo Pesquisa Mensal de Serviços (PMS) e Pesquisa Mensal do Comércio (PMC) do IBGE. Por outro lado, o quadro de incertezas acima tratado desfavoreceu de modo geral a indústria de transformação e particularmente a despesa em investimento, com o que a formação bruta de capital fixo declinou 2,5% até setembro, conforme o IBGE.

Esse quadro se reproduziu no Paraná, entretanto, com efeitos mais pronunciados sobre sua atividade econômica. Conforme o Instituto Paranaense de Desenvolvimento Econômico e Social - Iparde, órgão de pesquisa e estatística do Governo do Paraná, o PIB paranaense acumulou crescimento de 6,9% até o terceiro trimestre do ano, impulsionado por safra de grãos recorde. Em boa medida, essas performances foram corroboradas pelo mercado externo, tendo em vista o crescimento das exportações estaduais, segundo a Secretaria do Comércio Exterior - SECEX, de 13,7% em 2023 – muito superiores às do País, com crescimento

de apenas 1,7% no período.

A taxa de desocupação calculada pelo IBGE atingiu 4,6% no terceiro trimestre do ano, um dos menores patamares da série histórica para o Estado, tendo decorrido de elevados níveis de ocupação. Essa situação favoreceu o setor de serviços do Estado, com expansão acumulada de 3,9% de seu PIB até o terceiro trimestre.

Para números consolidados do ano pelos órgãos oficiais de estatística é possível esperar para a economia paranaense crescimento significativamente superior ao da média brasileira, à qual o Relatório Focus, no momento de elaboração desta nota, registra expectativa mediana de 2,9% de expansão para 2023.

3.2. Ambiente regulatório

O ano de 2023 foi marcado pelo debate relacionado à transição energética; eventos climáticos, como os decorrentes do El Niño; pela ampliação do mercado livre e dos desafios impostos pela modernização, segurança, flexibilidade e sustentabilidade de longo prazo para a operação do sistema devido ao peso cada vez maior de fontes renováveis de origem eólica e solar na matriz elétrica brasileira.

O ano também foi marcado pelos recordes de geração das fontes renováveis, sobretudo a solar — que durante o mês de novembro de 2023, registrou, segundo o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, 25 recordes de geração solar fotovoltaica considerando o Sistema Interligado Nacional - SIN e os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste — aliado ao forte crescimento da micro e minigeração distribuída no período.

De acordo com dados do Sistema de Informações de Geração da Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, em 2023 o país alcançou 199.324,5 MW de potência fiscalizada, 83,67% oriundos de fontes renováveis, com um incremento recorde de 10.324,2 MW na matriz elétrica em comparação a 2022, sendo os parques eólicos contribuindo em cerca de 47% neste aumento recorde.

Quanto às ações do Ministério de Minas e Energia - MME, cabe inicialmente destacar as Consultas Públicas: (i) nº 152/2023 sobre as concessões vincendas de distribuição, submetendo à Consulta Pública as diretrizes a serem observadas pelo MME na condução do processo das 20 concessões de distribuição de energia elétrica com vencimentos entre 2025 a 2031 — o que não é o caso da Copel Distribuição, cujo vencimento do seu contrato de concessão é em 07.07.2045; (ii) consulta nº 156/2023 sobre proposta de Portaria Normativa para estabelecer diretrizes gerais para o enfrentamento de situações emergenciais de restrição temporária do fornecimento de energia elétrica ou situações com potencial risco iminente de suspensão do fornecimento de energia elétrica, no Sistema Elétrico Brasileiro, relacionadas a ações específicas deliberadas pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE, (iii) consulta nº 157/2023, em que foi debatida a proposta de Resolução do CNPE para reestruturar a governança institucional e as diretrizes das metodologias e programas computacionais do setor elétrico brasileiro, e por fim, a (iv) consulta nº 158/2023, em que foi discutida a proposta de Portaria Normativa para estabelecer diretrizes para a otimização do uso de geração

de energia elétrica inflexível proveniente de usinas termelétricas no SIN em cenário de excedentes energéticos.

Também no âmbito do MME, destaca-se a instituição, em março de 2023, por meio da Portaria Normativa nº 61/2023, o Protocolo Geral de Segurança e de Gerenciamento de situações Crises de Ativos de Infraestrutura de Energia Elétrica, Mineração, Petróleo e seus derivados, Gás Natural e Biocombustíveis (PGC), para o gerenciamento de crises decorrentes de incidentes que comprometam a integridade ou disponibilidade dos serviços, bem como o Comitê de Gerenciamento de Crise - CGC, composto por representantes do MME e Diretores Gerais das agências reguladoras de energia elétrica (Aneel), mineração (ANM), petróleo, gás natural e biocombustíveis (ANP) e por fim, da Autoridade Nacional de Segurança Nuclear (ANSN).

Dentre outros temas debatidos no setor, destacam-se também a publicação pela Aneel da Resolução Normativa nº 1.062/2023 para considerar os aprimoramentos em relação à prestação e remuneração de serviços ancilares no SIN, obtidos por meio da Consulta Pública nº 83/2021, bem como a possibilidade de o ONS dispor, mediante autorização específica da Aneel, de produtos alternativos para prestação de serviços ancilares em ambiente regulatório experimental.

Além disso, o Governo Federal publicou em dezembro de 2023 o Decreto nº 11.835/2023 para alterar os Decretos nº 5.177/2004, nº 6.353/2008 nº 10.707/2021, no intuito principal de promover mudanças na estrutura de governança da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, garantir arcabouço legal para representação de consumidores com carga inferior a 500 kW por meio de agentes varejistas e reforçar a possibilidade da atuação da Câmara em sistemas de certificação de energia.

Nessa mesma temática, a Aneel publicou a Resolução Normativa nº 1.081 em dezembro de 2023, no intuito do aprimoramento do arcabouço normativo que trata da comercialização varejista sob a ótica da flexibilização dos requisitos de migração para o Ambiente de Contratação Livre.

Cabe destacar também no âmbito da Aneel, a Consulta Pública nº 012/2023 para obter subsídios para aprimorar a elaboração do Plano Estratégico Quinquenal de Inovação (PEQuI 2023-2028) do Programa de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PDI Aneel), bem como a Consulta Pública nº 018/2023, objetivando obter subsídios no aprimoramento da minuta da Chamada nº 23/2023 do Projeto de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação Estratégico intitulado “Hidrogênio Renovável no Contexto do Setor Elétrico Brasileiro”, considerando que o hidrogênio pode ser produzido a partir de fontes renováveis de eletricidade, como a hidráulica, a eólica e a solar, tornando-o um vetor de transporte e de armazenamento para a energia limpa e segundo a Aneel, “mais um elo na cadeia de tendências que impulsionam o crescimento da demanda por eletricidade”.

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 nº 414/2021 e nº 1.917/2015 não avançaram em 2023.

Geração

Em abril de 2023, a Aneel publicou a Resolução Normativa nº 1.063/2023 que alterou a Resolução Normativa nº 846/2019, de modo a estabelecer procedimentos e critérios para a imposição de penalidades aos agentes do setor de energia associados à segurança de barragens de usinas hidrelétricas fiscalizadas pela agência reguladora, de acordo com o que determina a Lei nº 12.334/2010. Na sequência, em maio de 2023, a Aneel publicou a Resolução Normativa nº 1.064/2023 para estabelecer os critérios e ações de segurança de barragens associadas a estas usinas hidrelétricas fiscalizadas.

Em julho de 2023, a Aneel concluiu a Consulta Pública nº 45/2022, culminando na publicação da Resolução Normativa nº 1.067/2023, que alterou a Resolução Normativa nº 1.029/2022, consolidando os procedimentos e condições para obtenção e manutenção da situação operacional e definição de potência instalada e líquida de empreendimento de geração de energia elétrica.

Em agosto de 2023, a Aneel publicou a Resolução Normativa nº 1.070/2023, de modo a alterar as normas referentes aos procedimentos e requisitos para realização de estudos de inventário hidrelétrico de bacias hidrográficas, exploração e outorga de empreendimentos hidrelétricos, consolidados na Resolução Normativa nº 875/2020. Adicionalmente, publicou também a Resolução Normativa nº 1.071/2023 para disciplinar os requisitos e procedimentos necessários à obtenção de outorga de autorização de centrais geradoras eólicas, fotovoltaicas, termelétricas, híbridas e outras fontes alternativas, em substituição à Resolução Normativa nº 876/2020.

Cabe destacar também no período, a publicação pela Aneel da Resolução Normativa nº 1.077/2023 para estabelecer critérios para aprovar plano de transferência de controle societário de concessionário, permissionário ou autorizado de serviços e instalações de geração e de transmissão de energia elétrica, cujo empreendimento esteja em implantação ou em processo de ampliação, como alternativa à extinção da outorga, alterando desta forma a Resolução Normativa nº 846/2019.

Destaca-se também em 2023, a Consulta Pública nº 39/2023 da Aneel para aprimorar o Relatório de Análise de Impacto Regulatório sobre a regulamentação para o Armazenamento de Energia Elétrica, incluindo Usinas Reversíveis, objetivando elaborar futuras propostas de adequações regulatórias necessárias à inserção de sistemas de armazenamento no setor elétrico brasileiro.

Em relação aos leilões, em 2023, o MME promoveu dois Leilões de Energia Existente, o 30º Leilão de Energia Existente A-1 e o 31º Leilão de Energia Existente A-2, ambos realizados em 1º de dezembro de 2023 e negociando Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEARs na modalidade quantidade de energia.

Transmissão

Em 07.07.2023, a Aneel, por meio da Resolução Homologatória nº 3.216, estabeleceu o reajuste das Receitas Anuais Permitidas - RAP, para os ativos de transmissão de energia elétrica para o ciclo 2023-2024, com vigência a partir de 1º.07.2023 até 30.06.2024. De acordo com esta resolução, a RAP dos ativos de

transmissão da Copel GeT para o ciclo 2023/2024 passou a ser de R\$ 1.028,5 milhões, dos quais R\$ 976 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\$ 1.619,0 milhões, dos quais R\$ 1.561,7 milhões correspondem aos ativos em operação. Por meio do Despacho nº 402/2023, publicado em 03/03/2023, a Aneel decidiu por adiar a Revisão Tarifária Periódica de 2023 da RAP das concessionárias de transmissão prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783/2013, estabelecendo o prazo de 01.07.2024 para homologação da RAP integral destas concessionárias.

Conforme estabelecido na Portaria nº 67, de 21.08.2023, foram realizados dois Leilões de Transmissão em 2023. O Leilão de Transmissão Aneel nº 001/2023 ocorreu em 30.06.2023 e obteve todos os 9 lotes arrematados, com um deságio médio de 47% e expectativa de investimentos de R\$ 15,7 bilhões em transmissão. O Leilão de Transmissão Aneel nº 002/2023 ocorreu em 15.12.2023, com oferta de 3 lotes. Todos foram arrematados, com deságio médio de 41% e expectativa de investimentos de R\$ 21,8 bilhões em transmissão.

Comercialização

Com o advento da Portaria MME nº 50/2022, que flexibilizou, a partir de 1º de janeiro de 2024, o porte dos consumidores elegíveis a escolher livremente seu fornecedor de energia, o ano de 2023 foi marcado por um expressivo aumento no número de processos de migração de consumidores cativos para o ambiente de livre contratação.

Ainda em relação aos impactos da Portaria nº 50/2022, esta amplia o alcance do mercado livre de energia para mais de 100 mil consumidores ligados em alta tensão nas distribuidoras de energia, sendo um ponto de destaque a particularidade de que, no caso de consumidores do grupo A com demanda contratada inferior a 500 kW, estes devem, obrigatoriamente, ser representados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE por agentes habilitados à atividade de comercialização varejista.

Em 2023, a Aneel concluiu as seguintes consultas públicas sobre comercialização de energia:

- Foi aprovado, por meio da Resolução Normativa nº 1072/2023, o resultado da 2ª fase de Consulta Pública nº 011/2022, dando início ao “período sombra” do Monitoramento Prudencial do Mercado de Energia Elétrica, com duração prevista de 12 meses, e início a partir de 1º de novembro de 2023.
- Por sua vez, como resultado da Consulta Pública nº 28/2023, foram estabelecidos procedimentos e critérios para a abertura do mercado aos consumidores conectados na alta tensão e com carga individual inferior a 500 kW, culminando na Resolução Normativa nº 1081/2023.

Ainda em relação ao tema de comercialização de energia destacaram-se as seguintes consultas públicas, com prazo de contribuição finalizado em 2023, e previsão de conclusão pela Aneel a partir de 2024:

- Consulta Pública nº 039/2023, aberta com a finalidade de obter subsídios para o aprimoramento da regulamentação inerente ao armazenamento de energia, incluindo usinas reversíveis.
- Consulta Pública nº 20/2023, com o objetivo de regulamentar o artigo 4º da Lei nº 14120/2021, no que se refere ao término dos descontos nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, aplicáveis às fontes incentivadas.

Por fim, a Aneel promoveu alterações nas Regras e Procedimentos de Comercialização de Energia Elétrica por meio da Resolução Normativa nº 1080/2023. Dentre as alterações destacam-se: (i) a permissão, para que entidades da administração indireta da União, dos estados, do Distrito Federal e dos municípios, ainda que não tenham o mesmo CNPJ, possam ser enquadrados como consumidor especial para fins de migração para o ambiente livre, e (ii) uma alteração nas regras do cálculo de quotas do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia - Proinfa, a fim de propiciar maior automatização do cálculo, além de reduzir eventuais erros.

Distribuição

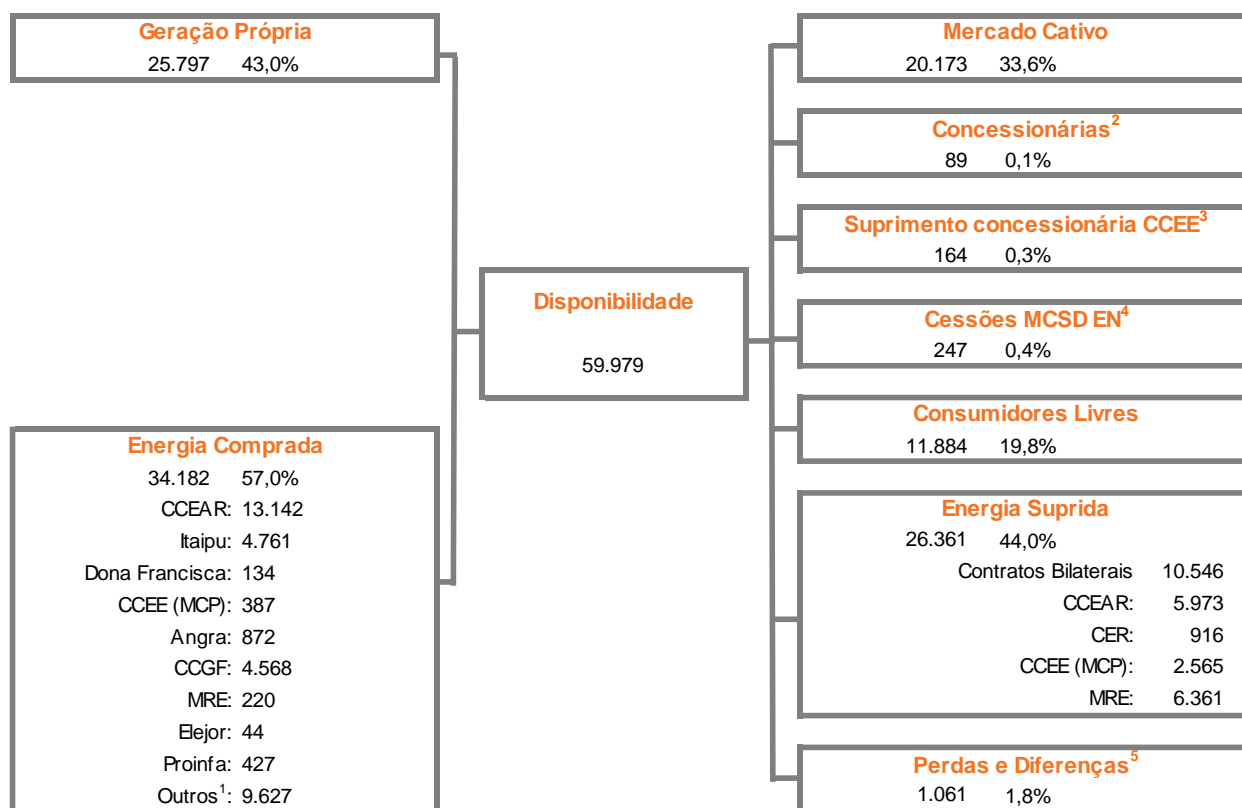
Em 2023, o setor de distribuição de energia elétrica foi marcado pelos desafios operacionais relacionados aos fenômenos climáticos, com eventos cada vez mais extremos e com efeitos devastadores na infraestrutura elétrica das áreas de atuação das distribuidoras.

Cabe destacar também no ano de 2023 o debate realizado, por meio da Consulta Pública nº 152/2023 do MME, a respeito do processo de prorrogação das concessões vincendas de distribuição, discutindo as diretrizes a serem observadas pelo Ministério na condução do processo de prorrogação das 20 concessões de distribuição de energia elétrica com vencimentos entre 2025 a 2031.

Outro destaque de 2023 foi a instituição da Política Nacional de Compartilhamento de Postes entre distribuidoras de energia elétrica e prestadoras de serviços de telecomunicações, denominada de "Poste Legal", através da Portaria Interministerial MCOM/MME nº 10.563/2023. Dentre os principais objetivos da Política Nacional de Compartilhamento de Postes, destacam-se: a otimização do uso de recursos e redução dos custos operacionais envolvendo compartilhamento de postes entre estes setores, fomentar a conformidade na ocupação dos postes de energia elétrica, reduzir riscos de acidentes envolvendo pessoas, infraestruturas e meio ambiente associados ao compartilhamento, promoção de serviços de qualidade, com menor custo, para o usuário de energia elétrica e dos serviços de telecomunicações, e por fim, contribuir para a ampliação da conectividade e da inclusão digital em áreas remotas ou rurais.

Sobre o tema relacionado à adequação dos regulamentos aplicáveis à micro e minigeração distribuída, foi discutido pela Aneel no âmbito Tomada de Subsídio nº 010/2023, alteração dos Procedimentos de Rede em face da representação da expansão da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD), no processo de planejamento e programação da operação eletroenergética do SIN e, conseqüentemente, na formação do Preço de Liquidação das Diferenças - PLD.

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



CCEAR: Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado.

CER: Contrato de Energia de Reserva.

CCEE (MVE): Liquidação financeira de excedentes de energia da distribuidora ao mercado livre através do Mecanismo de Venda de Excedentes

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

MRE: Mecanismo de Realocação de Energia.

CG: Centro de Gravidade do Submercado (diferença entre a energia faturada e a recebida no CG).

¹ Outros: Energia comprada pela Copel Comercialização e Copel Distribuição.

² Suprimento de energia a concessionárias e permissionárias com mercado próprio inferior a 500GWh/ano.

³ Suprimento de energia a distribuidora agente da CCEE, através de Contrato Bilateral Regulado - CBR.

⁴ Cessões MCSD EN - Cessões contratuais a outras distribuidoras através do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits de Energia Nova.

⁵ Inclui perdas da rede básica, perdas na distribuição, diferenças na alocação de Itaipu no CG, efeitos de MMGD e diferenças dos parques eólicos.

Não considera a energia produzida pela UTE Araucária vendida no mercado de curto prazo (MCP) ou através de contratos bilaterais.

3.3. Segmentos de Negócios

3.3.1. Geração

Em 31.12.2023, a Copel operava 62 usinas próprias e participava em 14 usinas, sendo 26 hidrelétricas, 47 eólicas, duas termelétricas e uma solar, com capacidade instalada total proporcional de 6.967,0 MW e garantia física de 3.236,0 MW médios, conforme quadro a seguir:

Usinas em Operação em 31.12.2023 - Características Físicas

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
Hidrelétricas							
UHE Gov. José Richa (Salto Caxias)	1.240,0	575,4	100%	1.240,0	575,4	18.02.1999	20.03.2033
UHE Gov. Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo)	1.260,0	558,3	100%	1.260,0	558,3	29.09.1992	25.09.2032
UHE Gov. Bento Munhoz da Rocha Netto (Foz do Areia-FDA)	1.676,0	575,3	100%	1.676,0	575,3	01.10.1980	21.12.2024
UHE Gov. Pedro Viriato Parigot de Souza (GPS)	260,0	103,6	100%	260,0	103,6	03.09.1971	03.01.2053
UHE Gov. Jayme Canet Júnior (Mauá)	363,1	188,5	51%	184,1	96,1	23.11.2012	28.06.2049
UHE Guaricana	36,0	16,1	100%	36,0	16,1	01.01.1957	21.07.2028
PCH 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
PCH Apucarantina	10,0	6,7	100%	10,0	6,7	06.04.1949	27.01.2027
PCH 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	-
PCH 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
UHE Santa Clara	120,2	66,0	70%	84,1	46,2	31.07.2005	10.05.2040
UHE Fundação	120,2	62,1	70%	84,1	43,5	23.06.2006	11.06.2040
UHE Dona Francisca	125,0	72,5	23%	28,8	16,7	05.02.2001	21.09.2037
PCH Arturo Andreoli	29,1	20,4	36%	10,4	7,3	25.10.2001	07.07.2034
CGH Santa Clara I	3,6	2,5	70%	2,5	1,7	13.08.2005	-
CGH Fundação I	2,5	2,1	70%	1,7	1,5	29.12.2006	-
Total das Hidrelétricas	5.982,4	2.654,3		5.369,3	2.332,5		
Termelétricas							
UTE Figueira ⁽¹⁾	20,0	17,7	100%	20,0	17,7	08.04.1963	26.03.2019
UTE Araucária ^{(2) (3)}	484,2	365,2	81,2%	393,1	296,5	27.09.2002	23.12.2029
Total das Termelétricas	504,2	382,9		413,1	314,2		

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
Eólicas							
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	01.02.1999	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
Aventura II	21,0	13,1	100%	21,0	13,1	08.07.2021	05.06.2053
Aventura III	25,2	15,5	100%	25,2	15,5	08.07.2021	11.06.2053
Aventura IV	29,4	18,5	100%	29,4	18,5	08.07.2021	05.06.2053
Aventura V	29,4	17,9	100%	29,4	17,9	08.07.2021	05.06.2053
Santa Rosa e Mundo Novo I	33,6	17,3	100%	33,6	17,3	08.02.2022	04.06.2053
Santa Rosa e Mundo Novo II	29,4	17,2	100%	29,4	17,2	01.12.2021	04.06.2053
Santa Rosa e Mundo Novo III	33,6	21,5	100%	33,6	21,5	05.01.2022	04.06.2053
Santa Rosa e Mundo Novo IV	33,6	21,0	100%	33,6	21,0	01.01.2022	01.06.2053
Santa Rosa e Mundo Novo V	25,2	15,8	100%	25,2	15,8	18.12.2021	01.06.2053
Santo Cristo	27,5	15,3	49%	13,5	7,5	30.06.2015	18.04.2047
Reduto	27,0	14,4	49%	13,2	7,1	26.06.2015	16.04.2047
São João	27,0	14,3	49%	13,2	7,0	30.06.2015	26.03.2047
Carnaúbas	27,0	13,1	49%	13,2	6,4	30.06.2015	09.04.2047
Total das Eólicas	1.238,9	618,4		1.183,5	589,3		

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
Solar							
Solar Paraná ⁽⁴⁾	2,3	-	49%	1,1	-	15.09.2021	15.09.2046
Total das Solares	2,3	-		1,1	-		
TOTAL DAS FONTES	7.727,8	3.655,6		6.967,0	3.236,0		

⁽¹⁾ Em 30.10.2023 foi submetido ao Poder Concedente o pedido de desistência ao requerimento de prorrogação da usina.

⁽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.

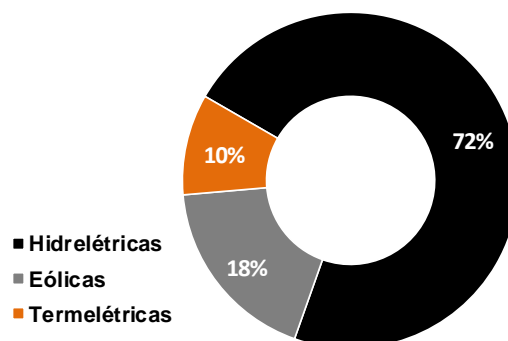
⁽⁴⁾ Esse empreendimento atua no ramo de geração distribuída, ou seja, não é classificada como empreendimento de geração objeto de autorização, concessão e/ou registro e também não comercializa energia na CCEE.

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.

No segmento de geração de energia elétrica, destacamos também:

- PCH Bela Vista:** A pequena central hidrelétrica, localizada no rio Chopim entre os municípios de Verê e São João, no Paraná com capacidade para produzir 29,81 MW. Em 2023, foi concluída a implantação da quarta unidade geradora, que entrou em operação comercial em 07.06.2023, de forma antecipada ao prazo de suprimento dos contratos de venda de energia elétrica comercializados no 28º Leilão de Energia Nova (Leilão Aneel nº 003/2018).
- UEG Araucária:** Realizado processo de desinvestimento de participação societária dos 81,2% da Copel na UEGA, por meio de procedimento competitivo, em sintonia com o Planejamento Estratégico Empresarial da Copel - Visão 2030 e atendimento à diretriz de descarbonização da matriz de geração da Companhia. O Contrato de Compra e Venda de Ações e Outras Avenças (CCVA) foi assinado com a empresa Âmbar Energia S.A. em 14.12.2023, conforme Fato Relevante 20/23. A operação está em análise pelo Conselho de Administração e Defesa Econômica (CADE), como procedimento sumário. O fechamento da operação está previsto para o primeiro trimestre de 2024.
- Renovação das Concessões das usinas GBM, GNB e GJR:** Em 11.08.2023 ocorreu a liquidação financeira da oferta base secundária de ações de titularidade do Estado do Paraná e da oferta base primária de novas ações da Copel, transformando a Copel em sociedade anônima de capital disperso e sem acionista controlador (Corporação). Em decorrência dessa operação, a Copel cumpriu com os requisitos para fins de obtenção de novos contratos de concessão para as usinas GBM, GNB e GJR, nos

**Parque de Geração
Garantia Física por Fonte**



termos da Lei nº 9.074/1995. Os novos contratos de concessão serão celebrados com o Poder Concedente em 2024.

- **Modernização da Usina Termelétrica de Figueira:** Em 30.10.2023, foi submetido ao Poder Concedente o pedido de desistência ao requerimento de prorrogação da concessão da usina, nos termos da Lei nº 12.783/2013, em virtude da diretriz do Conselho de Administração da Companhia, estabelecida no Planejamento Estratégico da Copel 2030, no sentido de descarbonizar portfólio atual e acelerar posicionamento em renováveis e nas avenidas da transição energética, por meio do Plano de Neutralidade em Carbono Copel.
- **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\$ 1.004,5 milhões.

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 20.612 MVA (megavolt amperes).

Linhas e Subestações de Transmissão em Operação em 31.12.2023

Linhas e Subestações de Transmissão		Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Capacidade Transformação (MVA)	Início de Operação Comercial	Vencimento da Outorga
Linhas e Subestações próprias				3.395	14.540		
Contrato nº 060/2001	Instalações de transmissão diversas ⁽¹⁾	Ambos	Diversas	2.129	12.590	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 - Paraguaiçu Paulista II C1 e C2	CD	230 kV	83	-	25.01.2016	25.02.2043
	SE Paraguaiçu 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 Andará 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
Sociedades de Propósito Específico				6.290	6.072		
Costa Oeste Transmissora de Energia S.A.							
Contrato nº 001/2012	100,0%						
LT Cascavel Norte - Cascavel Oeste		CS	230kV	29			
LT Cascavel Norte - Umuarama Sul		CS	230 kV	130	-	31.08.2014	12.01.2042
SE Umuarama Sul		-	230/138 kV	-	300	27.07.2014	
Caiuá Transmissora de Energia S.A.							
Contrato nº 007/2012	49,0%						
LT Umuarama - Guaíra		CS	230 kV	105	-	12.05.2014	10.05.2042
LT Cascavel Oeste - Cascavel Norte		CS	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	
Marumbi Transmissora de Energia S.A.							
Contrato nº 008/2012	100,0%						
LT Curitiba - Curitiba Leste		CS	525 kV	29	-	28.06.2015	10.05.2042
SE Curitiba Leste		-	525/230 kV	-	672		
Integração Maranhense e Transmissora de Energia S.A.							
Contrato nº 011/2012	49,0%						
LT Açailândia - Miranda II		CS	500 kV	365	-	02.12.2014	10.05.2042
Matrinchã Transmissora de Energia (TP NORTE) S.A.							
Contrato nº 012/2012	49,0%						
LT Paranatinga - Ribeirãozinho		CD	500 kV	710	-	29.07.2016	10.05.2042
LT Paranaíta - Cláudia		CD	500 kV	594	-	09.10.2015	
LT Cláudia - Paranatinga		CD	500 kV	708	-	29.07.2016	
LT Sinop - Intersecção Santa Carmen		CS	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	
Mata de Santa Genebra Transmissão S.A.							
Contrato nº 001/2014	50,1%						
SE Fernão Dias		-	500/440 kV		3.600	07.02.2020	15.05.2044
LT Bateias - Itatiba		CS	500 kV	414	-	05.03.2020	
LT Araraquara 2 - Itatiba		CS	500 kV	223	-	24.03.2020	
LT Araraquara 2 - Fernão Dias		CS	500 kV	250		03.05.2020	
Guaraciaba Transmissora de Energia S.A.							
Contrato nº 013/2012	49,0%						
LT Ribeirãozinho - Rio Verde Norte C3		CS	500 kV	240	-	30.08.2016	10.05.2042
LT Rio Verde Norte - Marimbondo II		CD	500 kV	690	-		
SE Marimbondo II		-	500 kV	-			
SE Rio Verde		-	500 kV	-			
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.							
Contrato nº 007/2013	24,5%						
LT Barreiras II - Rio das Éguas		CS	500 kV	244	-	30.01.2017	02.05.2043
LT Rio das Éguas - Luziânia		CS	500 kV	350	-		
LT Luziânia - Pirapora 2		CS	500 kV	373	-		
Cantareira Transmissora de Energia S.A.							
Contrato nº 019/2014	49,0%						
LT Estreito - Fernão Dias C1 e C2		CD	500 kV	656	-	05.03.2018	05.09.2044
Urupuru Transmissora de Energia S.A.							
Contrato nº 02/2005	100,0%						
LT Ivaiporã - Londrina ESUL		CS	500 kV	122		09.07.2006	05.03.2035
Total				9.685	20.612		

As concessões de transmissão em operação geram atualmente uma RAP à Copel GeT de R\$ 1,56 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 8.543/2020 (alterada pela Resolução Autorizativa n.º 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.

A recapacitação da linha de transmissão 230 kV Bateias – Pilarzinho foi concluída, com início da operação comercial em agosto de 2022, com mais de quatro meses de antecipação. A recapacitação da linha de transmissão 230 kV Pilarzinho – Santa Mônica foi concluída, com início da operação comercial em fevereiro de 2023.

Resolução Autorizativa n.º 9.219/2020: implantação de reforços na subestação 230 kV Guaíra, com investimento de cerca de R\$ 44,9 milhões e RAP de aproximadamente R\$ 6,8 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. O empreendimento foi totalmente concluído, com início da operação comercial em maio 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. A recapacitação da linha de transmissão 230 kV Campo Comprido – Santa Quitéria foi concluída, com início da operação comercial em maio 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 Galha 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.

Resolução Autorizativa n.º 13.573/2023: seccionamento da linha de transmissão 230 kV Cascavel – Salto Osório C1 na subestação Foz do Chopim, com a implantação trecho de circuito duplo entre o ponto de seccionamento e a subestação Foz do Chopim e dois módulos de entrada de linha na subestação Foz do Chopim, com investimento total de cerca de R\$ 25,5 milhões e RAP de aproximadamente R\$ 4,0 milhões, a partir da entrada em operação comercial, cujo prazo previsto pela Aneel é fevereiro de 2026.

Resolução Autorizativa n.º 14.531/2023: melhorias de grande porte (substituição de transformadores e reatores) nas subestações Maringá, Cascavel, Campo Comprido, Figueira, Londrina COT, Ponta Grossa Sul e Uberaba, com investimento total de cerca de R\$ 135,5 milhões e RAP de aproximadamente R\$ 22,5 milhões, a partir da entrada em operação comercial dos empreendimentos, cujo prazo previsto pela Aneel é maio de 2026.

Resolução Autorizativa n.º 14.711/2023: implantação de reforços na subestação 230 kV Umuarama Sul, de concessão da Costa Oeste Transmissora de Energia S.A., subsidiária integral da Copel GeT, com investimento de cerca de R\$ 33,9 milhões e RAP de aproximadamente R\$ 4,5 milhões, a partir da entrada em operação comercial, cujo prazo previsto pela Aneel é novembro de 2025.

3.3.3. Distribuição

A Copel Distribuição é uma das mais destacadas distribuidoras de energia do setor elétrico do país e da América Latina.

A Companhia opera na distribuição regulada de energia elétrica em 394 municípios do Paraná, dos quais Guarapuava e Coronel Vivida são atendidos parcialmente, e Porto União em Santa Catarina. O atendimento alcança 5,1 milhões de unidades consumidoras distribuídas nas classes residencial, industrial, comercial, rural, poder e serviços públicos, iluminação pública e supridas.

A Companhia opera e mantém as instalações nos níveis de tensão até 138kV, atuando conforme as melhores práticas setoriais e normas aplicáveis, na operação, manutenção, planejamento do sistema elétrico e modernização das instalações, de modo a assegurar a continuidade e a eficiência do serviço prestado.

- **Linhas e Subestações**

Em 2023, foram conectadas subestações para reforçar o sistema elétrico de distribuição, melhorando a qualidade e aumentando a disponibilidade de energia aos consumidores. As obras de novas subestações e ampliações adicionaram aproximadamente 207 MVA ao sistema de distribuição e as novas linhas de alta tensão concluídas no período adicionaram 3.185 km em linhas de distribuição e transmissão.

Extensões de linhas de distribuição:

Linhas de distribuição Extensão (em km)	2023	2022
13,8 kV	112.871	111.358
34,5 kV	90.902	89.356
69,0 kV	778	767
138,0 kV	6.767	6.652
Total	211.318	208.133

Parque de subestações aberto por tensão:

Tensão	2023		2022	
	Automatizas	MVA	Automatizadas	MVA
34,5 kV	236	1.665	236	1.646
69,0 kV	36	2.502	36	2.502
88,0 kV	-	5	-	5
138,0 kV	119	7.850	117	7.662
Total	391	12.022	389	11.815

• Gestão de perdas de energia

O sistema elétrico é composto por geração, transmissão e distribuição. As perdas referem-se à energia elétrica gerada que passa pelas linhas de transmissão (Rede Básica) e redes da distribuição, mas que não chega a ser comercializada seja por motivos técnicos ou comerciais.

Neste contexto, as perdas podem ser segmentadas entre Perdas na Rede Básica, que são externas ao sistema de distribuição da concessionária e têm origem iminentemente técnica, e as Perdas na Distribuição que podem ser de natureza técnica ou não técnica.

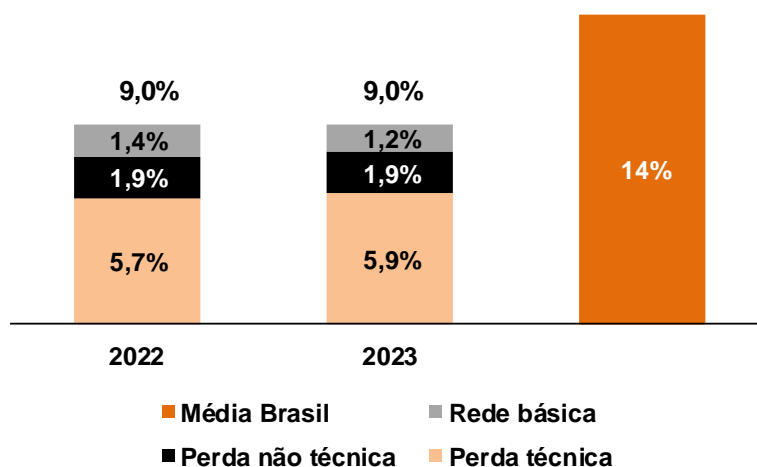
As perdas no sistema elétrico referem-se à perdas técnicas e não técnicas. As perdas técnicas se referem à parcela das perdas na distribuição inerente ao processo de transporte, transformação de tensão e medição da energia na rede da concessionária. As perdas não técnicas, por sua vez, representam todas as demais perdas associadas à distribuição de energia elétrica, tais como furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição, entre outros.

A Copel Distribuição mantém um Programa de Combate às Perdas não Técnicas que consiste em várias ações que objetivam reduzir ou manter o nível atual de perdas não técnicas, através das seguintes ações:

- Aperfeiçoamento das ações de combate ao procedimento irregular, melhorando o desempenho das inspeções direcionadas;
- Investimentos destinados à disponibilização e ou aquisição de equipamentos para inspeção;
- Elaboração e execução de treinamentos específicos e reciclagem relacionados a perdas comerciais;
- Realização de inspeções, tanto na Média como na Baixa Tensão;
- Notas educativas na imprensa e mensagens na fatura de energia elétrica.
- Operações conjuntas com a Polícia Civil e Ministério Público;
- Abertura de inquérito policial nas regiões onde constatados números expressivos de procedimentos irregulares.

Em função das ações realizadas, a efetividade das inspeções aumentou significativamente nos últimos anos, passando de 11,1% em 2012 para 28,6% em 2023, quando foram feitas 81.006 inspeções e detectados 17.875 procedimentos irregulares.

Índice de perdas (%)



• Aquisição de energia da Copel Distribuição

A aquisição de energia reduziu 5,4% no comparativo de 2023 em relação ao mesmo período de 2022, passando de 25.441 GWh para 24.071 GWh, impactado principalmente pela redução no volume de cotas de CCGF, oriunda do processo de desestatização da Eletrobrás. A disponibilidade de energia foi alocada principalmente para o Mercado Cativo e Mercado de Curto Prazo.

• Mercado Fio (TUSD)

O mercado fio da Copel Distribuição é composto pelo mercado cativo, pelo suprimento a concessionárias e permissionárias dentro do Estado do Paraná e pela totalidade dos consumidores livres existentes na sua área de concessão.

Mercado Fio (TUSD)						
	Número de consumidores			Energia consumida (GWh)		
	Dez/23	Dez/22	%	2023	2022	%
Mercado Cativo	5.098.006	5.011.555	1,7	20.173	19.370	4,1
Mercado Livre	3.071	2.629	16,8	12.737	12.244	4,0
Suprimento a concessionárias	7	7	-	940	925	1,6
Mercado Fio	5.101.084	5.014.191	1,7	33.850	32.539	4,0
Micro e Minigeração distribuída - MMGD	312.775	213.179	46,7	(1.798)	(1.090)	(65,0)
Mercado total				32.052	31.449	1,9

- **Sobrecontratação**

A Copel Distribuição estima finalizar o ano de 2023 com um nível de contratação de 110,0% no seu processo de compra de energia elétrica, considerando que ainda não foi divulgada a avaliação pelo regulador dos montantes involuntários da distribuidora para o ano.

A Companhia avalia que possui montantes de sobrecontratação involuntária suficientes para atingir os limites regulatórios e manter-se entre 100% e 105% do seu mercado. Portanto, não há previsão de risco de penalização por sobrecontratação.

- **Bandeiras Tarifárias**

Em 2023, a bandeira tarifária estabelecida foi verde, em que não há adicional tarifário, devido ao cenário hídrico estável e condições para geração de energia elétrica favoráveis, não gerando, portanto, custos de aquisição de energia adicionais às distribuidoras.

- **Reajuste Tarifário Anual – RTA**

O resultado do RTA de 2023 da Copel Distribuição foi homologado pela Aneel por meio da Resolução Homologatória nº 3.209 de 20.06.2023, autorizando o reajuste médio de 10,5% percebido pelos consumidores (4,90% em junho/2022 pela Resolução Homologatória nº 3.049 de 21.06.2022), e cuja aplicação ocorreu integralmente às tarifas a partir de 24.06.2023. Para os consumidores da alta tensão o reajuste médio ficou em 8,31% e em 11,73% para os da baixa tensão (respectivamente, 9,32% e 2,68% em 2022).

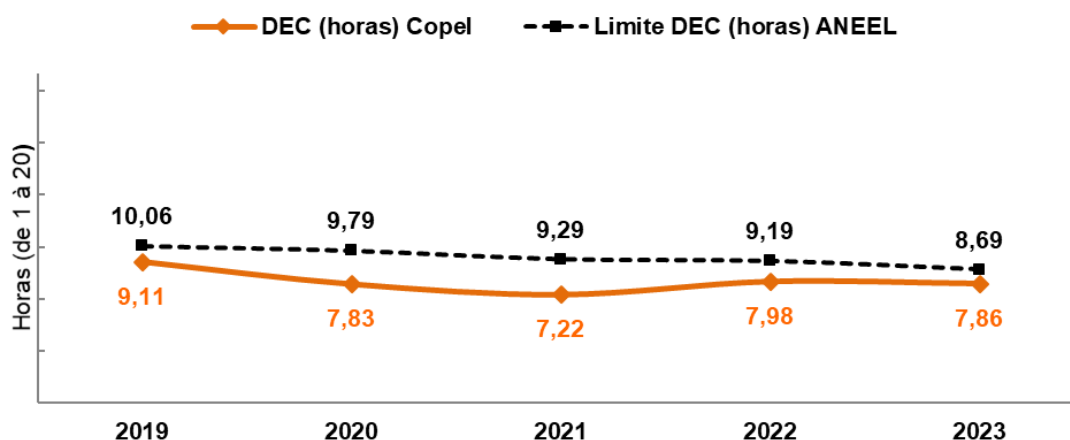
- **Qualidade de Fornecimento**

A qualidade de fornecimento é medida por indicadores que monitoram o desempenho das distribuidoras quanto à continuidade do serviço prestado. O DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora indica o número de horas em média que um consumidor fica sem energia elétrica durante um período. O FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora indica quantas vezes, em média, houve interrupção na unidade consumidora.

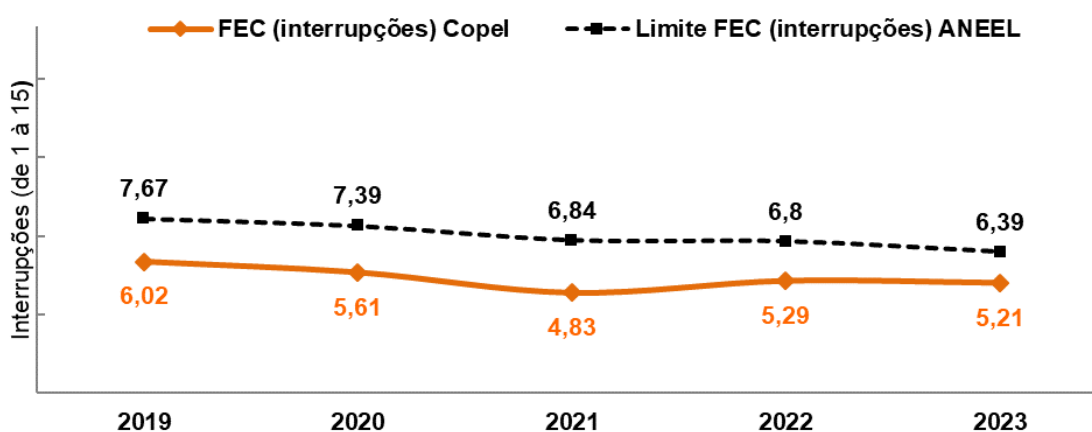
É a partir do DEC e do FEC que a Aneel estabelece os parâmetros individuais de continuidade (que são informados mensalmente na conta de energia elétrica do consumidor. Quando esses indicadores ultrapassam os limites estabelecidos, os consumidores recebem uma compensação financeira na fatura de energia.

O resultado dos indicadores DEC e FEC da Copel Distribuição permanecem atendendo aos limites regulatórios impostos pela ANEEL, resultado dos investimentos em obras de desempenho e expansão, incremento de manutenções periódicas e inspeções preventivas, apresentados nos gráficos a seguir:

Evolução DEC (horas)



Evolução FEC (interrupções)



- **Indicadores do Contrato de Concessão da Copel Distribuição**

A Companhia deve cumprir os indicadores e procedimentos de eficiência com relação à continuidade do fornecimento e à gestão econômico-financeira das concessões do serviço público de distribuição de energia elétrica, homologados pela Aneel na Resolução Normativa nº 896 de novembro/2020, revogada pela Resolução Normativa nº 948 de novembro/2021, para manutenção do contrato de concessão.

Gestão econômico-financeira

A Copel Distribuição cumpriu e está em conformidade com os indicadores Eficiência na Gestão econômico-financeira em 2022. Em relação a 2023, o resultado será divulgado nas Demonstrações Contábeis

Regulatórias de 2023 da Copel Distribuição, que ocorrerá em 26.04.2024, tendo em vista que o cálculo é baseado no resultado regulatório anual.

Qualidade do serviço ao consumidor

Em relação aos Indicadores de qualidade DEC e FEC, a Copel Distribuição vem permanecendo abaixo dos limites impostos pela Aneel. A partir de 2022, esses indicadores abrangem todas as ocorrências, independente da origem, inclusive as perdas na rede básica que são externas ao sistema de distribuição da concessionária e tem origem iminentemente técnica.

• Inadimplência de Consumidores

Em dezembro de 2023, a inadimplência de consumidores da Copel Distribuição foi de R\$ 215,2 milhões, que equivale a 0,90% do seu faturamento dos 12 meses anteriores, aumento de 12,2% em relação a dezembro de 2022 (R\$ 191,8 milhões), que equivale a 1,01% do faturamento da Copel DIS.

Indicador	2023	2022	Varição %
Inadimplência Companhia ⁽¹⁾	1,01%	0,90%	12,22%
Inadimplência Abradee ⁽²⁾	2,32%	1,87%	24,06%

⁽¹⁾ Índice de inadimplência Critério Corporativo: Pendência de energia de 16 a 360 dias e faturamento 12 meses

⁽²⁾ Índice de inadimplência Critério Abradee: Pendência de energia de 1 a 90 dias e faturamento 12 meses

A Companhia adota ferramentas de cobrança, como os avisos de inadimplência (SMS, e-mail, protesto de títulos, carta cobrança) e, em última instância, a suspensão de fornecimento.

• Destaques da Copel Distribuição

Investimentos

Os investimentos totais até 31.12.2023, líquidos da Participação Financeira do consumidor, alcançaram R\$ 1.964,8 milhões. Do total realizado, R\$ 1.718,3 milhões são referentes aos desembolsos e R\$ 246,5 milhões às apropriações relacionadas à mão-de-obra própria, gastos com veículos próprios utilizados nas obras de investimentos, entre outros.

Os investimentos destinam-se à expansão e modernização do sistema elétrico de distribuição, através da: (i) implantação de novas subestações, linhas de distribuição de alta tensão e linhas de distribuição de média e baixa tensão; (ii) aprimoramento do sistema de telemedição e (iii) melhoria da qualidade de fornecimento de energia elétrica na área rural.

Programa Transformação

O Programa Transformação constitui um amplo plano de investimento com o objetivo de modernizar, automatizar e renovar a rede de distribuição e rede de comunicação privada com tecnologias padronizadas para atendimento aos equipamentos de automação.

Entre os benefícios esperados estão o reforço das redes rurais para reduzir desligamentos e garantir o suporte ao crescimento do agronegócio no Estado do Paraná, redução dos custos com serviços de operação e manutenção (O&M) e comerciais, aprimoramento no controle dos indicadores de qualidade DEC e FEC, além de que os investimentos devem impactar em aumento da base de remuneração, que passará por revisão tarifária em 2025.

O programa é composto por projetos para manutenção e expansão do sistema elétrico na área de concessão da Copel Distribuição, abrangendo a construção de, aproximadamente, 25 mil km de novas redes, 15 mil novos pontos automatizados e a implementação da tecnologia de redes inteligentes no estado do Paraná.

Redes elétricas inteligentes - REI

O programa de redes elétricas inteligentes tem o objetivo de implantar uma rede de comunicação privada com tecnologia padronizada para atendimento de todos os equipamentos de automação da rede de distribuição e infraestrutura avançada de medição, e o uso de medidores de energia eletrônicos inteligentes.

Desta forma, a rede permite uma comunicação bidirecional entre os consumidores e os sistemas de controle centralizados utilizados pela Copel Distribuição.

Os medidores inteligentes representam o futuro do setor de energia elétrica, pois são peças-chave para a transformação dos centros urbanos em *smart cities*, ou cidades inteligentes.

Com o novo sistema, a leitura de consumo passa a ser remota, o que facilita o controle de toda a rede elétrica, desde a subestação até o consumidor final. Neste contexto, o consumidor passa a ter autonomia para monitorar o seu uso de energia por meio do aplicativo para celular. A conexão remota da rede inteligente também dispensa deslocamentos de equipes, o que colabora com o meio ambiente, evitando a emissão de CO₂.

Paraná Trifásico

O projeto Paraná Trifásico representa a melhoria e renovação das redes de distribuição rurais na área de concessão da Companhia, com implantação de rede trifásica e criação de redundância nos principais ramais rurais.

Teve início em 2020 com o intuito de melhorar a qualidade de fornecimento, renovar os ativos e prover mais segurança aos empregados e à população. As obras do Paraná Trifásico seguem em andamento com mais 1,6 mil quilômetros em fase de construção.

O objetivo é reduzir os desligamentos de energia e tornar mais acessível a conexão daquelas propriedades que necessitam de uma ligação trifásica para o seu abastecimento, impulsionando a economia rural no Paraná. Até 2025, o programa completará 25 mil quilômetros de novas redes, somando a aplicação de R\$ 2,8 bilhões.

Estão sendo realizadas interligações entre os alimentadores, com a utilização de uma nova tecnologia de cabos protegidos, que trazem maior segurança e reduzem o número de desligamentos, impactando em melhoria da qualidade dos serviços ao consumidor e nos índices de qualidade que medem o número de horas

(DEC) e a frequência (FEC) com que a consumidor permaneceu sem energia elétrica

Projeto Confiabilidade Total

Iniciado em 2020, o projeto visa assegurar a modernidade nas operações da rede de energia a partir das seguintes premissas: a) manter a comunicação plena entre as equipes e a disponibilidade de equipamentos na rede; b) implementar automação nos equipamentos especiais; c) manter a totalidade de município da concessão com subestação (SE) ou chave especial; e d) ampliar os circuitos de rede e equipamento *Self Healing*.

Até o final de 2023, o projeto concluiu 84,4% do cronograma previsto, sendo investidos R\$ 364,9 milhões ao todo. Em 2023 foram investidos R\$ 104,3 milhões. A previsão para 2024 é de investir R\$ 51,5 milhões no projeto.

Redes Compactas e Protegidas

A Companhia vem implantando redes compactas predominantemente em áreas urbanas com elevado grau de arborização nas proximidades das redes de distribuição e redes protegidas exclusivamente em áreas rurais. As redes compactas evitam cortes e podas de árvores e melhoram a qualidade do fornecimento, pois reduzem o número de desligamentos.

As redes protegidas também melhoram a qualidade e a confiabilidade do sistema, pois evitam interrupções por contato com a vegetação ou outros objetos e intempéries. Ao final de 2023, a extensão das redes compactas e protegidas instaladas era de 27.851km (22.366 km em 2022).

Rede Secundária Isolada

A Copel Distribuição também investe em redes secundárias isoladas em baixa tensão (127/220V), que apresentam vantagens significativas em relação à rede aérea convencional, tais como: melhorar os indicadores de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - DEC e de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – FEC; dificultar o roubo de energia; melhorar as condições do meio ambiente; reduzir as áreas de podas; aumentar a segurança; reduzir a queda de tensão ao longo da rede; aumentar a vida útil dos transformadores pela redução do número de curtos-circuitos na rede, entre outras.

Ao final de 2023, a extensão das redes de distribuição secundárias isoladas instaladas, era de 22.827 km (21.896 km em 2022).

3.3.4. Comercialização

A Copel Mercado Livre possui uma carteira com aproximadamente 1.620 clientes atendidos em 24 estados brasileiros, atingindo o volume de 2,6 GW médios de energia comercializados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE no ano de 2023, assim, mantendo-se nos mesmos patamares de comercialização do período anterior (redução de apenas 0,095%).

Consolidada no mercado quanto a seu portfólio de produtos de energia e de certificados de energia renovável, no ano de 2023 a Copel Mercado Livre focou na revisão da sua estrutura e na integração dos seus processos, visando o incremento de sinergias de valor e atrair para a base dos clientes os consumidores do Grupo A, autorizados pela Portaria Normativa nº 50/GM/MME de 27.09.2022 a adquirir energia no mercado livre.

Reunindo mais de 100.000 potenciais unidades consumidoras espalhadas por todo país, o mercado varejista de energia se tornou uma grande oportunidade para as comercializadoras expandirem sua atuação junto a um segmento de clientes atendidos até então com exclusividade pelas distribuidoras e que demandam qualidade dos serviços prestados, segurança e a solidez, atributos reconhecidamente ligados à atuação da Copel Mercado Livre desde sua criação, em 2016.

3.3.5. Serviços

No intuito de ganho de produtividade e escala em seus negócios, a Copel, objetivando principalmente a otimização da gestão de custos, efetuou um processo de reestruturação organizacional na Companhia, de modo que em 09.10.2020 a 26ª Assembleia Geral Extraordinária aprovou a alteração da denominação para Copel Serviços S.A e o novo objeto social da Companhia.

Em 2023 foi constituído um Fundo de Investimentos em Participações – Empresas Emergentes – Copel Ventures I, de forma a materializar a participação da Companhia em investimentos em *Startups*, avançando assim no conceito de inovação aberta.

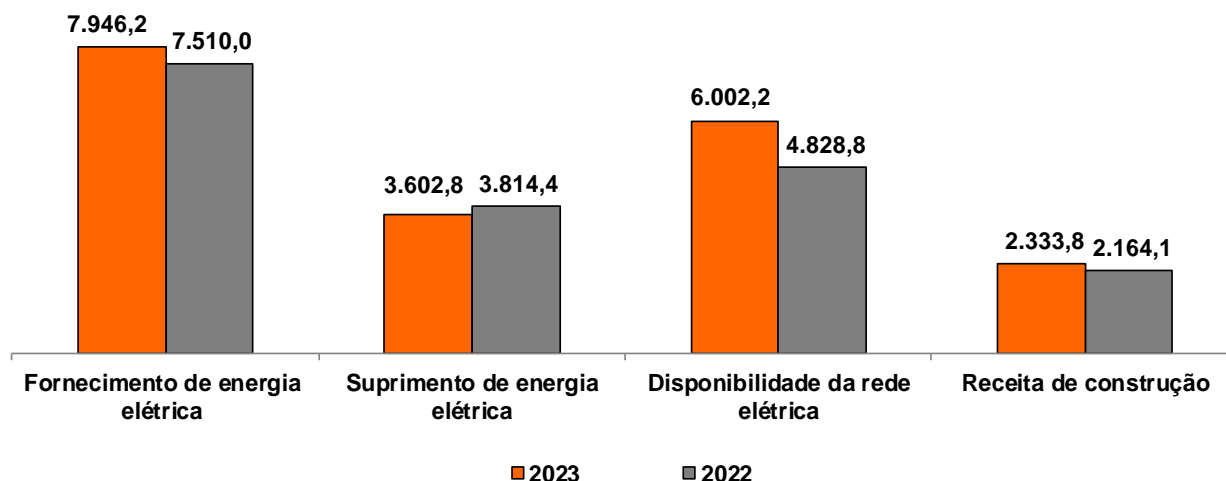
Ainda, também se iniciou a estruturação da atuação da Copel Serviços no segmento de *affinities*, incluindo a oferta de produtos e serviços massificados com cobranças em faturas, que deverá estar plenamente operacional em meados de 2024 e também na Geração Distribuída, com obras em andamento na implantação de 3 projetos no estado do Paraná, cuja operação iniciará em 2024.

Atualmente, a Copel analisa a possibilidade de a Copel Serviços vir a atuar em outros segmentos de negócios, como eficiência energética, cogeração, armazenamento de energia, eletromobilidade, *smart cities*, consultoria em energia, exploração de big data e avanços contínuos em iniciativas de inovação aberta.

4. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

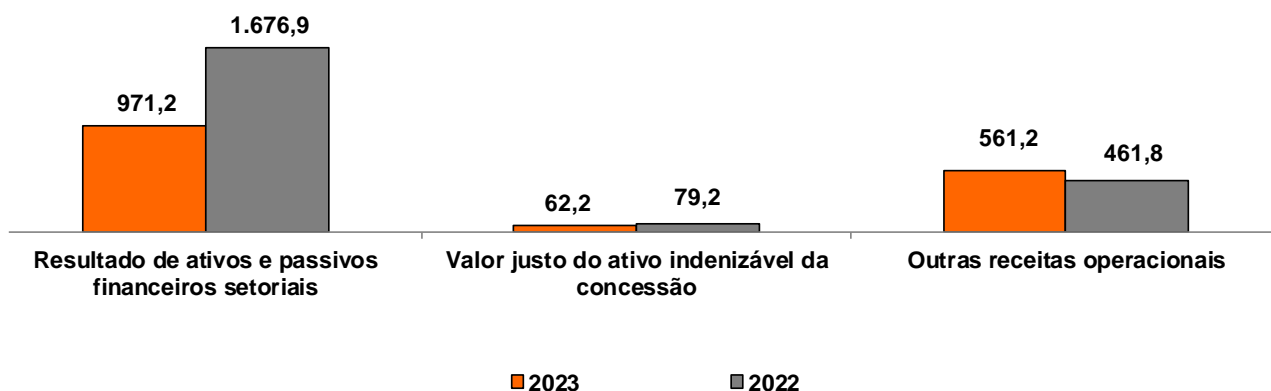
4.1. Receita Operacional Líquida

Em 2023, a Receita Operacional Líquida foi de R\$ 21.479,5 milhões, um acréscimo de R\$ 944,2 milhões, representando 4,6% de aumento em relação a 2022 (R\$ 20.535,3 milhões). Tal variação decorre principalmente de:



- 1) acréscimo de R\$ 436,2 milhões na **Receita de Fornecimento de Energia Elétrica**, em função, essencialmente, do efeito do reajuste tarifário de 17,37% aplicado na componente Tarifa de Energia (TE) da distribuidora em junho de 2023 e do crescimento de 9,3% no número de consumidores livres da Copel Mercado Livre, parcialmente compensado pela redução no faturamento com valores adicionais decorrente da aplicação da bandeira tarifária no patamar de escassez hídrica até abril de 2022 e pela redução verificada no mercado cativo decorrente do aumento nas instalações de Micro e Mini Geração Distribuída – MMGD;
- 2) decréscimo de R\$ 211,6 milhões em **Suprimento de Energia Elétrica**, sobretudo pelo menor volume de energia vendida em contratos bilaterais pela Copel Mercado Livre e os menores preços de venda de energia da Elejor, compensado parcialmente pelo reajuste dos contratos no ambiente regulado e também por novos contratos decorrentes da repactuação do GSF e pela aquisição dos Complexos Eólicos Aventura e SRMN;
- 3) acréscimo de R\$ 1.173,4 milhões na **Receita de Disponibilidade da Rede Elétrica** em razão, principalmente do reajuste na tarifa de uso de distribuição de 6,32% em 2023 e do crescimento de 4% do mercado fio faturado da Copel Distribuição (crescimento de 1,9% considerando a compensação de MMGD), efeito parcialmente compensado pela redução dos índices de inflação que corrigem os ativos de contrato de transmissão;
- 4) acréscimo de R\$ 169,7 milhões na **Receita de Construção**, em virtude, essencialmente, do aumento do

volume de obras relacionadas ao programa “Transformação”, que engloba investimentos orientados ao aprimoramento e modernização de infraestrutura e melhorias no atendimento a consumidores do segmento de distribuição;

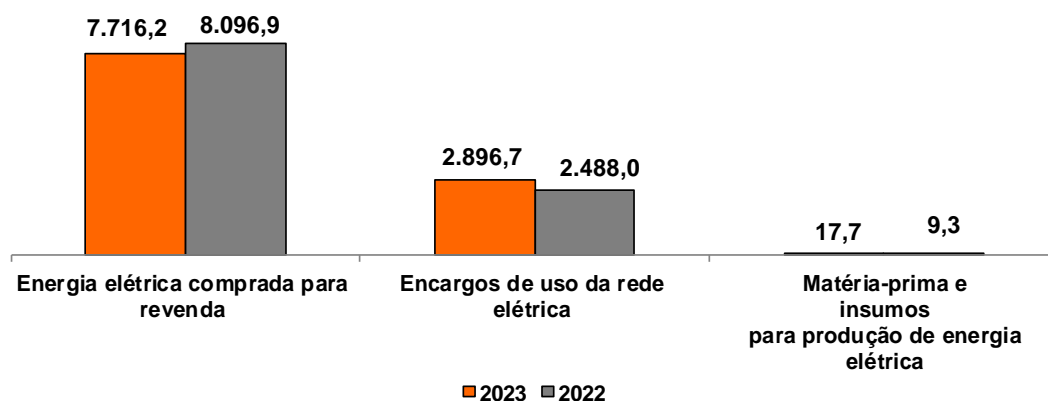


- 5) decréscimo em **Resultado de Ativos e Passivos Financeiros Setoriais** de R\$ 705,7 milhões decorrente da menor constituição de ativo de parcela A reflexo dos menores custos de energia contratada de Itaipu e redução das bandeiras tarifárias.;
- 6) acréscimo de R\$ 99,4 milhões em **Outras Receitas Operacionais** decorrente principalmente da receita com arrendamento e aluguéis, com destaque para o crescimento da receita da distribuidora com compartilhamento de postes, consequência do maior volume de postes/pontos de fixação alocados.

4.2. Custos e Despesas Operacionais

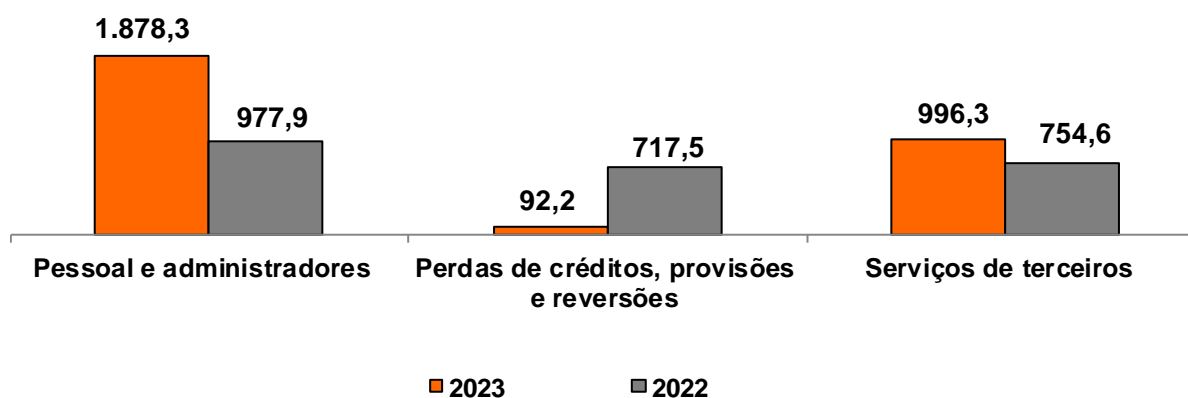
Em 2023, os Custos e despesas operacionais tiveram acréscimo de R\$ 838,0 milhões, representando 4,9% de aumento em relação a 2022. Tal variação decorre principalmente de:

- **Não gerenciáveis**



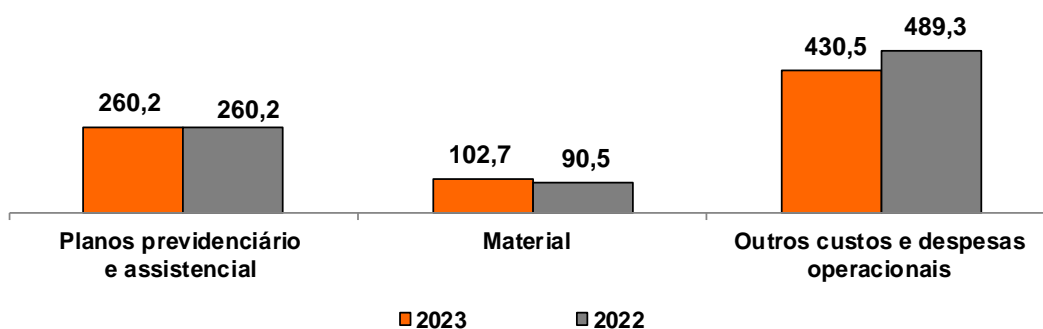
- 1) decréscimo de R\$ 380,7 milhões em **Energia Elétrica Comprada para Revenda**, principalmente em decorrência da redução das compras devido a melhora no cenário hidrológico e a redução dos custos de energia contratada de Itaipu, compensado pelo aumento da compra de energia de MMDG;
- 2) acréscimo de R\$ 408,7 milhões em **Encargos do Uso da Rede Elétrica**, em virtude, principalmente, pelo reajuste dos contratos de uso da rede e pelo maior valor de Encargo de Energia de Reserva – EER, compensado pela diminuição de Encargos de Serviços do Sistema – ESS proveniente de um menor despacho das usinas térmicas pelo ONS;
- 3) acréscimo de R\$ 8,4 milhões em **Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica** devido a entrada em operação da UTE Figueira.

- **Gerenciáveis**



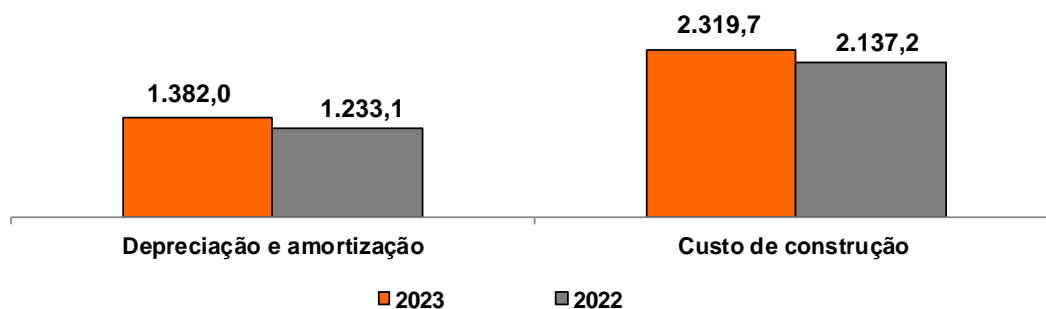
- 4) acréscimo de R\$ 900,4 milhões em **Pessoal e Administradores**, refletindo principalmente o pagamento da indenização de R\$ 138 milhões do segundo terço adicional de férias para retirada do benefício do Acordo Coletivo de Trabalho, o provisionamento no montante de R\$ 610 milhões referente ao Programa de Demissão Voluntária (PDV) que compreende o desligamento de 1.438 empregados até agosto de 2024 e pelo aumento de R\$ 134 milhões em provisões por desempenho e participação nos lucros reflexo da melhora nos resultados;
- 5) decréscimo de R\$ 625,3 milhões em **Perdas estimadas, Provisões e Reversões**, devido principalmente pela diminuição das perdas de crédito esperadas (pelo aumento de recuperação de faturas e dos cortes pela Copel Distribuição), pelo aumento de R\$ 152,3 milhões na reversão parcial do impairment nas UHEs Colíder e Baixo Iguaçu e pela redução de R\$ 466,1 milhões em provisão para litígios em função do registro em 2022, não recorrente em 2023, do complemento da provisão de processo arbitral em discussão à época e encerrado em 25.01.2024 por acordo entre as partes, conforme Fato Relevante 01/24;
- 6) acréscimo de R\$ 241,7 milhões em **Serviços de terceiros** se deve, especialmente, pela elevação dos

custos com manutenção do sistema elétrico e instalações, reflexo parcial de novos ativos, aumento de gastos com atendimento ao consumidor/call center, consultoria para o processo de aquisição dos complexos eólicos Aventura e Santa Rosa & Mundo Novo e gastos relacionados com a obtenção de *waivers* no processo de transformação da companhia em Corporação.



- 7) decréscimo de R\$ 58,8 milhões em **Outros custos e despesas operacionais** em virtude de menor perda de crédito de ICMS s/compra de imobilizado e do valor justo de ativos de concessão de geração de energia elétrica.

- **Outros**



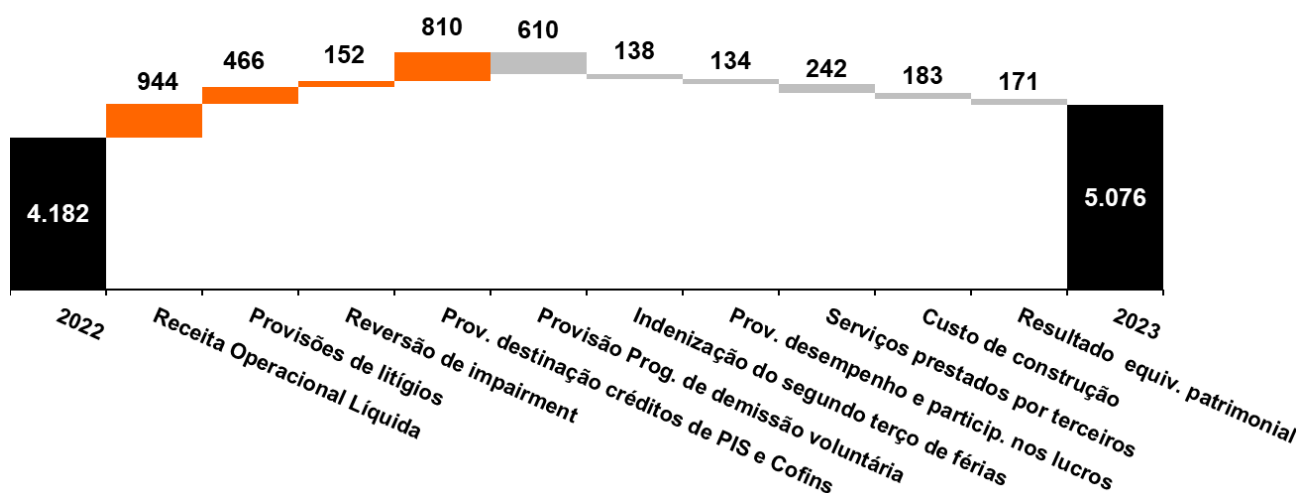
- 8) acréscimo de R\$ 148,9 em **depreciação e amortização** decorrente, principalmente, da entrada em operação do Complexo Eólico Jandaíra, da UTE Figueira, da aquisição dos Complexos Eólicos Aventura e Santa Rosa & Mundo Novo e do aumento nos investimentos da Copel Distribuição;
- 9) acréscimo de R\$ 182,5 no **Custo de construção**, refletindo principalmente os investimentos realizados na infraestrutura do segmento de distribuição de energia.

4.3. Resultado da Equivalência Patrimonial

O Resultado da Equivalência Patrimonial de 2023 no montante de R\$ 307,8 milhões foi 35,7% inferior aos R\$ 478,6 milhões de 2022, decorrente da equivalência patrimonial nas controladas em conjunto de transmissão de energia elétrica, em função da redução dos índices de inflação que corrigem os ativos de contrato de transmissão, bem como pelos efeitos das revisões tarifárias de Caiuá, Integração Maranhense, Matrinchã e Guaraciaba ocorridas em 2022 e não recorrente em 2023.

4.4. EBITDA ou LAJIDA

O Lajida/Ebitda teve um acréscimo em 2023 de R\$ 894,9 milhões em relação ao resultado de 2022, superior em 21,4% no comparativo dos períodos, devido principalmente ao aumento de R\$ 944,1 milhões na Receita Operacional Líquida, redução de R\$ 466,1 milhões em provisões de litígios, aumento de R\$ 152,3 milhões na reversão de impairment e pelo impacto de R\$ 810 milhões da provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins registrada em 2022 e não recorrente em 2023, compensado pela provisão de R\$ 610 milhões do Programa de Demissão Voluntário – PDV, indenização de R\$ 138 milhões do segundo terço de férias, aumento de R\$ 134 milhões nas provisões por desempenho e participação nos lucros, aumento de R\$ 241,8 milhões nos serviços prestados por terceiros, aumento de R\$ 182,5 milhões no custo de construção e redução de R\$ 170,8 milhões no resultado de equivalência patrimonial.



O lucro antes dos juros, imposto de renda, depreciação e amortização - Lajida (*earnings before interest, taxes, depreciation and amortization – Ebitda*) é uma medição não contábil elaborada pela Companhia, conciliada com suas demonstrações financeiras, observando as disposições da Resolução CVM nº 156/2022. Não é uma medida reconhecida pelas práticas contábeis adotadas no Brasil ou pelas normas internacionais de contabilidade, não possui um significado padrão e pode não ser comparável a medidas com títulos

semelhantes fornecidos por outras companhias. A Companhia o divulga porque o utiliza para medir o seu desempenho.

Em R\$ milhões	Consolidado	
	2023	2022
Lucro líquido do período	2.327,2	1.149,3
Prejuízo (Lucro líquido) do período - operações descontinuadas	(191,5)	74,7
IRPJ e CSLL diferidos	(17,0)	(649,0)
Provisão IRPJ e CSLL	371,1	367,9
Despesas (receitas) financeiras, líquidas	1.205,0	2.005,9
Lajir/Ebit	3.694,8	2.948,8
Depreciação e Amortização	1.382,0	1.233,1
Lajida/Ebitda	5.076,8	4.181,9

Cálculo da Margem do Ebitda		
Ebitda	5.076,8	4.181,9
Receita Operacional Líquida - ROL	21.479,5	20.535,3
Margem do Ebitda% (Ebitda ÷ ROL)	23,6%	20,4%

O Lajida/Ebitda não deve ser considerado isoladamente ou como um substituto de lucro líquido ou lucro operacional, como um indicador de desempenho operacional ou fluxo de caixa ou para medir a liquidez ou a capacidade de pagamento da dívida.

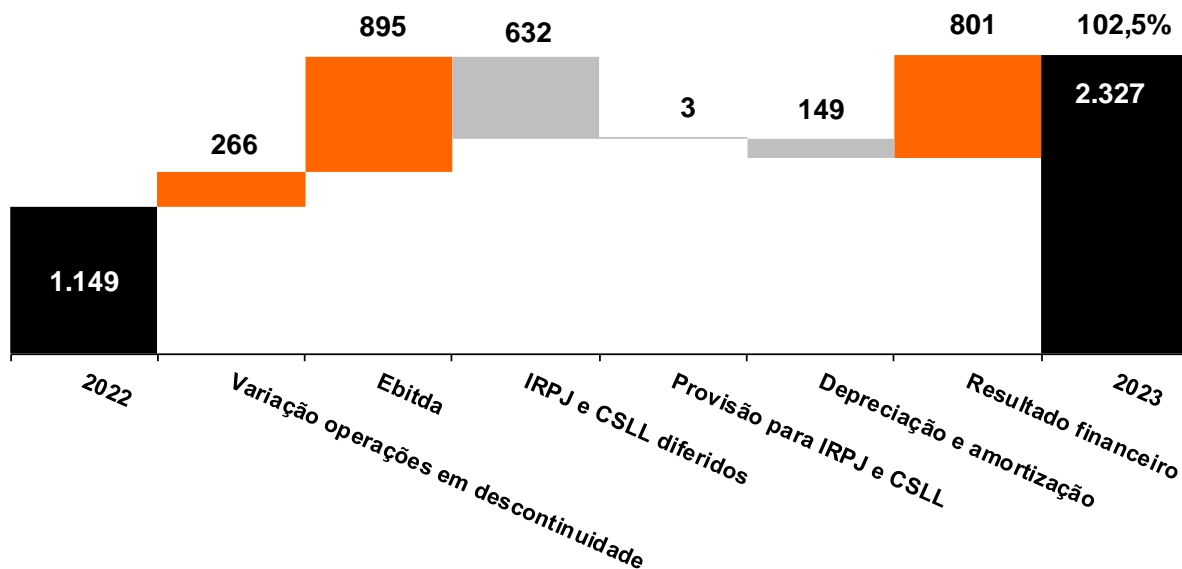
4.5. Resultado Financeiro

O resultado financeiro apresentou variação positiva de R\$ 800,9 milhões, devido principalmente a despesa com atualização da provisão da destinação de créditos de PIS e Cofins no valor de R\$ 1 bilhão ocorrida em 2022 e não recorrente em 2023. Também impactaram o acréscimo no rendimento das aplicações financeiras, compensados pelo aumento de despesa financeira com encargos da dívida.

4.6. Lucro Líquido

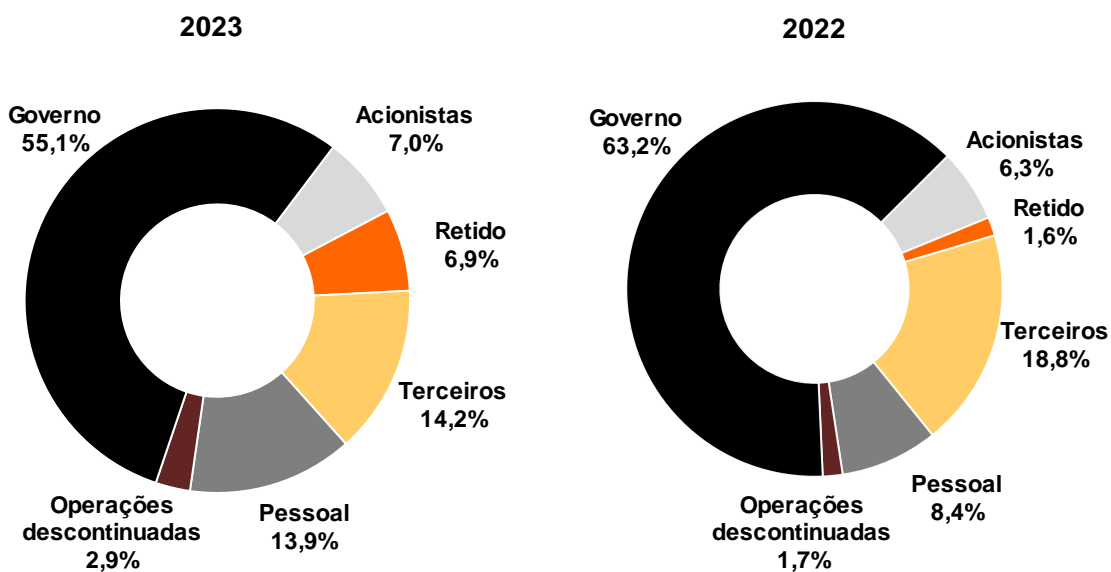
Em 2023, o lucro líquido consolidado da Copel foi de R\$ 2.327,2 milhões, sendo 102,5% superior ao obtido no exercício anterior, de R\$ 1.149,3 milhões. O acréscimo decorre principalmente do aumento na Receita Operacional Líquida, redução das provisões de litígios, aumento na reversão de impairment e pelo impactado da provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins registrada em 2022 e não recorrente em 2023, compensado pela provisão do Programa de Demissão Voluntário – PDV, indenização do segundo terço de férias, aumento nas provisões por desempenho e participação nos lucros, aumento nos serviços prestados por terceiros e na depreciação e amortização decorrente de novos ativos, bem como o efeito do resultado

financeiro com acréscimo em encargos da dívida e rendimento das aplicações financeiras e o reflexo nos tributos diferidos sobre o lucro.



4.7. Valor Adicionado

No exercício de 2023, a Copel apurou R\$ 15.447,1 milhões de Valor Adicionado, 1,5% superior ao ano anterior, no montante de R\$ 15.221,9 milhões. A apresentação, na íntegra, encontra-se nas Demonstrações Financeiras.



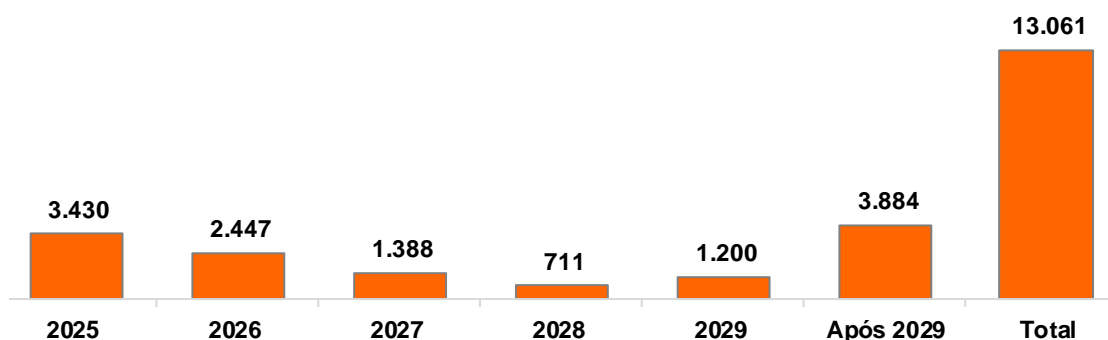
4.8. Endividamento

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, transmissão, comercialização e distribuição 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. Salienda-se que as perspectivas de financiamentos, bem como as disponibilidades de caixa, serão suficientes para atendimento ao plano de investimentos do exercício de 2024. Em 2023 foram obtidos os recursos apresentados no quadro a seguir:

Ingressos (Em R\$ milhões)	Empresa	Financiador	Valor
8º Emissão de Debêntures	Copel Geração e Transmissão	Debenturistas	1.300,0
8º Emissão de Debêntures	Copel Distribuição	Debenturistas	1.600,0
Contrato de financiamento	Jandaíra I	Banco do Nordeste	3,3
Contrato de financiamento	Jandaíra II	Banco do Nordeste	8,5
Contrato de financiamento	Jandaíra III	Banco do Nordeste	9,8
Contrato de financiamento	Jandaíra IV	Banco do Nordeste	9,8
Contrato de financiamento	Aventura II	Banco do Nordeste	2,6
Contrato de financiamento	Aventura III	Banco do Nordeste	2,9
Contrato de financiamento	Aventura IV	Banco do Nordeste	4,5
Contrato de financiamento	Aventura V	Banco do Nordeste	4,0
Total			2.945,4

Os pagamentos ocorridos no ano, sem considerar as operações descontinuadas, totalizaram R\$ 3.312,5 milhões, sendo R\$ 1.473,3 milhões de principal e R\$ 1.659,2 milhões de encargos. O cronograma de vencimentos da dívida de longo prazo, contemplando empréstimos, financiamentos e debêntures é:



4.9. Distribuição de dividendos e juros sobre o capital próprio

(em R\$ mil)	2023			
	Total	JCP ⁽¹⁾	JCP ⁽²⁾	Dividendos ⁽³⁾
Aprovação na AGO	22.04.2024			
Aprovação no CAD		20.09.2023	20.09.2023	
Data de pagamento		30.11.2023	até 30.06.2024	até 30.06.2024
Lucro Líquido Ajustado	2.174.428			
Valor para Ações ON	454.539	191.029	209.492	54.018
Valor para Ações PNA	1.502	499	547	456
Valor para Ações PNB	633.170	265.392	291.041	76.737
Total Distribuído Bruto	1.089.211	456.920	501.080	131.211

⁽¹⁾ Proventos Intermediários, declarado pelo CAD em 20.09.2023, para posição com direito em 29.09.2023 (antecipação exercício 2023)

⁽²⁾ Proventos Intermediários/intercalar, declarado pelo CAD em 20.09.2023, para posição com direito em 29.09.2023 (antecipação exercício 2023)

⁽³⁾ Dividendo adicional proposto do exercício de 2023, a ser deliberado na AGO do dia 22.04.2024.

(em R\$ mil)	2022			
	Total	JCP ⁽¹⁾	JCP ⁽²⁾	Dividendos ⁽³⁾
Aprovação na AGO	28.04.2023			
Aprovação no CAD		21.11.2022	21.11.2022	
Data de pagamento		30.11.2022	30.06.2023	30.06.2023
Lucro Líquido Ajustado	1.123.420			
Valor para Ações ON	357.961	221.419	136.542	-
Valor para Ações PNA	1.407	711	438	258
Valor para Ações PNB	610.890	377.870	233.020	-
Total Distribuído Bruto	970.258	600.000	370.000	258

⁽¹⁾ Proventos Intermediários, declarado pelo CAD em 21.11.2022, para posição com direito em 21.11.2022.

⁽²⁾ Proventos Intermediários, declarado pelo CAD em 21.11.2022, para posição com direito em 21.11.2022.

⁽³⁾ Dividendos prioritários (Ações PNA) conforme Art. 5º, § 6º do Estatuto Social, deliberados na AGO de 28.04.2023.

4.10. Programa de Investimentos

O programa de investimentos para 2024 foi aprovado na 240ª Reunião Ordinária do Conselho de Administração. Seguem valores realizados e previstos:

Subsidiária	Realizado		Previsto 2024	Variação % 2023-2022
	2023	2022		
Copel Geração e Transmissão	240,1	472,7	265,1	(49,21)
Copel Distribuição	1.966,5	1.848,1	2.091,7	6,41
Copel Comercialização	1,6	2,6	1,5	(38,46)
Copel Serviços	40,7	0,1	17,1	40.600,00
Holding	3,2	6,2	3,4	(48,39)
Outras participações	-	-	53,4	-
Total ⁽¹⁾	2.252,1	2.329,7	2.432,2	(3,33)

⁽¹⁾ Não inclui aquisição do Complexo Eólico Aventura e Santa Rosa & Mundo Novo.

4.11. Ações

Com a transformação da Companhia em sociedade de capital disperso sem controlador definido, houve incremento substancial na liquidez das ações ordinárias, de modo que o Programa de Units deixou de cumprir as finalidades pelas quais foi instituído.

Após aprovação do desfazimento do Programa de Units na Assembleia Geral Extraordinária realizada em 18 de dezembro de 2023, os certificados de depósito de ações (CPLE11) foram desmembrados em 5 (cinco) ações de emissão da Companhia, sendo 1 (uma) ação ordinária (CPLE3) e 4 (quatro) ações preferenciais classe "B" (CPLE6), preservando aos titulares das Units os mesmos direitos, vantagens e restrições das ações de emissão da Companhia.

Volume negociado das ações 2023:

Volume negociado	ON (CPLE3)		PNB (CPLE6)		UNIT (CPLE11) ⁽¹⁾		
	Total	Média diária	Total	Média diária	Total	Média diária	
B3	Negócios	1.402.762	5.656	4.539.711	18.305	374.455	1.528
	Quantidade	885.389.800	3.570.120	4.043.784.200	16.305.581	68.145.500	278.145
	Volume (R\$ mil)	7.146.634	28.817	33.646.502	135.671	2.740.022	11.138
	Presença nos pregões	248	100%	248	100%	245	100%
NYSE	Quantidade	-	-	-	-	107.639.271	435.787
	Volume (US\$ mil)	-	-	-	-	1.337.595	5.415
	Presença nos pregões	-	-	-	-	247	100%
Latibex	Quantidade	-	-	150.113	1.220	13.565	1.130
	Volume (€ mil)	-	-	218	2	110	9
	Presença nos pregões	-	-	123	48%	12	5%

⁽¹⁾ O programa de Units foi descontinuado em dezembro/2023

Desempenho na cotação das ações:

	Ação ⁽¹⁾	2023	2022	Variação %
B3	ON (CPLE3)	R\$ 9,49	R\$ 6,87	38,1
	PNA (CPLE5)	R\$ 22,78	R\$ 23,12	(1,5)
	PNB (CPLE6)	R\$ 10,36	R\$ 7,91	31,0
	UNIT (CPLE11)	R\$ 50,12	R\$ 38,49	30,2
	Ibovespa	134.185	109.735	22,3
	Índice de Energia Elétrica	94.957	78.679	20,7
NYSE	UNIT (ELP)	US\$ 10,48	US\$ 7,23	45,0
	Índice Dow Jones	37.710	33.221	13,5
LATIBEX	ON (XCOPO) ⁽²⁾	-	-	-
	PNB (XCOP)	€ 1,92	€ 1,36	41,2
	UNIT (XCOPU)	€ 8,65	€ 6,00	44,2
	Índice Latibex	2.569	2.322	10,6

⁽¹⁾ Consideradas as cotações históricas (não ajustadas por proventos) do último dia de negociação do exercício

⁽²⁾ Não foram realizadas negociações deste papel no período.



Companhia Paranaense de Energia

CNPJ Nº 76.483.817/0001-20

Companhia de Capital Aberto - CVM 1431-1

www.copel.com copel@copel.com

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

CEP 81200-240

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS

Dezembro/2023

SUMÁRIO

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS	3
Balancos 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
NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS	12
1 Contexto Operacional	12
2 Concessões e Autorizações	19
3 Base de Preparação	22
4 Políticas Contábeis Materiais	26
5 Caixa e Equivalentes de Caixa	41
6 Títulos e Valores Mobiliários	42
7 Clientes	42
8 Ativos e Passivos Financeiros Setoriais Líquidos	43
9 Contas a Receber Vinculadas à Concessão	45
10 Ativos de contrato	46
11 Outros Créditos	49
12 Tributos	49
13 Despesas Antecipadas	56
14 Depósitos Judiciais	57
15 Investimentos	57
16 Imobilizado	62
17 Intangível	67
18 Obrigações Sociais e Trabalhistas	70
19 Fornecedores	70
20 Empréstimos e Financiamentos	71
21 Debêntures	75
22 Benefícios Pós-emprego	77
23 Encargos Setoriais a Recolher	83
24 Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética	83
25 Contas a Pagar Vinculadas à Concessão	84
26 Direito de uso de ativos e Passivo de arrendamentos	85
27 Outras Contas a Pagar	87
28 Provisões para Litígios e Passivo Contingente	87
29 Patrimônio Líquido	92
30 Receita Operacional Líquida	96
31 Custos e Despesas Operacionais	100
32 Resultado Financeiro	103
33 Segmentos Operacionais	103
34 Instrumentos Financeiros	107
35 Transações com Partes Relacionadas	120
36 Compromissos	125
37 Seguros	125
38 Informações complementares à Demonstração dos Fluxos de Caixa	125
39 Ativos mantidos para venda e operações descontinuadas	126
40 Eventos subsequentes	129
RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE	131
RELATÓRIO ANUAL DO COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO	138
PARECER DO CONSELHO FISCAL	148
PROPOSTA DE ORÇAMENTO DE CAPITAL	149
DECLARAÇÃO	150

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
Balancos Patrimoniais

em 31 de dezembro de 2023 e de 2022

em milhares de reais

ATIVO	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
CIRCULANTE					
Caixa e equivalentes de caixa	5	2.231.413	199.877	5.634.623	2.678.457
Títulos e valores mobiliários	6	93	93	4.763	93
Cauções e depósitos vinculados		-	-	9	157
Clientes	7	-	-	3.761.170	3.342.050
Dividendos a receber		1.942.406	824.143	95.569	138.330
Ativos financeiros setoriais	8	-	-	15.473	190.699
Contas a receber vinculadas à concessão	9	-	-	9.354	8.603
Ativos de contrato	10	-	-	284.616	220.660
Outros créditos	11	2.431	977	949.732	897.380
Estoques		-	-	174.726	194.850
Imposto de renda e contribuição social		113.532	107.523	315.218	355.065
Outros tributos a recuperar	12.2	-	-	943.343	1.239.694
Despesas antecipadas	13	1.897	855	62.869	60.076
Partes relacionadas	35	54	47.404	1.336	1.135
		4.291.826	1.180.872	12.252.801	9.327.249
Ativos classificados como mantidos para venda	39	528.195	-	1.462.929	-
		4.820.021	1.180.872	13.715.730	9.327.249
NÃO CIRCULANTE					
Realizável a Longo Prazo					
Títulos e valores mobiliários	6	-	-	490.732	430.963
Outros investimentos temporários		31.728	25.619	31.728	25.619
Clientes	7	-	-	105.259	109.819
Depósitos judiciais	14	143.371	138.747	634.712	632.458
Ativos financeiros setoriais	8	-	-	15.473	190.699
Contas a receber vinculadas à concessão	9	-	-	2.809.901	2.269.690
Ativos de contrato	10	-	-	7.320.445	7.452.019
Outros créditos	11	18	18	853.340	931.452
Imposto de renda e contribuição social		-	-	68.003	127.824
Imposto de renda e contribuição social diferidos	12.1	359.485	333.877	1.757.688	1.644.299
Outros tributos a recuperar	12.2	41.078	39.810	2.256.156	2.627.293
Despesas antecipadas	13	-	-	-	10
Partes relacionadas	35	35.507	-	-	-
		611.187	538.071	16.343.437	16.442.145
Investimentos	15	19.906.237	20.339.344	3.511.797	3.325.731
Imobilizado	16	8.424	7.948	10.825.421	10.069.468
Intangível	17	6.336	4.724	11.170.089	10.277.727
Direito de uso de ativos	26.1	6.692	4.586	252.600	261.380
		20.538.876	20.894.673	42.103.344	40.376.451
TOTAL DO ATIVO		25.358.897	22.075.545	55.819.074	49.703.700

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras

Balancos Patrimoniais

em 31 de dezembro de 2023 e de 2022 (continuação)

em milhares de reais

PASSIVO	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
CIRCULANTE					
Obrigações sociais e trabalhistas	18	30.608	6.605	927.538	252.789
Partes relacionadas	35	1.838	1.838	-	-
Fornecedores	19	4.530	5.373	2.154.430	2.090.022
Imposto de renda e contribuição social		183	-	132.979	156.191
Outras obrigações fiscais	12.2	476	28.690	346.083	303.606
Empréstimos e financiamentos	20	-	-	675.980	278.838
Debêntures	21	-	-	1.225.649	1.346.347
Dividendos a pagar		464.147	344.251	464.147	482.325
Benefícios pós-emprego	22	3.842	2.957	85.833	73.814
Encargos setoriais a recolher	23	-	-	61.466	46.488
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	24	-	-	320.196	370.244
Contas a pagar vinculadas à concessão	25	-	-	101.976	105.003
Passivos financeiros setoriais	8	-	-	476.103	433.914
Passivo de arrendamentos	26.2	405	436	49.742	64.870
Outras contas a pagar	27	15.136	558	859.456	601.619
PIS e Cofins a restituir para consumidores	12.2.1	-	-	558.591	550.527
Provisões para litígios	28	336.000	-	336.000	-
		857.165	390.708	8.776.169	7.156.597
Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda	39	-	-	533.264	-
		857.165	390.708	9.309.433	7.156.597
NÃO CIRCULANTE					
Partes relacionadas	35	5.851	5.851	-	-
Fornecedores	19	-	-	131.143	125.448
Imposto de renda e contribuição social diferidos	12.1	-	-	1.686.793	1.517.682
Outras obrigações fiscais	12.2	4.030	3.676	612.093	633.491
Empréstimos e financiamentos	20	-	-	4.667.237	4.371.525
Debêntures	21	-	-	8.393.457	6.457.508
Benefícios pós-emprego	22	47.537	23.890	1.398.410	996.223
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	24	-	-	233.478	244.514
Contas a pagar vinculadas à concessão	25	-	-	791.879	832.539
Passivos financeiros setoriais	8	-	-	27.888	49.341
Passivo de arrendamentos	26.2	6.681	4.373	220.700	208.886
Outras contas a pagar	27	25.297	25.241	579.070	645.234
PIS e Cofins a restituir para consumidores	12.2.1	-	-	173.135	1.444.631
Provisão para destinação de crédito de PIS e Cofins	12.2.1	-	-	1.909.775	1.851.257
Provisões para litígios	28	526.183	804.442	1.492.916	2.037.599
		615.579	867.473	22.317.974	21.415.878
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Atribuível aos acionistas da empresa controladora					
Capital social	29.1	12.821.758	10.800.000	12.821.758	10.800.000
Ajustes de avaliação patrimonial	29.2	307.050	593.382	307.050	593.382
Reserva legal	29.3	1.625.628	1.512.687	1.625.628	1.512.687
Reserva de retenção de lucros	29.3	9.000.506	7.911.295	9.000.506	7.911.295
Dividendo adicional proposto	29.4	131.211	-	131.211	-
		23.886.153	20.817.364	23.886.153	20.817.364
Atribuível aos acionistas não controladores	15.2.2	-	-	305.514	313.861
		23.886.153	20.817.364	24.191.667	21.131.225
TOTAL DO PASSIVO		25.358.897	22.075.545	55.819.074	49.703.700

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstrações de Resultados

dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2023 e de 2022
em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2023	Reapresentado 31.12.2022	31.12.2023	Reapresentado 31.12.2022
OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE					
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	30	-	-	21.479.468	20.535.341
Custos Operacionais	31	-	-	(16.581.428)	(15.605.584)
LUCRO OPERACIONAL BRUTO		-	-	4.898.040	4.929.757
Outras Receitas (Despesas) Operacionais					
Despesas com vendas	31	-	-	(152.638)	(175.669)
Despesas gerais e administrativas	31	(177.097)	(111.665)	(1.078.037)	(733.695)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	31	(38.990)	(441.601)	(280.460)	(739.635)
Provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins	12.2.1	-	-	-	(810.563)
Resultado da equivalência patrimonial	15	2.332.609	1.746.263	307.809	478.577
		2.116.522	1.192.997	(1.203.326)	(1.980.985)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS		2.116.522	1.192.997	3.694.714	2.948.772
Resultado Financeiro	32				
Receitas financeiras		145.881	57.658	1.069.116	956.413
Despesas financeiras		(115.669)	(177.375)	(2.274.106)	(1.950.927)
Atualização de provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins	12.2.1	-	-	-	(1.011.370)
		30.212	(119.717)	(1.204.990)	(2.005.884)
LUCRO OPERACIONAL		2.146.734	1.073.280	2.489.724	942.888
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	12.3				
Imposto de renda e contribuição social		(5.737)	-	(371.104)	(368.035)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		17.080	164.539	17.047	649.134
		11.343	164.539	(354.057)	281.099
LUCRO LÍQUIDO PROVENIENTE DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE		2.158.077	1.237.819	2.135.667	1.223.987
OPERAÇÕES DESCONTINUADAS					
Lucro líquido (prejuízo) proveniente de operações descontinuadas	39	100.733	(125.812)	191.501	(74.666)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		2.258.810	1.112.007	2.327.168	1.149.321
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações em continuidade		-	-	2.158.077	1.237.819
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações descontinuadas		-	-	100.733	(125.812)
Atribuído aos acionistas não controladores decorrente de operações em continuidade	15.2.2	-	-	873	(207)
Atribuído aos acionistas não controladores decorrente de operações descontinuadas	15.2.2	-	-	67.485	37.521
LUCRO LÍQUIDO BÁSICO E DILUÍDO POR AÇÃO ATRIBUÍDO AOS ACIONISTAS DA EMPRESA CONTROLADORA - OPERAÇÕES CONTINUADAS - em reais	29.5				
Ações ordinárias		0,75215	0,43170		
Ações preferenciais classe "A"		0,87237	0,55106		
Ações preferenciais classe "B"		0,76906	0,46509		
LUCRO LÍQUIDO BÁSICO E DILUÍDO POR AÇÃO ATRIBUÍDO AOS ACIONISTAS DA EMPRESA CONTROLADORA - em reais	29.5				
Ações ordinárias		0,78574	0,38839		
Ações preferenciais classe "A"		0,90931	0,50343		
Ações preferenciais classe "B"		0,80600	0,41745		

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstrações de Resultados Abrangentes
 dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2023 e de 2022
 em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2023	Reapresentado 31.12.2022	31.12.2023	Reapresentado 31.12.2022
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		2.258.810	1.112.007	2.327.168	1.149.321
Outros resultados abrangentes					
Itens que não serão reclassificados para o resultado	29.2				
Ajustes de passivos atuariais					
benefícios pós-emprego		(25.082)	(11.336)	(379.126)	291.740
benefícios pós-emprego - equivalência patrimonial		(234.283)	209.991	-	-
Tributos sobre outros resultados abrangentes		8.528	3.854	129.007	(88.548)
Itens que poderão ser reclassificados para o resultado	29.2				
Ajustes de ativos financeiros		-	-	(6.373)	10.295
Ajustes de ativos financeiros - equivalência patrimonial		(2.942)	4.757	-	-
Tributos sobre outros resultados abrangentes		-	-	2.167	(3.500)
Total de outros resultados abrangentes, líquido de tributos		(253.779)	207.266	(254.325)	209.987
RESULTADO ABRANGENTE DO EXERCÍCIO		2.005.031	1.319.273	2.072.843	1.359.308
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações em continuidade				1.903.365	1.444.438
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações descontinuadas				101.666	(125.165)
Atribuído aos acionistas não controladores decorrente de operações em continuidade				(390)	1.834
Atribuído aos acionistas não controladores decorrente de operações descontinuadas				68.202	38.201

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido

dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2023 e de 2022
em milhares de reais

	NE nº	Atribuível aos acionistas da empresa controladora								Atribuível aos acionistas não controladores	Total Consolidado
		Capital social	Ajustes de avaliação patrimonial		Reservas de lucros			Lucros acumulados	Total Controladora		
			Custo atribuído do imobilizado	Outros resultados abrangentes	Reserva legal	Reserva de retenção de lucros	Dividendo adicional proposto				
Saldo em 1º de janeiro de 2022		10.800.000	633.789	(207.619)	1.457.087	7.785.092	1.368.675	-	21.837.024	338.211	22.175.235
Lucro líquido do exercício		-	-	-	-	-	-	1.112.007	1.112.007	37.314	1.149.321
Outros resultados abrangentes		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de passivos atuariais, líquidos de tributos	29.2	-	-	202.509	-	-	-	-	202.509	683	203.192
Ajustes de ativos financeiros	29.2	-	-	4.757	-	-	-	-	4.757	2.038	6.795
Resultado abrangente total do exercício		-	-	207.266	-	-	-	1.112.007	1.319.273	40.035	1.359.308
Realização do custo atribuído do imobilizado, líquida de tributos	29.2	-	(36.513)	-	-	-	-	36.513	-	-	-
Realização de ganho atuarial	29.2	-	-	(3.541)	-	3.541	-	-	-	-	-
Deliberação do dividendo adicional proposto		-	-	-	-	-	(1.368.675)	-	(1.368.675)	-	(1.368.675)
Dividendos e Juros sobre o capital próprio	15.2.2 e 29.4	-	-	-	-	(891.000)	-	(79.000)	(970.000)	(40.198)	(1.010.198)
Destinação proposta à A.G.O.:											
Reserva legal		-	-	-	55.600	-	-	(55.600)	-	-	-
Dividendos	15.2.2 e 29.4	-	-	-	-	-	-	(258)	(258)	(24.187)	(24.445)
Reserva de retenção de lucros		-	-	-	-	-	1.013.662	(1.013.662)	-	-	-
Saldo em 31 de dezembro de 2022		10.800.000	597.276	(3.894)	1.512.687	7.911.295	-	-	20.817.364	313.861	21.131.225
Lucro líquido do exercício		-	-	-	-	-	-	2.258.810	2.258.810	68.358	2.327.168
Outros resultados abrangentes		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de passivos atuariais, líquidos de tributos	29.2	-	-	(250.837)	-	-	-	-	(250.837)	718	(250.119)
Ajustes de ativos financeiros	29.2	-	-	(2.942)	-	-	-	-	(2.942)	(1.264)	(4.206)
Resultado abrangente total do exercício		-	-	(253.779)	-	-	-	2.258.810	2.005.031	67.812	2.072.843
Realização do custo atribuído do imobilizado, líquida de tributos	29.2	-	(32.553)	-	-	-	-	32.553	-	-	-
Emissão de ações	29.1	2.021.758	-	-	-	-	-	-	2.021.758	-	2.021.758
Dividendos e Juros sobre o capital próprio	15.2.2	-	-	-	-	-	-	-	-	(62.162)	(62.162)
Destinação proposta à A.G.O.:											
Reserva legal		-	-	-	112.941	-	-	(112.941)	-	-	-
Juros sobre o capital próprio	15.2.2 e 29.4	-	-	-	-	(44.160)	-	(913.840)	(958.000)	(13.886)	(971.886)
Dividendos	15.2.2 e 29.4	-	-	-	-	-	-	131.211	(131.211)	(111)	(111)
Reserva de retenção de lucros		-	-	-	-	-	1.133.371	(1.133.371)	-	-	-
Saldo em 31 de dezembro de 2023		12.821.758	564.723	(257.673)	1.625.628	9.000.506	131.211	-	23.886.153	305.514	24.191.667

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstrações dos Fluxos de Caixa

dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2023 e de 2022

em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS					
Lucro líquido do exercício proveniente de operações em continuidade		2.158.077	1.237.819	2.135.667	1.223.987
Ajustes para a reconciliação do lucro líquido do exercício com a geração de caixa das atividades operacionais:					
Encargos, variações monetárias e cambiais não realizadas - líquidas		(30.626)	49.719	1.951.552	1.298.681
Juros efetivos - bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas	9.2	-	-	(114.370)	(118.439)
Remuneração de contratos de concessão de transmissão	10.3	-	-	(730.094)	(769.248)
Provisão para destinação de crédito de PIS e Cofins	12.2.1	-	-	-	1.821.933
Imposto de renda e contribuição social	12.3	5.737	-	371.104	368.035
Imposto de renda e contribuição social diferidos	12.3	(17.080)	(164.539)	(17.047)	(649.134)
Resultado da equivalência patrimonial	15.1	(2.332.609)	(1.726.000)	(307.809)	(478.577)
Apropriação de obrigações de benefícios pós emprego		9.480	7.294	267.741	266.273
Constituição para programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	24.1	-	-	165.459	155.705
Reconhecimento do valor justo do ativo indenizável da concessão	30.1	-	-	(62.167)	(79.169)
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	30.1	-	-	(1.070.196)	(1.847.863)
Depreciação e amortização	31	3.017	2.504	1.382.040	1.233.097
Provisão decorrente do programa de demissão voluntária	31.2.1	17.102	-	610.057	-
Perdas estimadas, provisões e reversões operacionais líquidas	31.4	47.348	441.160	92.235	717.531
Realização de mais/menos valia em combinações de negócios	10.3	-	-	(722)	(721)
Valor justo nas operações de compra e venda de energia no mercado ativo	30.1	-	-	(5.045)	(32.748)
Valor justo nas operações com derivativos		-	-	-	2.907
Baixas de contas a receber vinculadas à concessão	9.1	-	-	270	26.533
Baixas de ativos de contrato	10.1	-	-	16.728	8.829
Resultado das baixas de imobilizado		101	51	10.458	7.850
Resultado das baixas de intangíveis	17.1 e 17.4	-	15	78.728	55.053
Resultado das baixas de direito de uso de ativos e passivo de arrendamentos - líquido	26.1 e 26.2	-	-	726	(146)
		(139.453)	(151.977)	4.775.315	3.210.369
Redução (aumento) dos ativos					
Clientes		-	-	188.437	1.482.232
Dividendos e juros sobre o capital próprio recebidos		679.579	3.189.818	174.826	67.732
Depósitos judiciais		3.158	950	33.298	1.521
Ativos financeiros setoriais		-	-	36.964	966.466
Outros créditos		(1.455)	7.814	(11.555)	69.208
Estoques		-	-	18.741	7.326
Imposto de renda e contribuição social a recuperar		(70.665)	(208.124)	(201.003)	(488.495)
Outros tributos a recuperar		2.971	176.115	(138.520)	236.843
Despesas antecipadas		(1.042)	(327)	(2.281)	(6.585)
Partes relacionadas		(561)	155.946	(201)	(1.135)
		611.985	3.322.192	98.706	2.335.113
Aumento (redução) dos passivos					
Obrigações sociais e trabalhistas		11.290	(29.849)	297.343	(191.643)
Partes relacionadas		-	(454)	-	-
Fornecedores		(843)	2.020	19.506	(347.157)
Outras obrigações fiscais		124.068	43.847	974.083	884.140
Benefícios pós-emprego		(10.030)	(5.935)	(224.809)	(200.697)
Encargos setoriais a recolher		-	-	14.978	(151.898)
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	24.1	-	-	(255.295)	(202.073)
Contas a pagar vinculadas à concessão	25.1	-	-	(115.736)	(106.370)
Outras contas a pagar		(807)	(21.420)	149.450	106.269
Provisões para litígios quitadas		(2.251)	(604)	(372.838)	(239.741)
		121.427	(12.395)	486.682	(449.170)
CAIXA GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS		593.959	3.157.820	5.360.703	5.096.312
Imposto de renda e contribuição social pagos		(473)	(1.813)	(294.676)	(124.381)
Encargos de empréstimos e financiamentos pagos	20.2	-	(52.704)	(521.134)	(337.455)
Encargos de debêntures pagos	21.2	-	(28.358)	(1.127.607)	(890.123)
Encargos de passivo de arrendamentos pagos		(569)	(413)	(24.284)	(19.531)
Encargos de empréstimos concedidos/obtidos de partes relacionadas		14.800	4.895	-	-
CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS PROVENIENTES DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE		607.717	3.079.427	3.393.002	3.724.822
CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS PROVENIENTES DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS	39	203.888	-	125.474	177.827
CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS		811.605	3.079.427	3.518.476	3.902.649

(continua)

Demonstrações dos Fluxos de Caixa

dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2023 e de 2022 (continuação)

em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2023	Reapresentado 31.12.2022	31.12.2023	Reapresentado 31.12.2022
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO					
Aplicações financeiras		(6.109)	(5.636)	(44.061)	44.190
Empréstimos concedidos a partes relacionadas		(236.024)	(146.063)	-	-
Recebimento de empréstimos concedidos a partes relacionadas		282.087	100.000	-	-
Aquisições de ativos de contrato		-	-	(1.973.215)	(1.909.603)
Aquisições de controladas - efeito no caixa	1.2	-	-	(911.450)	(18.031)
Alienação de investimentos - adiantamento	27	14.533	-	58.132	-
Aportes em investimentos	15.1	(61.950)	(4.829)	(10.780)	(4.829)
Redução de capital em investidas	15.1	-	-	-	61.536
Aquisições de imobilizado		(1.659)	(4.436)	(204.805)	(381.938)
Aquisições de intangível	17.4	(1.742)	(1.592)	(13.388)	(8.319)
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO PROVENIENTES DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE		(10.864)	(62.556)	(3.099.567)	(2.216.994)
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO PROVENIENTES DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS	39	(35.000)	-	(35.524)	(558.002)
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO		(45.864)	(62.556)	(3.135.091)	(2.774.996)
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO					
Ingressos de empréstimos e financiamentos	20.2	-	-	45.325	1.891.954
Custos de transação na captação de empréstimos e financiamentos	20.2	-	-	(6.886)	(19.781)
Ingressos de debêntures emitidas	21.2	-	-	2.900.000	1.500.000
Custos de transação na emissão de debêntures	21.2	-	-	(60.677)	(14.445)
Amortizações de principal de empréstimos e financiamentos	20.2	-	(774.899)	(260.971)	(1.000.319)
Amortizações de principal de debêntures	21.2	-	(500.000)	(1.193.910)	(2.051.481)
Amortizações de principal de passivo de arrendamentos		(512)	(378)	(69.293)	(57.212)
Aumento de capital	29.1	2.031.619	-	2.031.619	-
Custos de transação no aumento de capital	29.1	(14.941)	-	(14.941)	-
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos		(750.371)	(2.167.769)	(750.371)	(2.167.769)
CAIXA LÍQUIDO GERADO (UTILIZADO) PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO PROVENIENTES DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE		1.265.795	(3.443.046)	2.619.895	(1.919.053)
CAIXA LÍQUIDO GERADO (UTILIZADO) PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO PROVENIENTES DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS	39	-	-	76.677	(2.988)
CAIXA LÍQUIDO GERADO (UTILIZADO) PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO		1.265.795	(3.443.046)	2.696.572	(1.922.041)
TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		2.031.536	(426.175)	3.079.957	(794.388)
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	5	199.877	626.052	2.678.457	3.472.845
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	5	2.231.413	199.877	5.634.623	2.552.407
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa proveniente de operações descontinuadas	39	-	-	123.791	126.050
VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		2.031.536	(426.175)	3.079.957	(794.388)

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstrações do Valor Adicionado
 dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2023 e de 2022
 em milhares de reais

VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR	Controladora		Consolidado	
	31.12.2023	Reapresentado 31.12.2022	31.12.2023	Reapresentado 31.12.2022
Receitas				
Venda de energia e outros serviços	-	-	25.716.713	25.919.074
Receita de construção	-	-	2.460.502	2.705.641
Valor justo do ativo indenizável da concessão	-	-	62.167	79.169
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	-	-	1.070.196	1.847.863
Outras receitas	7.722	7.844	92.614	83.112
Perdas de crédito esperadas	-	-	(109.435)	(124.068)
	7.722	7.844	29.292.757	30.510.791
(-) Insumos adquiridos de terceiros				
Energia elétrica comprada para revenda	-	-	8.405.390	8.911.058
Encargos de uso da rede elétrica (-) ESS e EER	-	-	2.694.604	2.134.653
Material, insumos e serviços de terceiros	67.161	39.660	1.158.917	889.639
Custo de construção	-	-	2.232.768	2.466.672
Perda de valores ativos	177	7.995	143.131	127.219
Reversão de perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos - <i>Impairment</i>	-	-	(177.693)	(25.374)
Provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins	-	-	-	810.563
Outros insumos	73.700	466.252	294.883	805.000
	141.038	513.907	14.752.000	16.119.430
(=) VALOR ADICIONADO BRUTO	(133.316)	(506.063)	14.540.757	14.391.361
(-) Depreciação e amortização	3.017	2.504	1.382.040	1.233.097
(=) VALOR ADICIONADO LÍQUIDO	(136.333)	(508.567)	13.158.717	13.158.264
(+) Valor adicionado transferido				
Resultado da equivalência patrimonial	2.332.609	1.746.263	307.809	478.577
Receitas financeiras	145.881	57.658	1.069.116	956.413
Outras receitas	2.087	1.039	466.240	375.836
	2.480.577	1.804.960	1.843.165	1.810.826
Valor adicionado proveniente de operações descontinuadas	100.733	(125.812)	445.204	252.807
	2.444.977	1.170.581	15.447.086	15.221.897

(continua)

Demonstrações do Valor Adicionado
 dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2023 e de 2022 (continuação)
 em milhares de reais

DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO	Controladora				Consolidado			
	31.12.2023		31.12.2022		31.12.2023		31.12.2022	
		%		%		%		%
Pessoal								
Remunerações e honorários	35.309		29.675		960.618		825.402	
Planos previdenciário e assistencial	8.839		6.685		260.159		260.198	
Auxílio alimentação e educação	1.733		1.787		109.307		95.229	
Encargos sociais - FGTS	2.196		1.886		49.428		46.105	
Programa de desligamentos voluntários	17.102		(2.344)		610.057		(9.315)	
Provisões por desempenho e participação nos lucros	7.925		294		173.662		39.655	
	73.104	3,0	37.983	3,2	2.163.231	13,9	1.257.274	8,4
Governo								
Federal								
Tributos	98.358		(49.542)		1.940.298		1.251.015	
Encargos setoriais	-		-		3.814.929		4.646.322	
Estadual	7		26		2.750.045		3.718.752	
Municipal	74		107		10.168		11.005	
	98.439	4,0	(49.409)	(4,2)	8.515.440	55,1	9.627.094	63,2
Terceiros								
Juros	14.365		69.654		2.145.179		1.806.833	
Atualização provisão p/ destinação créditos PIS e Cofins	-		-		-		1.011.370	
Arrendamentos e aluguéis	259		346		33.557		36.011	
Doações, subvenções e contribuições	-		-		8.808		6.521	
	14.624	0,6	70.000	6,0	2.187.544	14,2	2.860.735	18,8
Acionistas								
Lucros retidos	1.068.866		267.561		1.045.583		253.936	
Remuneração do capital próprio	958.000		970.000		958.000		970.000	
Dividendos	-		258		-		258	
Dividendo adicional proposto	131.211		-		131.211		-	
Participações de acionistas não controladores	-		-		873		(207)	
	2.158.077	88,3	1.237.819	105,7	2.135.667	13,9	1.223.987	7,9
Valor adicionado distribuído proveniente de operações descontinuadas	100.733	4,1	(125.812)	(10,7)	445.204	2,9	252.807	1,7
	2.444.977	100,0	1.170.581	100,0	15.447.086	100,0	15.221.897	100,0

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

em 31 de dezembro de 2023

em milhares de reais

1 Contexto Operacional

A Companhia Paranaense de Energia (Copel, Companhia ou Controladora), com sede na Rua José Izidoro Biazzetto, 158, Bloco A, Curitiba - PR, é uma companhia de capital aberto cujas ações são negociadas no Nível 2 de Governança Corporativa dos Segmentos Especiais de Listagem da B3 S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão e nas Bolsas de Valores de Nova Iorque (NYSE) e de Madri, no segmento latino-americano (Latibex).

A Copel e suas controladas têm 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, distribuição e comercialização de energia, em qualquer de suas formas, principalmente a elétrica. Adicionalmente, a Copel tem participação em consórcios e em empresas privadas, com o objetivo de desenvolver atividades, principalmente nas áreas de energia.

Transformação em companhia de capital disperso e sem acionista controlador (“Corporação”)

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 Companhia e propriedade do Controlador.

Em 10.07.2023, a Assembleia Geral Extraordinária - AGE aprovou a proposta de reforma do estatuto da Copel, com efeitos a partir da data de liquidação da oferta pública de ações. As principais alterações estão descritas a seguir:

- Permissão para o Conselho de Administração aprovar o aumento do capital social, entre outras possibilidades, com a finalidade de colocação mediante venda em bolsa de valores ou subscrição pública de novas ações ordinárias;
- Criação e emissão de ação preferencial de classe especial de titularidade do Estado do Paraná (*Golden Share*);
- Criação de limitação para que nenhum acionista ou grupo de acionistas venha a exercer votos correspondentes a mais de 10% do total de votos conferidos pelas ações com direito a voto em cada deliberação;

- Inclusão de dispositivo estatutário de proteção à dispersão acionária (*poison pill*), de forma que o acionista ou grupo de acionistas que, direta ou indiretamente, vier a se tornar titular de ações ordinárias que, em conjunto, ultrapassem 25% do capital votante da Copel deverá realizar uma oferta pública para a aquisição da totalidade das demais ações ordinárias, por valor, no mínimo, 100% superior à maior cotação das ações ordinárias nos últimos 504 pregões anteriores à aquisição, atualizada pela Selic, enquanto quem ultrapassar 50% deverá ofertar por valor, no mínimo, 200% superior sob os mesmos critérios; e
- Exclusão dos dispositivos previstos pela Lei das Estatais.

Em 26.07.2023 a Copel submeteu à Comissão de Valores Mobiliários o pedido de registro automático de oferta pública de distribuição primária e secundária de, inicialmente, 549.171.000 ações ordinárias de emissão da Companhia todas nominativas, escriturais e sem valor nominal, livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames.

Em 11.08.2023 foi efetuada a liquidação da oferta das ações, com o preço de R\$ 8,25 por ação, perfazendo o montante total de R\$ 4.530.661 distribuídos da seguinte forma:

- (i) distribuição primária de 229.886.000 ações emitidas pela Companhia, totalizando o valor de R\$ 1.896.560.
- (ii) distribuição secundária de 319.285.000 ações alienadas pelo Estado do Paraná, totalizando o valor de R\$ 2.634.101.

Nos termos do artigo 51 da Resolução CVM 160, a oferta poderia ser acrescida de um lote suplementar equivalente a até 15% do total de ações inicialmente ofertado nas mesmas condições e preço. Em 11.09.2023 foi efetuada a liquidação do lote suplementar de 72.821.650 ações, sendo 16.370.841 ações primárias emitidas pela Copel e 56.450.809 ações secundárias alienadas pelo Estado do Paraná, em razão da execução parcial do lote suplementar.

Dessa forma, o total da oferta pública de distribuição, constituído de oferta base mais lote suplementar, com o preço de R\$ 8,25 por ação, totalizou o montante total de R\$ 5.131.439 distribuídos da seguinte forma:

- (i) distribuição primária de 246.256.841 ações emitidas pela Companhia, totalizando o valor de R\$ 2.031.619.
- (ii) distribuição secundária de 375.735.809 ações alienadas pelo Estado do Paraná, totalizando o valor de R\$ 3.099.820.

A oferta foi realizada no Brasil, em mercado de balcão não organizado, destinada ao público investidor em geral, nos termos da Resolução CVM 160, com esforços de colocação das ações no exterior.

Diante do exposto e em atendimento às normas contábeis, a Companhia contabilizou os custos de transação na emissão de ações líquido de tributos em conta redutora do patrimônio líquido, no valor de R\$ 9.861, de modo que o aumento de capital social líquido foi registrado no montante de R\$ 2.021.758, conforme NE nº 29.1.

A transformação da Copel em “Corporação” possibilitará, nos termos da Lei 9.074/95 a renovação integral das Concessões das Usinas Hidrelétricas Governador Bento Munhoz da Rocha Netto - GBM (“Foz do Areia”), Governador Ney Aminthas de Barros Braga - GNB (“Segredo”) e Governador José Richa - GJR (“Salto Caxias”) por 30 anos contados a partir da assinatura do novo contrato de concessão. O pagamento dos respectivos bônus de outorga, estipulado em R\$ 3.719.428 conforme Portaria Interministerial dos Ministérios de Minas e Energia e da Fazenda - MME/MF nº 01, de 30.03.2023, ocorrerá em até 20 dias após a assinatura dos contratos, com atualização pela taxa Selic *pro rata die* sobre valor do bônus de outorga a partir de 1º.01.2024 até seu efetivo pagamento. A conclusão deste processo de renovação das concessões está, neste momento, aguardando a convocação pelo Poder Concedente para assinatura dos novos contratos.

Além disso, a partir da transformação em “Corporação” a Copel e suas controladas diretas e indiretas ficam desobrigadas do cumprimento das obrigações previstas na Lei 13.303/16 e demais obrigações aplicáveis às sociedades de economia mista.

1.1 Participações societárias da Copel

A Copel 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 31.12.2023 não ocorreram alterações, aquisições e alienações em relação às participações societárias de 31.12.2022, exceto a combinação de negócios descrita na NE nº 1.2.

Conforme NE nº 39, está em andamento o processo de desinvestimento das controladas Compagas e UEGA.

1.1.1 Controladas

Controlada	Sede	Atividade principal	Participação	
			%	Investidora
Copel Geração e Transmissão S.A. (Copel GeT)	Curitiba/PR	Geração e transmissão de energia elétrica	100,0	Copel
Copel Distribuição S.A. (Copel DIS)	Curitiba/PR	Distribuição de energia elétrica	100,0	Copel
Copel Serviços S.A. (Copel SER)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	100,0	Copel
Copel Comercialização S.A. (Copel COM)	Curitiba/PR	Comercialização de energia	100,0	Copel
Companhia Paranaense de Gás - Compagás (NE nº 39)	Curitiba/PR	Distribuição de gás canalizado	51,0	Copel
Elejor - Centrais Elétricas do Rio Jordão S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	70,0	Copel
UEG Araucária S.A. (UEGA) (NE nº 39)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - gás natural	20,3	Copel
			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) (b)	Serra do Mel/RN	Controle e gestão de participações	68,84	Copel GeT
			31,16	Brownfield
Aventura Holding S.A. (Aventura) (b)	Curitiba/PR	Controle e gestão de participações	100,0	Copel GeT
SRMN Holding S.A. (SRMN) (b)	Curitiba/PR	Controle e gestão de participações	100,0	Copel GeT
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 Paraíba IV SPE S.A.	Serra do Mel/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Serra do Mel
Central Eólica Aventura II S.A. (b)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Aventura
Central Eólica Aventura III S.A. (b)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Aventura
Central Eólica Aventura IV S.A. (b)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Aventura
Central Eólica Aventura V S.A. (b)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Aventura
Central Eólica SRMN I S.A. (b)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	SRMN
Central Eólica SRMN II S.A. (b)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	SRMN
Central Eólica SRMN III S.A. (b)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	SRMN
Central Eólica SRMN IV S.A. (b)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	SRMN
Central Eólica SRMN V S.A. (b)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	SRMN

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

(b) Participações adquiridas em 2023 (NE nº 1.2).

1.1.2 Empreendimentos controlados em conjunto

Empreendimento controlado em conjunto	Sede	Atividade principal	Participação	
			%	Investidora
Voltalia São Miguel do Gostoso I Participações S.A.	São Paulo/SP	Participação em sociedades	49,0	Copel
Solar Paraná GD Participações S.A. (a)	Curitiba/PR	Participação em sociedades	49,0	Copel
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
Matrinchá 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.	Jundiaí/SP	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

(a) Holding de 5 SPEs que atuam no ramo de geração distribuída (usinas fotovoltaicas): Pharma Solar II, Pharma Solar III, Pharma Solar IV, em operação comercial, e Bandeirantes Solar I e Bandeirantes Solar II, para as quais está em estudo a manutenção ou extinção das SPEs.

1.1.3 Coligadas

Coligada	Sede	Atividade principal	Participação %	
			%	Investidora
Dona Francisca Energética S.A.	Agudo/RS	Geração de energia elétrica	23,03	Copel
Foz do Chopim Energética Ltda.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	35,77	Copel GeT
Carbocampel S.A. (a)	Figueira/PR	Exploração de carvão	49,0	Copel

(a) Em 18.12.2023 a Copel assinou o Contrato de Compra e Venda de Ações (CCVA) com a Paranafert Participações Ltda. para alienação da sua participação societária na Carbocampel S.A., pelo valor de R\$ 1.950, que será atualizado pelo IPCA considerando a data de recebimento da proposta da Compradora, em 15.02.2023 até o fechamento da operação. A conclusão da alienação está condicionada ao cumprimento de condições suspensivas estabelecidas no contrato que devem ser finalizadas dentro de até 6 meses a contar da assinatura do CCVA, sendo prorrogáveis por mais 6 meses, a critério exclusivo da Compradora.

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 16.3.

1.2 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\$ 1.004.484 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.

Complexo Eólico Santa Rosa & Mundo Novo	Complexo Eólico Aventura
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 contemplou o mecanismo de *Locked box* em que todo o caixa gerado entre 1º.01.2022 até a data fechamento permaneceu no caixa das Companhias 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 Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE, declarações e garantia, cumprimento de avenças e obrigações, anuência de terceiros, ausência de efeito material adverso.

Ainda, houve 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 é proporcional ao prejuízo causado ou ao ganho apurado em relação ao efeito esteira, limitado a R\$ 4.167 para ambas as situações, corrigidos monetariamente, a serem pagos em parcela única.

As tabelas a seguir demonstram os valores finais da combinação de negócios:

Complexo Eólico Aventura			
	Valor contábil	Ajuste ao valor justo	Valor justo na data da aquisição
Ativos identificados	518.023	254.390	772.413
Caixa e equivalentes	42.671	-	42.671
Clientes	7.013	-	7.013
Tributos a recuperar	3.823	-	3.823
Cauções e depósitos vinculados	9.118	-	9.118
Outros créditos	2.919	-	2.919
Imobilizado	452.475	-	452.475
Intangível	4	254.390	254.394
Passivos assumidos	329.967	92.435	422.402
Fornecedores	6.814	-	6.814
Empréstimos e financiamentos	317.928	-	317.928
Obrigações fiscais	2.879	-	2.879
Outras contas a pagar	2.346	-	2.346
Passivos contingentes	-	9.003	9.003
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	83.432	83.432
Ativos líquidos adquiridos	188.056	161.955	350.011

Complexo Eólico Santa Rosa & Mundo Novo			
	Valor contábil	Ajuste ao valor justo	Valor justo na data da aquisição
Ativos identificados	827.735	360.568	1.188.303
Caixa e equivalentes	50.363	-	50.363
Clientes	10.757	-	10.757
Tributos a recuperar	5.747	-	5.747
Cauções e depósitos vinculados	17.077	-	17.077
Outros créditos	9.158	-	9.158
Imobilizado	734.633	-	734.633
Intangível	-	360.568	360.568
Passivos assumidos	612.608	125.665	738.273
Fornecedores	43.406	-	43.406
Empréstimos e financiamentos	557.810	-	557.810
Obrigações fiscais	7.579	-	7.579
Outras contas a pagar	3.813	-	3.813
Passivos contingentes	-	4.654	4.654
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	121.011	121.011
Ativos líquidos adquiridos	215.127	234.903	450.030

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 direito de autorização e o passivo fiscal diferido gerados na combinação de negócios foram registrados no investimento da Copel GeT. No balanço consolidado estes valores irão compor os saldos do intangível e de imposto de renda e contribuição social diferidos.

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:

	Valor contábil	Ajuste ao valor justo	Valor justo na data da aquisição
Total de ativos líquidos adquiridos	403.183	396.858	800.041
Ágio técnico			204.443
Total da contraprestação			1.004.484

O montante pago está suportado pelas projeções dos fluxos de caixa descontados das operações dos empreendimentos adquiridos. Considerando o caixa adquirido no valor de R\$ 93.034, o efeito líquido no caixa da Companhia foi de R\$ 911.450 conforme apresentado nas Demonstrações dos Fluxo de Caixa.

Caso essa combinação de negócio tivesse sido efetivada em 1º.01.2023, a receita operacional líquida consolidada aumentaria em R\$ 13.143, totalizando R\$ 21.492.611, e o lucro líquido consolidado diminuiria em R\$ 1.824, totalizando R\$ 2.325.344.

2 Concessões e Autorizações

2.1 Contratos de Concessão/Autorização das participações da Copel

Contratos de Concessão / Autorização das Participações Societárias		Participação %	Vencimento
Copel DIS	Contrato de concessão nº 046/1999, prorrogado pelo 5º Termo Aditivo	100	07.07.2045
Elejor	Contrato de concessão nº 125/2001 - UHE Fundão	70	11.06.2040
	Contrato de concessão nº 125/2001 - UHE Santa Clara CGHs Fundão I e Santa Clara I		10.05.2040 (a)
Dona Francisca Energética	Contrato de concessão nº 188/1998 - UHE Dona Francisca	23	21.09.2037
UEG Araucária (NE nº 39)	Autorização - Resolução nº 351/1999 - UTE Araucária (60,9% da Copel GeT)	20,3	23.12.2029
Compagas (NE nº 39)	Contrato de concessão de distribuição de gás	51	06.07.2054
Usina de Energia Eólica São João S.A. (b)	Portaria MME nº 173 /2012 - EOL São João	49	26.03.2047
Usina de Energia Eólica Carnaúba S.A. (b)	Portaria MME nº 204 /2012 - EOL Carnaúbas	49	09.04.2047
Usina de Energia Eólica Reduto S.A. (b)	Portaria MME nº 230 /2012 - EOL Reduto	49	16.04.2047
Usina de Energia Eólica Santo Cristo S.A. (b)	Portaria MME nº 233 /2012 - EOL Santo Cristo	49	18.04.2047

(a) Empreendimentos tiveram a conversão da autorização em registro, conforme Resoluções Autorizativas nºs 14.744/2023 e 14.745/2023.

(b) Subsidiária integral da Voltalia São Miguel do Gostoso I Participações S.A.

Usina Hidrelétrica - UHE

Pequena Central Hidrelétrica - PCH / Central Geradora Hidrelétrica - CGH

Usina Termelétrica - UTE

Usina Eolielétrica - EOL

2.2 Contratos de Concessão/Autorização da Copel GeT e das suas participações societárias

Concessões de geração	Participação %	Vencimento	
CONCESSÕES ONEROSAS PELO DIREITO DE USO DO BEM PÚBLICO - UBP			
Contrato de Concessão de geração nº 001/2007 - UHE Gov. Jayme Canet Júnior - Mauá (a)	51	28.06.2049	
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	
CONCESSÕES DE SERVIÇO PÚBLICO			
Contrato de Concessão nº 045/1999 (NE nº 34.2.6)			
UTE Figueira	100	26.03.2019	
UHE São Jorge	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	-	
Contratos de Concessão / Autorização das Participações Societárias			
UEG Araucária (NE nº 39)	Resolução nº 351/1999 - UTE Araucária (20,3% da Copel)	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 (b)	Autorização - Resolução nº 114/2000 - PCH Arturo Andreoli	35,77	07.07.2034
PCH Bela Vista	Resolução Autorizativa nº 913/2007 - transferência de titularidade pela Resolução Autorizativa nº 7802/2019	100	02.01.2041
F.D.A. Geração de Energia Elétrica (NE nº 34.2.6)	Contrato de Concessão de Geração nº 002/2020	100	21.12.2024
Jandaíra I Energias Renováveis	Portaria nº 140/2020 - EOL Jandaíra I	100	02.04.2055
Jandaíra II Energias Renováveis	Portaria nº 141/2020 - EOL Jandaíra II	100	02.04.2055
Jandaíra III Energias Renováveis	Portaria nº 142/2020 - EOL Jandaíra III	100	02.04.2055
Jandaíra IV Energias Renováveis	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 Paraíba IV SPE S.A.	Portaria nº 10/2019 - EOL Vila Ceará I	100	14.01.2054
EOL Aventura II	Portaria nº 209/2018 - Aventura II	100	05.06.2053
EOL Aventura III	Portaria nº 220/2018 - Aventura III - REA nº 7.820/2019	100	11.06.2053
EOL Aventura IV	Portaria nº 215/2018 - Aventura IV	100	05.06.2053
EOL Aventura V	Portaria nº 213/2018 - Aventura V	100	05.06.2053
EOL SRMN I S.A.	Portaria nº 196/2018 - Santa Rosa e Novo Mundo I	100	04.06.2053
EOL SRMN II S.A.	Portaria nº 194/2018 - Santa Rosa e Novo Mundo II	100	04.06.2053
EOL SRMN III S.A.	Portaria nº 197/2018 - Santa Rosa e Novo Mundo III	100	04.06.2053
EOL SRMN IV S.A.	Portaria nº 188/2018 - Santa Rosa e Novo Mundo IV	100	01.06.2053
EOL SRMN V S.A.	Portaria nº 189/2018 - Santa Rosa e Novo Mundo V - REA 7.783/2019	100	01.06.2053

(a) A Resolução Autorizativa Aneel nº 14.435/2023 e a Resolução Homologatória Aneel nº 3.242/2023 deferiram o pleito de recomposição do prazo de outorga para exploração da usina em 763 dias, alterando o vencimento para 28.06.2049.

(b) A Resolução Autorizativa nº 14.896/2023 deferiu o pleito de recomposição do prazo de outorga para exploração da usina em 986 dias, alterando o vencimento para 07.07.2034.

Concessões de transmissão	Participação %	Vencimento	Próxima revisão tarifária
Contratos de Concessões de Linhas de Transmissão - LT e Subestações - SE			
Contrato nº 060/2001 - Instalações de transmissão (diversos LTs e SEs) - prorrogado pelo 3º termo aditivo	100	01.01.2043	2023 (b)
Contrato nº 075/2001 - LT 230 kV Bateias - Jaguariaíva	100	17.08.2031	(a)
Contrato nº 006/2008 - LT 230 kV Bateias - Pilarzinho	100	17.03.2038	2023 (c)
Contrato nº 027/2009 - LT 525 kV Foz do Iguaçu - Cascavel Oeste	100	19.11.2039	2025
Contrato nº 010/2010 - LT 500 kV Araraquara II - Taubaté	100	06.10.2040	2026
Contrato nº 015/2010 - SE Cerquillo III 230/138 kV	100	06.10.2040	2026
Contrato nº 022/2012 - LT 230 kV Londrina - Figueira e LT 230 kV Foz do Chopim - Salto Osório	100	27.08.2042	2023 (c)
Contrato nº 002/2013 - LT 230 kV Assis - Paraguaçu Paulista II e SE Paraguaçu Paulista II 230 kV	100	25.02.2043	2023 (c)
Contrato nº 005/2014 - LT 230 kV Bateias - Curitiba Norte e SE Curitiba Norte 230/138 kV	100	29.01.2044	2024
Contrato nº 021/2014 - LT 230 kV Foz do Chopim - Realeza e SE Realeza 230/138 kV	100	05.09.2044	2025
Contrato nº 022/2014 - LT 500 kV Assis - Londrina	100	05.09.2044	2025
Contrato nº 006/2016 - 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 Andirá Leste 230/138 kV			
Contratos de Concessão / Autorização das Participações Societárias			
Costa Oeste Transmissora	Contrato nº 001/2012:	100	12.01.2042
	LT 230 kV Cascavel Oeste - Umuarama		
	SE Umuarama 230/138 kV		
Caiuá Transmissora	Contrato nº 007/2012:	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		
Marumbi Transmissora	Contrato nº 008/2012:	100	10.05.2042
	LT 525 kV Curitiba - Curitiba Leste		
	SE Curitiba Leste 525/230 kV		
Integração Maranhense	Contrato nº 011/2012: LT 500 kV Açailândia - Miranda II	49	10.05.2042
Matrinchã Transmissora	Contrato nº 012/2012:	49	10.05.2042
	LT 500 kV Paranaíta - Cláudia		
	LT 500 kV Cláudia - Paranatinga		
	LT 500 kV Paranatinga - Ribeirãozinho		
	SE Paranaíta 500 kV		
	SE Cláudia 500 kV		
	SE Paranatinga 500 kV		
Guaraciaba Transmissora	Contrato nº 013/2012:	49	10.05.2042
	LT 500 kV Ribeirãozinho - Rio Verde Norte		
	LT 500 kV Rio Verde Norte - Marimbondo II		
	SE Marimbondo II 500 kV		
Paranaíba Transmissora	Contrato nº 007/2013:	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		
Mata de Santa Genebra	Contrato nº 001/2014:	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		
Cantareira Transmissora	Contrato nº 019/2014: LT 500 kV Estreito - Fernão Dias	49	05.09.2044
Uirapuru Transmissora	Contrato nº 002/2005: LT 525 kV Ivaiporã - Londrina	100	04.03.2035

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

(b) Revisão postergada para 2024 (porém referente a 2023), nos termos do despacho nº 402/2023.

(c) A Resolução Homologatória nº 3.205/2023 reposicionou a RAP das transmissoras. No entanto, os efeitos foram desconsiderados na Resolução Homologatória 3.216/2023 para o ciclo da RAP 2023/2024 e serão processados no ciclo 2024/2025, após a publicação do Despacho nº 4.675/2023.

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), emitidas 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 29.02.2024.

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 e de suas controladas. Os resultados reais podem divergir dessas estimativas, as quais são revisadas de forma contínua. As revisões das estimativas 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 15 - Base de consolidação e Investimentos: avaliação sobre a existência de controle e influência significativa;
- NEs nºs 4.2 e 34 - Instrumentos financeiros: definição da categoria dos instrumentos financeiros;
- NEs nºs 4.19 e 39 - Ativos mantidos para venda e operações descontinuadas: avaliação da venda como altamente provável.

3.3.2 Incertezas sobre premissas e estimativas

A seguir estão apresentadas as notas explicativas que contém informações sobre as principais premissas a respeito do futuro e outras principais origens de incerteza nas estimativas com uma possibilidade razoável de levar a ajustes significativos nos valores dos ativos e passivos no próximo exercício financeiro:

- NEs nºs 4.3 e 8 - Ativos e passivos financeiros setoriais: previsão de valores que serão contemplados no processo de revisão tarifária;
- NEs nºs 4.4 e 9 - Contas a receber vinculadas à concessão: previsão dos fluxos de caixa e do saldo indenizável dos contratos de concessão;
- NEs nºs 4.5 e 10 - Ativos de contrato: definição da taxa de remuneração dos contratos, alocação do preço às obrigações de performance e previsão dos fluxos de caixa;
- NEs nºs 4.8 e 16 - Imobilizado: previsão de vida útil dos ativos;
- NEs nºs 4.9 e 17 - Intangível: previsão de vida útil dos ativos;
- NEs nºs 4.10.1 e 7.2 - Perdas de crédito esperadas: estimativa de valores que não serão recebidos;
- NEs nºs 4.10.2 e 16.4 - Redução ao valor recuperável de ativos não financeiros: definição de premissas, determinação da taxa de desconto e previsão dos fluxos de caixa;
- NEs nºs 4.11 e 28 - Provisões para litígios e passivos contingentes: estimativa de perdas em processos judiciais;
- NEs nºs 4.11 e 12.2.1 - Provisão para destinação de crédito de PIS e Cofins: avaliação dos montantes que podem ser exigidos para devolução aos consumidores;
- NEs nºs 4.12 e 4.13 - Reconhecimento de receita: estimativa de valores não faturados e de margem de construção;
- NE nº 4.14 - Operações de compra e venda de energia elétrica na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE: previsão de valores que serão faturados pela CCEE;
- NEs nºs 4.15 e 34.2.10 - Instrumentos financeiros derivativos: marcação a mercado dos contratos de compra e venda de energia;
- NEs nºs 4.16.2 e 12.1 - Imposto de renda e contribuição social diferidos: previsão de lucros tributáveis futuros para recuperabilidade dos tributos;
- NEs nºs 4.17 e 22 - Benefícios pós-emprego: premissas atuariais para avaliação dos planos previdenciários e assistenciais;
- NEs nºs 4.18 e 26 - Direito de uso de ativos e Passivo de arrendamentos: definição da taxa de desconto 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 públicas 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.

3.5 Reapresentação de saldos comparativos

Em virtude da apresentação dos saldos de operação descontinuada decorrentes do processo de desinvestimento das controladas Compagas e UEGA, descrito na NE nº 39, os saldos das Demonstrações de Resultado, de Fluxos de Caixa e de Valor Adicionado estão sendo reapresentados, para fins de comparabilidade, conforme quadros a seguir:

31.12.2022	Controladora			Consolidado		
	Apresentado	Ajustes	Reapresentado	Apresentado	Ajustes	Reapresentado
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO						
Receita operacional líquida	-	-	-	21.927.721	(1.392.380)	20.535.341
Custos operacionais	-	-	-	(16.928.407)	1.322.823	(15.605.584)
Lucro operacional bruto	-	-	-	4.999.314	(69.557)	4.929.757
Despesas com vendas	-	-	-	(186.740)	11.071	(175.669)
Despesas gerais e administrativas	(111.665)	-	(111.665)	(803.721)	70.026	(733.695)
Outras Receitas (Despesas) Operacionais	(441.601)	-	(441.601)	(1.571.194)	20.996	(1.550.198)
Resultado da equivalência patrimonial	1.620.451	125.812	1.746.263	478.577	-	478.577
Lucro antes do resultado financeiro e dos tributos	1.067.185	125.812	1.192.997	2.916.236	32.536	2.948.772
Resultado Financeiro	(119.717)	-	(119.717)	(1.966.037)	(39.847)	(2.005.884)
Lucro operacional	947.468	125.812	1.073.280	950.199	(7.311)	942.888
Imposto de renda e contribuição social	164.539	-	164.539	199.122	81.977	281.099
Lucro líquido do exercício - operações continuadas	1.112.007	125.812	1.237.819	1.149.321	74.666	1.223.987
Resultado de operações descontinuadas	-	(125.812)	(125.812)	-	(74.666)	(74.666)
Lucro líquido do exercício	1.112.007	-	1.112.007	1.149.321	-	1.149.321
Atribuído aos acionistas da empresa controladora	-	-	-	1.112.007	-	1.112.007
Atribuído aos acionistas não controladores	-	-	-	37.314	-	37.314
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO ABRANGENTE						
Total de outros resultados abrangentes, líquido de tributos	207.266	-	207.266	209.987	-	209.987
Resultado abrangente do exercício	1.319.273	-	1.319.273	1.359.308	-	1.359.308
Atribuído aos acionistas da empresa controladora	-	-	-	1.319.273	-	1.319.273
Atribuído aos acionistas não controladores	-	-	-	40.035	-	40.035
DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA						
Fluxo de caixa das atividades operacionais	3.079.427	-	3.079.427	3.902.649	-	3.902.649
Lucro líquido do exercício	1.112.007	125.812	1.237.819	1.149.321	74.666	1.223.987
Ajustes ao lucro	(1.263.984)	(125.812)	(1.389.796)	2.293.118	(306.736)	1.986.382
Variações de ativos e passivos	3.309.797	-	3.309.797	1.883.234	2.709	1.885.943
Impostos e encargos pagos	(78.393)	-	(78.393)	(1.423.024)	51.534	(1.371.490)
Resultado de operações descontinuadas	-	-	-	-	177.827	177.827
Fluxo de caixa das atividades de investimento	(62.556)	-	(62.556)	(2.774.996)	-	(2.774.996)
Aquisições de ativo de contrato, imobilizado e intangível	(6.028)	-	(6.028)	(2.880.829)	580.969	(2.299.860)
Outras atividades	(56.528)	-	(56.528)	105.833	(22.967)	82.866
Operações descontinuadas	-	-	-	-	(558.002)	(558.002)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	(3.443.046)	-	(3.443.046)	(1.922.041)	-	(1.922.041)
Ingressos/(amortizações) de empréstimos e debêntures	(1.274.899)	-	(1.274.899)	305.928	-	305.928
Amortizações de passivos de arrendamentos	(378)	-	(378)	(60.200)	2.988	(57.212)
Outras atividades	(2.167.769)	-	(2.167.769)	(2.167.769)	-	(2.167.769)
Operações descontinuadas	-	-	-	-	(2.988)	(2.988)
Total dos efeitos no caixa e equivalentes de caixa	(426.175)	-	(426.175)	(794.388)	-	(794.388)
DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO						
Valor Adicionado a Distribuir	1.170.581	-	1.170.581	15.221.897	-	15.221.897
Receitas	7.844	-	7.844	32.323.483	(1.812.692)	30.510.791
(-) Insumos adquiridos de terceiros	(513.907)	-	(513.907)	(17.687.854)	1.568.424	(16.119.430)
(-) Depreciação e amortização	(2.504)	-	(2.504)	(1.300.982)	67.885	(1.233.097)
(+) Valor adicionado transferido	1.679.148	125.812	1.804.960	1.887.250	(76.424)	1.810.826
Operações descontinuadas	-	(125.812)	(125.812)	-	252.807	252.807
Distribuição do Valor Adicionado	1.170.581	-	1.170.581	15.221.897	-	15.221.897
Pessoal	37.983	-	37.983	1.305.006	(47.732)	1.257.274
Governo	(49.409)	-	(49.409)	9.862.540	(235.446)	9.627.094
Terceiros	70.000	-	70.000	2.905.030	(44.295)	2.860.735
Acionistas	1.112.007	125.812	1.237.819	1.149.321	74.666	1.223.987
Operações descontinuadas	-	(125.812)	(125.812)	-	252.807	252.807

4 Políticas Contábeis Materiais

A seguir são apresentadas as informações materiais das políticas contábeis da Companhia.

4.1 Base de consolidação

4.1.1 Método de equivalência patrimonial

Os investimentos em controladas (no balanço da Controladora), 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. Os saldos das transações entre operações continuadas e operações descontinuadas também são integralmente eliminados no balanço consolidado.

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 quando há transferência de controle para a adquirente 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)*, apresentado no investimento nas demonstrações financeiras individuais da empresa adquirente e no ativo intangível nas demonstrações financeiras consolidadas. 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* e, portanto, são amortizados pelo período da concessão.

Passivos contingentes relacionados a assuntos de natureza tributária, cível e trabalhista, classificados na adquirida como risco de perda possível e remoto, são reconhecidos pelos seus valores justos como investimento na adquirente e como provisão para litígios no balanço consolidado.

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 e 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.

Depois do reconhecimento inicial os ativos financeiros somente são reclassificados se a Companhia mudar o modelo de negócios para a gestão de ativos financeiros e esta reclassificação deve ocorrer de forma prospectiva.

A Companhia e suas controladas não possuem instrumentos financeiros mensurados ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes, exceto pelo ativo proveniente das Reduções Certificadas de Emissões - RECs da Elejor. A Companhia opera com instrumentos financeiros derivativos conforme descrito na NE nº 4.15.

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 Ativos e passivos financeiros setoriais líquidos

No segmento de distribuição de energia elétrica a Companhia registra as variações dos ativos e passivos financeiros setoriais com o objetivo de manter a neutralidade entre os valores faturados das tarifas dos consumidores, para cobertura dos custos de energia, de encargos e outros itens relacionados, e o previsto em cobertura tarifária, conforme termo aditivo ao contrato de concessão das concessionárias de distribuição, aprovado pelo Despacho Aneel nº 4.621/2014.

Os ativos e passivos financeiros setoriais líquidos são compostos por: a) Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela A - CVA, que registra a variação entre os custos previstos e realizados de aquisição de energia elétrica, de transmissão e encargos setoriais; b) itens financeiros que correspondem a

outros direitos e obrigações integrantes da tarifa.

Os valores são atualizados até a data do reajuste/revisão tarifária e, após a homologação da Aneel, a nova tarifa é aplicada para o ano tarifário vigente, proporcionando cobrança ou devolução dos ativos e passivos constituídos, os quais passam a ser amortizados.

No caso de extinção da concessão por qualquer motivo, os valores residuais de itens da Conta de Compensação de Valores de itens da “Parcela A” - CVA e outros componentes financeiros, não repassados via tarifa, devem ser incorporados no cálculo da indenização, mantendo-se resguardado o direito ou a obrigação do concessionário junto ao Poder Concedente.

4.4 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.

4.4.1 Concessão de distribuição de energia elétrica

O contrato de concessão de distribuição de energia elétrica prevê que parte dos investimentos efetuados pelo concessionário é remunerada pelos usuários do serviço público e a outra parte é indenizada pelo Poder Concedente ao final da concessão. Esse modelo prevê o reconhecimento de ativo financeiro, ativo de contrato no período da construção e de ativo intangível.

A parcela reconhecida como ativo financeiro refere-se à indenização prevista no contrato de concessão de serviços públicos de distribuição de energia elétrica que assegura o direito incondicional de receber caixa ao final da concessão, a ser pago pelo Poder Concedente. Essa indenização tem como objetivo reembolsar a Companhia pelos investimentos efetuados em infraestrutura, sem recuperação, por meio da tarifa.

Os fluxos de caixa vinculados a esses ativos são determinados considerando o valor da base tarifária denominada Base de Remuneração Regulatória - BRR, definida pelo Poder Concedente, e o valor justo é registrado com base na metodologia de custo de reposição dos bens integrantes da infraestrutura de distribuição vinculada à concessão.

4.4.2 Concessão de distribuição de gás canalizado

O contrato de concessão de distribuição de gás canalizado, prevê que parte dos investimentos efetuados pelo concessionário é remunerada pelos usuários do serviço público e outra parte é indenizada pelo Poder Concedente, o Estado do Paraná, ao final da concessão. Esse modelo prevê o reconhecimento de ativo financeiro, ativo de contrato no período da construção e de ativo intangível. O montante que não será amortizado dentro do prazo da concessão é apresentado como Contas a receber vinculadas a concessão e representa o valor a ser reembolsado à Companhia pelo poder concedente no final do prazo do contrato. Os saldos contábeis referentes à concessão de distribuição de gás canalizado estão apresentados como ativo mantido para venda tendo em vista o processo de desinvestimento da Compagas (NE nº 39).

4.4.3 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.

4.4.4 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.

4.5 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.

4.5.1 Concessão de distribuição de energia elétrica

Representa o direito contratual da concessionária relacionado às obras em construção para atendimento às necessidades da concessão, contabilizado ao custo acrescido de encargos financeiros, quando aplicável.

Quando da entrada em operação os ativos são transferidos para o ativo intangível, no montante equivalente ao que será remunerado pelo usuário mediante pagamento de tarifa pelo uso dos serviços, ou para o contas a receber vinculados à concessão, no montante equivalente à parcela residual dos ativos não amortizados que serão revertidos ao poder concedente mediante indenização ao final da concessão.

4.5.2 Concessão de distribuição de gás canalizado

Obras em curso para distribuição de gás canalizado as quais serão transferidas para o ativo intangível quando de sua entrada em operação e na medida em que é recebido o direito (autorização) de cobrar os usuários. O montante que não será amortizado dentro do prazo da concessão é transferido para Contas a receber vinculadas à concessão. Os saldos contábeis referentes à concessão de distribuição de gás canalizado estão apresentados como ativo mantido para venda tendo em vista o processo de desinvestimento da Compagas (NE nº 39).

4.5.3 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 4.13), e por sua remuneração financeira (NE nº 4.12.2).

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 um componente econômico, referente ao custo de capital dos ativos não depreciados em julho de 2017 e um componente financeiro, 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.

4.6 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.

4.7 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.

4.8 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.

4.9 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.

4.9.1 Concessão onerosa de geração de energia elétrica e de gás canalizado

Corresponde à aquisição de direito de exploração do potencial de geração de energia hidráulica e de gás canalizado 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.

4.9.2 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.

4.9.3 Concessão de distribuição de energia elétrica

Compreende o direito de exploração da infraestrutura, construída ou adquirida sob o regime de concessão do serviço público de energia elétrica, e de cobrar dos usuários o serviço público prestado.

É reconhecido pelo custo de aquisição, incluídos os custos de empréstimos, deduzido da amortização acumulada e das perdas por redução ao valor recuperável, quando aplicável. A amortização desse intangível reflete o padrão em que se espera que os benefícios econômicos futuros do ativo sejam consumidos, com expectativa de amortização durante o prazo da concessão.

Durante a fase de construção da infraestrutura os custos são classificados como ativos de contrato (NE nº 4.5).

4.9.4 Concessão de distribuição de gás canalizado

Ativo intangível para a prestação dos serviços de distribuição de gás, que corresponde ao direito de cobrar dos usuários pelo fornecimento de gás. Esse ativo intangível é avaliado inicialmente pelo custo de aquisição, inclusive juros e demais encargos financeiros capitalizados. Nesse ativo é aplicado o método de amortização linear definida com base na avaliação da vida útil estimada de cada ativo, considerando o padrão de benefício econômico gerado pelos ativos intangíveis. Durante a fase de construção da infraestrutura os custos são classificados como ativos de contrato (NE nº 4.5). Os saldos contábeis referentes à concessão de distribuição de gás canalizado estão apresentados como ativo mantido para venda tendo em vista o processo de desinvestimento da Compagas (NE nº 39).

4.9.5 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 nas estimativas é contabilizado prospectivamente.

4.9.6 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.

4.10 Redução ao valor recuperável de ativos - Impairment

Os ativos são avaliados para identificar evidências de desvalorização.

4.10.1 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.

As contas a receber de clientes são baixadas quando não há expectativa razoável de recuperação. Os indícios para isso incluem, entre outras coisas, a incapacidade do devedor de participar de um plano de renegociação de sua dívida com a Companhia ou de realizar pagamentos contratuais de dívidas vencidas.

4.10.2 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 justo líquido da despesa 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.

O valor recuperável de ativos de contrato na sua fase de formação é testado 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.

4.11 Provisões

Uma provisão é reconhecida quando: (i) a Companhia tem uma obrigação presente (legal 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.

Os valores que correspondem à parcela principal da provisão são reconhecidos no resultado operacional ou no ativo e a atualização monetária, se houver, é reconhecida no resultado financeiro. Provisões socioambientais são registrados em contrapartida ao ativo quando incorridos durante a fase de implantação de empreendimentos ou, ainda, após a entrada em operação comercial, quando considerados condicionantes para obtenção/renovação das licenças de operação e manutenção.

Os ativos e passivos contingentes não são reconhecidos contabilmente, porém são divulgados em nota explicativa quando for provável o reconhecimento de benefícios econômicos futuros, para os ativos, ou quando a probabilidade de saída de recursos for avaliada como possível, no caso dos passivos.

4.12 Reconhecimento da receita

4.12.1 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, por estimativa, com base no último faturamento e/ou considerando a energia contratada e sazonalizada no mês. O contrato de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica prevê compensações de não performance de indicadores de qualidade que, quando incorridas, são contabilizadas em conta redutora da receita de disponibilidade da rede elétrica.

4.12.2 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.

4.13 Receita de construção e custo de construção

As receitas relativas a serviços de construção da infraestrutura utilizada na prestação de serviços de distribuição e transmissão de energia elétrica e de distribuição de gás 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.

Considerando que a Copel DIS e a Compagas terceirizam a construção de infraestrutura de distribuição com partes não relacionadas, por meio de obras realizadas em curto prazo, a margem de construção para as atividades de distribuição de energia e de gás resulta em valores não significativos, o que leva ao não reconhecimento deste valor na receita de construção. A margem de construção adotada para a atividade de transmissão deriva de metodologia de cálculo que considera o risco do negócio.

Os saldos de receita e custo de construção referentes à concessão de distribuição de gás canalizado estão apresentados como resultado de operação descontinuada tendo em vista o processo de desinvestimento da Compagas (NE nº 39).

4.14 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.

4.15 Instrumentos financeiros derivativos

4.15.1 Operações de compra e venda de energia

A Companhia negocia operações de compra e venda de energia e parte de seus contratos são designados e classificados como instrumentos financeiros derivativos mensurados a valor justo por meio do resultado.

Os ganhos ou perdas líquidos não realizados decorrentes da marcação a mercado destes contratos (diferença entre os preços contratados e os de mercado) são registrados como receita operacional ou custo operacional no resultado do exercício.

4.16 Tributos

4.16.1 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.

4.16.2 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.

4.16.3 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.

4.17 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) pela Companhia. 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.

4.18 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. 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.

4.19 Ativos e passivos mantidos para venda e operação descontinuada

Ativos e passivos são classificados como mantidos para venda quando seu valor contábil for recuperável por meio da venda. A reclassificação do ativo só deve ser efetuada quando a venda for altamente provável, o que significa que deve estar disponível para venda imediata nas condições atuais e deve existir o comprometimento da alta administração com o desinvestimento, com previsão de finalização em até 12 meses a partir da data da reclassificação. A mensuração dos ativos mantidos para venda e passivos associados é realizada pelo menor valor entre o contábil e o valor justo líquido das despesas de venda. Se o ativo representar uma importante linha separada de negócios, a referida transação é considerada uma operação descontinuada, e seus resultados e fluxos de caixa são apresentados de forma segregada.

4.20 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.

4.21 Pronunciamentos aplicáveis à Companhia a partir de 1º.01.2023

A partir de 1º.01.2023 estão vigentes as alterações a seguir, sem impactos significativos nas demonstrações contábeis da Companhia:

- (i) CPC 26 / IAS 1 e expediente prático 2 do IFRS: alteração nas divulgações de principais políticas contábeis para informações materiais da política contábil (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 Companhia não possui quaisquer contratos que atendam à definição de contrato de seguro (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 e atualizações decorrentes das alterações de Reforma Tributária Internacional - Regras Modelo do Pilar Dois (a partir de 1º.01.2023);

4.22 Novas normas que ainda não entraram em vigor

A partir dos exercícios seguintes estarão vigentes as alterações abaixo:

- (i) CPC 26 / IAS 1: requisitos para classificação de Passivos como Circulantes ou Não Circulantes e para apresentação de Passivo Não Circulante com Covenants (a partir de 1º.01.2024);
- (ii) CPC 06 / IFRS 16 - Arrendamentos: alterações relacionadas a operações de “*sale and leaseback*” (a partir de 1º.01.2024);

- (iii) CPC 03 / IAS 7 - Demonstração dos Fluxos de Caixa e CPC 40 / IFRS 7 - Instrumentos Financeiros: requisitos para divulgação de acordos de financiamento de fornecedores (a partir de 1º.01.2024);
- (iv) CPC 02 / IAS 21 - Efeitos das Mudanças nas Taxas de Câmbio e Conversão de Demonstrações Contábeis (a partir de 1º.01.2025);
- (v) 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	
	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
Caixa e bancos conta movimento	96	173	223.298	222.641
Aplicações financeiras de liquidez imediata	2.231.317	199.704	5.411.325	2.455.816
	2.231.413	199.877	5.634.623	2.678.457

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 comprá-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 92,0% e 103,5% da taxa de variação do Certificado de Depósito Interbancário - CDI.

O saldo de 31.12.2023 contempla os recursos recebidos decorrente da oferta pública de distribuição primária de 246.256.841 ações emitidas pela Companhia, totalizando o valor de R\$ 2.031.619, conforme descrito na NE nº 1.

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 1 a 54 meses a partir do final do período, porém, a maior parte do saldo está registrada no ativo não circulante pois se refere a recursos vinculados à garantia financeira de contratos de longo prazo.

Categoria	Indexador	Controladora		Consolidado	
		31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
Cotas de fundos de investimentos (a)	CDI	93	93	410.012	353.454
Certificados de Depósitos Bancários - CDB	96% a 101% do CDI	-	-	85.483	77.602
		93	93	495.495	431.056
	Circulante	93	93	4.763	93
	Não circulante	-	-	490.732	430.963

Certificado de Depósito Interbancário - CDI

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

7 Clientes

Consolidado	Saldos vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Saldo 31.12.2023	Saldo 31.12.2022
Fornecimento de energia e Encargos de uso do sistema - Copel DIS (a)	2.428.632	395.161	157.947	2.981.740	2.513.664
Fornecimento de energia - consumidores livres	207.084	4.414	6.303	217.801	208.631
Outros créditos de consumidores	90.694	71.771	39.850	202.315	111.436
Suprimento de energia - Concessionárias, permissionárias e comercializadoras	437.348	24.184	9.555	471.087	483.218
CCEE (7.1)	70.048	-	119.665	189.713	196.627
Encargos de uso do sistema de transmissão	68.161	7.314	10.680	86.155	71.466
Distribuição de gás (NE nº 39)	-	-	-	-	138.770
(-) Perdas de créditos esperadas (7.2)	(19.588)	(40.195)	(222.599)	(282.382)	(271.943)
	3.282.379	462.649	121.401	3.866.429	3.451.869
	Circulante			3.761.170	3.342.050
	Não circulante			105.259	109.819

(a) Contempla o saldo do parcelamento de débitos a valor presente, considerando o montante a ser descontado, as datas de realização, as datas de liquidação e a taxa de desconto de 1,22% a.m. (1,10% a.m. em 31.12.2022).

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 moveu ação judicial em 2018 em face da Aneel com o intuito de impugnar as deliberações que rejeitaram o pedido de reconhecimento de excludentes de responsabilidade pelo deslocamento do cronograma de implantação da UHE Colíder constante do Contrato de Concessão nº 01/2011-MME-UHE Colíder, de que é titular, mantido também o cronograma de suprimento nos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR). Foi concedida decisão liminar provisória favorável à Companhia junto ao Tribunal Regional Federal da 1ª Região ("TRF1") para suspender os efeitos sancionatórios e contratuais das deliberações questionadas. Em maio de 2023 foi proferida sentença pelo Juízo Federal competente, em que se reconheceu os pedidos de forma parcial. A Copel GeT interpôs recurso de apelação ao TRF1 defendendo a extensão do reconhecimento das excludentes para todo período, e renovou o pedido de tutela recursal para manter a sustação dos efeitos das deliberações da Aneel, até o julgamento do recurso, o que foi novamente concedido em agosto de 2023 pelo Desembargador Relator. Aguarda-se o processamento e o julgamento do recurso.

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

Consolidado	Saldo em 1º.01.2022	Adições / (reversões)	Perdas (a)	Saldo em 31.12.2022	Adições / (reversões)	Perdas (a)	Reclassifi- cação (b)	Saldo em 31.12.2023
Fornecimento de energia e Encargos de uso do sistema - Copel DIS	154.083	114.718	(149.263)	119.538	99.685	(85.356)	-	133.867
Fornecimento de energia - consumidores livres e outros créditos	1.205	11.327	-	12.532	2.792	-	-	15.324
Suprimento de energia - Concessionárias, permissionárias e comercializadoras	19.763	(5.353)	(4.583)	9.827	4.533	(834)	-	13.526
CCEE (7.1)	119.665	-	-	119.665	-	-	-	119.665
Distribuição de gás	9.885	1.064	(568)	10.381	286	(329)	(10.338)	-
	304.601	121.756	(154.414)	271.943	107.296	(86.519)	(10.338)	282.382

(a) Perdas líquidas de saldo de faturas recuperadas.

(b) Reclassificação para Ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 39).

8 Ativos e Passivos Financeiros Setoriais Líquidos

Os Ativos e Passivos Financeiros Setoriais compreendem as diferenças apuradas entre os saldos considerados na cobertura tarifária para cobrir os custos de energia, encargos e outros componentes financeiros, e os custos reais incorridos, resultando em um saldo a receber pela distribuidora ou a ressarcir para os consumidores. O saldo atual é constituído por valores homologados pela Aneel no último reajuste tarifário e por valores que serão homologados nos próximos eventos tarifários.

Consolidado	Saldo em 1º.01.2023	Receita Operacional		Resultado financeiro	Bandeiras tarifárias	Balanco Patrimonial	Saldo em 31.12.2023
		Constituição	Amortização	Atualização		Constituição	
Parcela A							
Energia elétrica comprada para revenda - Itaipu	819.649	(70.066)	(702.517)	59.495	-	-	106.561
Energia elétrica comprada p/ revenda - CVA Energ	(582.059)	(444.221)	555.568	(86.565)	112	-	(557.165)
Transporte de energia pela rede básica	253.766	540.084	(244.243)	51.550	-	-	601.157
Transporte de energia comprada de Itaipu	10.706	50.824	(10.188)	3.251	-	-	54.593
ESS	227.329	271.566	(323.495)	23.651	(56.567)	-	142.484
CDE	200.493	(55.037)	(149.314)	5.138	-	-	1.280
Proinfra	42.078	(32.344)	(22.660)	(1.569)	-	-	(14.495)
Outros componentes financeiros							
Devolução Pis e Cofins	(765.573)	-	1.525.351	-	-	(1.462.673)	(702.895)
Neutralidade	98.598	(41.000)	(79.292)	2.072	-	-	(19.622)
Compensação acordos bilaterais CCEAR	(186)	-	186	-	-	-	-
Risco hidrológico	(524.806)	(431.385)	504.007	(23.216)	-	-	(475.400)
Devoluções tarifárias	(175.460)	(92.589)	96.560	(10.118)	-	-	(181.607)
Sobrecontratação	436.324	327.874	(176.556)	46.848	(297)	-	634.193
Bônus Itaipu	4.943	(68)	(66.026)	(1.076)	-	58.984	(3.243)
Conta escassez hídrica	(71.188)	-	71.188	-	-	-	-
CDE Eletrobras	(184.100)	165.167	24.583	(8.336)	-	(39.196)	(41.882)
Outros	107.629	(13.446)	(108.315)	(2.872)	-	-	(17.004)
	(101.857)	175.359	894.837	58.253	(56.752)	(1.442.885)	(473.045)
Ativo circulante	190.699						15.473
Ativo não circulante	190.699						15.473
Passivo circulante	(433.914)						(476.103)
Passivo não circulante	(49.341)						(27.888)

Consolidado	Saldo em 1º.01.2022	Receita Operacional		Resultado financeiro	Bandeiras tarifárias	Balanco Patrimonial	Saldo em 31.12.2022
		Constituição	Amortização	Atualização		Constituição	
Parcela A							
Energia elétrica comprada para revenda - Itaipu	1.286.966	344.732	(914.566)	102.517	-	-	819.649
Energia elétrica comprada p/ revenda - CVA Energ	(475.842)	(540.360)	429.160	(36.149)	41.132	-	(582.059)
Transporte de energia pela rede básica	180.521	213.107	(152.329)	12.467	-	-	253.766
Transporte de energia comprada de Itaipu	14.018	8.125	(11.823)	386	-	-	10.706
ESS	531.280	417.465	(324.194)	46.467	(443.689)	-	227.329
CDE	(18.786)	392.608	(201.781)	28.452	-	-	200.493
Proinfra	10.501	77.631	(53.235)	7.181	-	-	42.078
Outros componentes financeiros							
Devolução Pis e Cofins	(337.350)	-	1.164.877	-	-	(1.593.100)	(765.573)
Neutralidade	81.177	94.338	(81.461)	4.544	-	-	98.598
Compensação acordos bilaterais CCEAR	(184)	(239)	385	(148)	-	-	(186)
Risco hidrológico	(604.152)	(463.625)	570.582	(27.611)	-	-	(524.806)
Devoluções tarifárias	(198.997)	(66.898)	101.685	(11.250)	-	-	(175.460)
Sobrecontratação	(78.596)	522.321	53.319	15.420	(76.140)	-	436.324
Bônus Itaipu	(26.451)	46.915	(6.240)	(4.568)	-	(4.713)	4.943
Conta escassez hídrica	-	-	76.949	(2.293)	-	(145.844)	(71.188)
CDE Eletrobras	-	165.214	-	(13.803)	-	(335.511)	(184.100)
Outros	110.196	86.068	(100.867)	13.933	-	(1.701)	107.629
	474.301	1.297.402	550.461	135.545	(478.697)	(2.080.869)	(101.857)
Ativo circulante	383.740						190.699
Ativo não circulante	383.740						190.699
Passivo circulante	(139.770)						(433.914)
Passivo não circulante	(153.409)						(49.341)

Devolução PIS e Cofins

Nos processos de reajustes tarifários anuais a Copel DIS destinou R\$ 1.462.673 em 2023 e R\$ 1.593.100 em 2022 referentes ao crédito tributário oriundo da ação judicial referente à exclusão do ICMS na base de cálculo do PIS e Cofins (NE nº 12.2.1).

9 Contas a Receber Vinculadas à Concessão

Consolidado	31.12.2023	31.12.2022
Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica (9.1)	1.954.679	1.442.819
Bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas (9.2)	792.741	766.832
Contrato de concessão de geração de energia elétrica (9.3)	71.835	68.642
	2.819.255	2.278.293
	Circulante	8.603
	Não circulante	2.269.690
	9.354	8.603
	2.809.901	2.269.690

9.1 Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Em 1º.01.2022	1.200.708
Transferências de ativos de contrato (NE nº 10.1)	168.072
Transferências para outros créditos (bens destinados a alienação)	(5.048)
Reconhecimento do valor justo	79.169
Baixas	(82)
Em 31.12.2022	1.442.819
Transferências de ativos de contrato (NE nº 10.1)	451.250
Transferências para outros créditos (bens destinados a alienação)	(1.287)
Reconhecimento do valor justo	62.167
Baixas	(270)
Em 31.12.2023	1.954.679

Saldo correspondente à parcela estimada dos investimentos realizados na infraestrutura do serviço público cuja vida útil do bem supera o prazo da concessão e que, conforme previsão contratual, será indenizado pelo Poder Concedente ao final da concessão.

9.2 Bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas

Em 1º.01.2022	730.851
Transferências para suprimento de energia elétrica - clientes	(82.458)
Juros efetivos (NE nº 30.1)	118.439
Em 31.12.2022	766.832
Transferências para suprimento de energia elétrica - clientes	(88.461)
Juros efetivos (NE nº 30.1)	114.370
Em 31.12.2023	792.741

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.

9.3 Contrato de concessão de geração de energia elétrica

Em 1º.01.2022	102.220
Remuneração	1.934
Ajuste ao valor justo	(35.512)
Em 31.12.2022	68.642
Ajuste ao valor justo	3.193
Em 31.12.2023	71.835

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 2015 a Copel GeT manifestou à Aneel o interesse no recebimento do valor indenizável, com a comprovação da realização dos respectivos investimentos, e em 2022 protocolou o relatório de avaliação do valor indenizável atualizado (NE nº 34.2.1 - e).

10 Ativos de contrato

Consolidado	31.12.2023	31.12.2022
Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica (10.1)	2.201.958	2.332.171
Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado (10.2)	-	30.032
Contratos de concessão de transmissão (10.3)	5.403.103	5.310.476
	7.605.061	7.672.679
	Circulante 284.616	220.660
	Não circulante 7.320.445	7.452.019

10.1 Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Consolidado	Ativo	Obrigações especiais	Total
Em 1º.01.2022	1.851.866	(53.671)	1.798.195
Adições	2.092.117	-	2.092.117
Participação financeira do consumidor	-	(243.916)	(243.916)
Transferências para o intangível (NE nº 17.1)	(1.332.118)	194.794	(1.137.324)
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 9.1)	(197.912)	29.840	(168.072)
Baixas	(8.829)	-	(8.829)
Em 31.12.2022	2.405.124	(72.953)	2.332.171
Adições	2.305.311	-	2.305.311
Participação financeira do consumidor	-	(339.277)	(339.277)
Transferências para o intangível (NE nº 17.1)	(1.888.949)	273.071	(1.615.878)
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 9.1)	(507.401)	56.151	(451.250)
Outras transferências	(12.391)	-	(12.391)
Baixas	(16.728)	-	(16.728)
Em 31.12.2023	2.284.966	(83.008)	2.201.958

Saldo composto pelas obras em andamento relacionadas principalmente com a construção e ampliação de subestações, linhas e redes de distribuição e equipamentos de medição, mensurados ao custo histórico, líquidos das obrigações especiais. À medida que essas obras são concluídas, os valores são transferidos para Contas a Receber Vinculados à Concessão e Intangível, conforme a forma da remuneração. Durante a fase de construção são capitalizados os custos de empréstimos, financiamentos e debêntures. Em 2023 estes custos totalizaram R\$ 19.041, à taxa média de 0,32% a.a. (R\$ 17.903, à taxa média de 0,38% a.a., em 2022).

10.2 Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado

Em 1º.01.2022	29.815
Aquisições	13.955
Transferências para o intangível (NE nº 17.3)	(13.738)
Em 31.12.2022	30.032
Aquisições	25.510
Transferências para o intangível (NE nº 17.3)	(11.503)
Reclassificação (a)	(44.039)
Em 31.12.2023	-

(a) Reclassificação para Ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 39).

10.3 Contratos de concessão de transmissão

	Ativo concessões	Ativo RBSE	Total
Em 1º.01.2022	3.632.386	1.427.652	5.060.038
Realização de mais/menos valia em combinações de negócios	721	-	721
Transferências para encargos do uso da rede - clientes	(389.939)	(213.378)	(603.317)
Transferências para o imobilizado	(3.822)	-	(3.822)
Transferência de litígios	(1.558)	-	(1.558)
Remuneração	509.722	201.926	711.648
Receita de construção	89.166	-	89.166
Margem de construção	1.458	-	1.458
Ganho por eficiência (10.3.1)	56.142	-	56.142
Em 31.12.2022	3.894.276	1.416.200	5.310.476
Realização de mais/menos valia em combinações de negócios	722	-	722
Transferências para encargos do uso da rede - clientes	(423.851)	(294.975)	(718.826)
Transferências para o imobilizado	(4.086)	-	(4.086)
Transferência de litígios	(458)	-	(458)
Remuneração	521.308	194.722	716.030
Receita de construção	85.181	-	85.181
Margem de construção	1.410	-	1.410
Ganho por eficiência (10.3.1)	12.654	-	12.654
Em 31.12.2023	4.087.156	1.315.947	5.403.103

Em junho de 2022 foi emitida a Nota Técnica nº 85/2022-SGT/Aneel que tratou da análise dos pedidos de reconsideração sobre pagamento do componente financeiro e reperfilamento do Ativo RBSE, com decisão monocrática (Despacho nº 1.762/2022) deliberada por um diretor da Aneel sobre o referido tema. Esta decisão foi suspensa pelo colegiado, conforme Despacho nº 1.844/2022, e os termos da referida Nota Técnica estão em discussão pelas assessorias da Diretoria da Aneel, em conjunto com a Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica, acerca das premissas, metodologias e cálculos considerados

para formação deste componente tarifário. Mais recentemente, em 27.04.2023, foi emitida a Nota Técnica nº 85/2023–SGT/ANEEL, por meio da qual apresentou-se análise técnica das manifestações acerca dos cálculos apresentados na Nota Técnica nº 085/2022-SGT/Aneel. Tendo em vista que este assunto ainda não foi deliberado pela Diretoria colegiada da Aneel, os valores homologados por meio da Resolução Homologatória Aneel nº 2.847 de 22.04.2021 seguem vigentes e contabilmente apropriados.

10.3.1 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 junho de 2023 a Aneel homologou a revisão tarifária dos contratos de Concessão da Copel GeT nºs 006/2008 - Bateias/Pilarzinho, 022/2012 - Londrina/Figueira e 002/2013 - Assis/Paraguaçu Paulista II, com reposicionamento positivo em termos nominais de 11,15%, 4,15% e 7,84%, respectivamente, gerando um ganho de R\$ 4.014 (Em 2022, a revisão tarifária dos contratos de Costa Oeste e Marumbi, apurou ganho de R\$ 30.654).

10.3.2 Premissas adotadas para o cálculo do ativo de contrato

	31.12.2023			31.12.2022		
	Ativo concessões	Ativo RBSE		Ativo concessões	Ativo RBSE	
		Financeiro	Econômico		Financeiro	Econômico
Margem de construção	1,65%	N/A	N/A	1,65%	N/A	N/A
Margem de operação e manutenção	1,65%	N/A	N/A	1,65%	N/A	N/A
Taxa de remuneração (a)	9,60% a.a.	8,11% a.a.	11,10% a.a.	9,58% a.a.	8,11% a.a.	11,10% a.a.
Índice de correção dos contratos	IPCA (b)	IPCA	IPCA	IPCA (b)	IPCA	IPCA
RAP anual, conforme Resolução Homologatória (c)	574.028	201.158	157.525	523.713	91.276	151.560

(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.

(c) incremento na parcela financeira da RAP dos ativos RBSE, devido ao reperfilamento definido pela Resolução Homologatória nº 2.847/2021.

11 Outros Créditos

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
Valor justo na compra e venda de energia (NE nº 34.2.10)	-	-	1.101.684	1.081.758
Serviços em curso (a)	1.660	-	328.972	369.916
Repasse CDE (11.1)	-	-	133.375	83.649
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	-	-	61.317	58.367
Alienações e desativações em curso	7	7	48.228	39.768
Adiantamento a empregados	373	536	17.333	20.768
Adiantamentos contratuais a fornecedores	-	-	15.371	12.709
Bônus por redução voluntária de consumo	-	-	2.917	2.917
Remuneração de empregados cedidos a recuperar	305	305	503	1.261
Outros créditos	104	147	93.372	157.719
	2.449	995	1.803.072	1.828.832
	Circulante	2.431	977	949.732
	Não circulante	18	18	853.340
				897.380
				931.452

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

11.1 Repasse CDE

Valores da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE para cobertura dos descontos tarifários incidentes sobre as tarifas de distribuição de energia elétrica, definidos na Lei nº 10.438/2002 e Decreto nº 7.891/2013. Os valores são estipulados no Reajuste/Revisão Tarifária Anual e correspondem ao período de junho do ano atual a maio do próximo ano. Mensalmente, a Companhia constitui estimativa de diferenças a serem compensadas no próximo reajuste tarifário.

12 Tributos

12.1 Imposto de renda e contribuição social diferidos

Controladora	Reconhecido		Reconhecido		Reconhecido		Saldo em 31.12.2023
	Saldo em 1º.01.2022	no resultado	no resultado abrangente	Saldo em 31.12.2022	no resultado	no resultado abrangente	
Ativo não circulante							
Provisões para litígios	119.434	154.080	-	273.514	19.634	-	293.148
Perdas de créditos esperadas	49.443	-	-	49.443	(4.851)	-	44.592
Prejuízo fiscal e base de cálculo negativa	-	16.271	-	16.271	(297)	-	15.974
Benefícios pós-emprego	4.808	463	3.854	9.125	(187)	8.528	17.466
Programa de desligamentos voluntários	5.140	(4.594)	-	546	5.659	-	6.205
Outros	14.459	801	-	15.260	2.560	-	17.820
	193.284	167.021	3.854	364.159	22.518	8.528	395.205
(-) Passivo não circulante							
Atualização de depósitos judiciais	22.989	878	-	23.867	2.645	-	26.512
Instrumentos financeiros	2.943	1.916	-	4.859	2.077	-	6.936
Outros	1.868	(312)	-	1.556	716	-	2.272
	27.800	2.482	-	30.282	5.438	-	35.720
Líquido	165.484	164.539	3.854	333.877	17.080	8.528	359.485

Consolidado	Saldo em 1º.01.2022	Reconhecido no resultado	Outros (a)	Reconhecido no resultado abrangente	Saldo em 31.12.2022	Reconhecido no resultado	Outros (a)	Reclassifi- cação (b)	Reconhecido no resultado abrangente	Saldo em 31.12.2023
Ativo não circulante										
Provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins	-	629.427	-	-	629.427	19.985	-	-	-	649.412
Provisões para litígios	502.873	132.175	-	-	635.048	(41.717)	4.643	(5.496)	-	592.478
Benefícios pós-emprego	429.121	22.724	-	(88.548)	363.297	14.774	-	(2.466)	129.007	504.612
Valor justo na compra e venda de energia	185.460	65.700	-	-	251.160	5.060	-	-	-	256.220
<i>Impairment</i>	313.275	(17.486)	-	-	295.789	(73.376)	-	(9.126)	-	213.287
Programa de desligamentos voluntários	23.030	(22.551)	-	-	479	207.330	-	-	-	207.809
Perdas de créditos esperadas	151.149	(11.412)	-	-	139.737	1.852	-	(633)	-	140.956
Prejuízo fiscal e base de cálculo negativa	121.802	73.260	-	-	195.062	(55.382)	(124)	(36.271)	-	103.285
Tributos com exigibilidade suspensa	74.665	7.516	-	-	82.181	7.672	-	-	-	89.853
Passivo de arrendamentos	55.659	19.124	-	-	74.783	(121)	-	-	-	74.662
Provisão para P&D e PEE	138.849	(11.766)	-	-	127.083	(59.818)	-	-	-	67.265
Amortização do direito de concessão	52.429	5.220	-	-	57.649	5.220	-	-	-	62.869
Provisões por desempenho e participação nos lucros	115.871	(100.957)	-	-	14.914	35.889	-	-	-	50.803
Contratos de concessão	19.769	(1.067)	-	-	18.702	(1.069)	-	-	-	17.633
Outros	101.047	22.814	-	-	123.861	5.011	-	-	-	128.872
	2.284.999	812.721	-	(88.548)	3.009.172	71.310	4.519	(53.992)	129.007	3.160.016
(-) Passivo não circulante										
Contratos de concessão	1.788.474	51.919	8.155	-	1.848.548	6.891	209.086	(38.064)	-	2.026.461
Custo atribuído ao imobilizado	326.497	(18.810)	-	-	307.687	(16.769)	-	-	-	290.918
Depreciação acelerada	102.324	25.832	-	-	128.156	18.382	-	-	-	146.538
Valor justo na compra e venda de energia	290.964	76.834	-	-	367.798	6.775	-	-	-	374.573
Atualização de depósitos judiciais	65.119	7.708	-	-	72.827	12.063	-	-	-	84.890
Direito de uso de ativos	54.980	16.897	-	-	71.877	(1.552)	-	-	-	70.325
Custo de transação - empréstimos e debêntures	28.036	2.280	-	-	30.316	11.348	-	-	-	41.664
Outros	30.174	21.672	-	3.500	55.346	17.125	-	(16.552)	(2.167)	53.752
	2.686.568	184.332	8.155	3.500	2.882.555	54.263	209.086	(54.616)	(2.167)	3.089.121
Líquido	(401.569)	628.389	(8.155)	(92.048)	126.617	17.047	(204.567)	624	131.174	70.895
Ativo apresentado no Balanço Patrimonial	963.259				1.644.299					1.757.688
Passivo apresentado no Balanço Patrimonial	(1.364.828)				(1.517.682)					(1.686.793)

(a) Efeitos principalmente de combinação de negócios ocorridas em 2023 (NE nº 1.2) e 2022.

(b) Reclassificação para Ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 39).

12.1.1 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, de acordo com as projeções de resultados futuros. Estas projeções foram apreciadas pelo Conselho Fiscal e aprovadas pelo Conselho de Administração em 29.02.2024.

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.

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

- Provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins: serão realizados a medida do repasse dos valores nos processos de revisão e reajuste tarifário homologados pelo órgão regulador, caso ocorra, ou pela reversão da respectiva provisão;
- 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;

- 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, considerando o limite estabelecido na legislação;
- 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
2024	252.492	(1.191)	1.011.652	(349.672)
2025	8.531	(1.173)	712.514	(326.304)
2026	8.535	(1.177)	200.526	(275.776)
2027	8.539	(1.181)	101.950	(231.884)
2028	8.532	(1.174)	63.152	(198.029)
2029 a 2031	24.626	(3.534)	150.686	(489.463)
após 2031	83.950	(26.290)	919.536	(1.217.993)
	395.205	(35.720)	3.160.016	(3.089.121)

12.1.2 Créditos fiscais não reconhecidos

Além dos créditos de imposto de renda e contribuição social diferidos registrados no ativo, em 31.12.2023 a Companhia não reconheceu créditos de imposto de renda e contribuição social sobre prejuízos fiscais e bases negativas no montante de R\$ 87.410 (R\$ 197.540 em 31.12.2022) por não haver razoável certeza de geração de lucros tributáveis futuros suficientes para absorção dos referidos ativos, principalmente na Cutia Empreendimentos Eólicos S.A. (subsidiária da Copel GeT). Em decorrência do processo de desinvestimento, o valor dos créditos não reconhecidos da UEGA em 31.12.2023 está apresentado na NE nº 39.

12.2 Outros tributos a recuperar e outras obrigações fiscais

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
Ativo circulante				
ICMS a recuperar	-	-	158.010	128.288
PIS/Pasep e Cofins a compensar (a)	-	-	784.593	1.110.659
Outros tributos a compensar	-	-	740	747
	-	-	943.343	1.239.694
Ativo não circulante				
ICMS a recuperar	-	-	190.229	171.374
PIS/Pasep e Cofins a compensar (a)	41.078	39.810	1.982.826	2.421.176
Outros tributos a compensar	-	-	83.101	34.743
	41.078	39.810	2.256.156	2.627.293
Passivo circulante				
ICMS a recolher (12.2.2)	-	-	194.734	149.506
Parcelamento ICMS (12.2.3)	-	-	11.365	10.437
PIS/Pasep e Cofins a recolher	-	28.297	34.616	70.423
IRRF sobre JSCP	-	-	31.200	11.372
Programa Especial de Regularização Tributária - Pert	-	-	62.420	57.046
Outros tributos	476	393	11.748	4.822
	476	28.690	346.083	303.606
Passivo não circulante				
INSS a recolher - liminar sobre depósito judicial	4.030	3.676	264.868	242.248
Parcelamento ICMS (12.2.3)	-	-	29.921	37.883
Programa Especial de Regularização Tributária - Pert	-	-	317.304	347.029
Outros tributos	-	-	-	6.331
	4.030	3.676	612.093	633.491

* Saldos de ativos e passivos apresentados de forma líquida, considerando o direito e a intenção da Companhia de realizar o ativo e o passivo em bases líquidas.

(a) No saldo estão contidos valores referente a crédito de Pis e Cofins sobre ICMS (NE nº 12.2.1)

12.2.1 Crédito de Pis e Cofins sobre ICMS - Copel Distribuição

Em 12.08.2009, a Copel DIS impetrou mandado de segurança nº 5032406-35.2013.404.7000 perante a 3ª Vara Federal de Curitiba requerendo a concessão de ordem para deixar de incluir o ICMS na base de cálculo do PIS e da Cofins, em 16.06.2020, transitou em julgado acórdão no qual a 2ª Turma do Tribunal Regional Federal da 4ª Região reconheceu o direito da Copel DIS de excluir da base de cálculo do PIS e da Cofins o valor integral do ICMS destacado nas notas fiscais de saída. O acórdão também reconheceu que a prescrição, neste caso, é quinquenal e que, portanto, a Copel tem o direito a ressarcir-se dos valores pagos a partir dos cinco anos anteriores ao ajuizamento do mandado de segurança até a data da decisão transitada em julgado.

A partir desta decisão favorável, a Copel DIS reconheceu o crédito tributário atualizado no ativo que, após a habilitação dos créditos junto à Receita Federal, vem sendo recuperado através da compensação com tributos a recolher desde junho de 2021 para o crédito da Cofins e desde janeiro de 2024 para o crédito do PIS.

Em 13.05.2021, o Supremo Tribunal Federal concluiu o julgamento dos embargos de declaração opostos pela União Federal no Recurso Extraordinário 574.706/PR, dando parcial provimento nos seguintes termos:

(i) no ponto relativo ao ICMS excluído da base de cálculo do PIS e da Cofins, prevaleceu o entendimento de

que se trata do ICMS destacado; e (ii) modular os efeitos do julgado cuja produção haverá de se dar após 15.03.2017, ressalvadas as ações judiciais e administrativas protocoladas até a data da sessão em que proferido o julgamento. Sendo assim a decisão final sobre essa matéria não impactou o trânsito em julgado da ação a favor da Copel DIS, mantendo o tratamento e valores registrados.

O quadro a seguir demonstra a movimentação do ativo:

Em 1º.01.2022	4.355.265
Atualização monetária	294.952
Compensação com tributos a recolher	(1.165.601)
Em 31.12.2022	3.484.616
Atualização monetária	256.492
Compensação com tributos a recolher	(1.075.244)
Em 31.12.2023	2.665.864
	Circulante 777.481
	Não circulante 1.888.383

O ativo continuará sendo compensado com futuros débitos de tributos federais, respeitando os prazos e limites estabelecidos pela legislação tributária vigente.

a) Passivo a restituir para consumidores

A Companhia registrou passivo a restituir para os consumidores referente à recuperação de crédito tributário dos últimos 10 anos, a contar da data do trânsito em julgado, considerando a legislação vigente, o prazo prescricional definido no código civil e a jurisprudência dos tribunais.

Em 09.02.2021, a Aneel abriu a Consulta Pública nº 05/2021 voltada a discutir a forma de devolução dos créditos tributários para os consumidores propondo que os montantes a serem devolvidos a cada ciclo tarifário (créditos junto à Receita Federal do Brasil, somados a eventuais depósitos judiciais já recebidos pela concessionária/permissionária) sejam abatidos na fatura de energia elétrica, por meio de rateio pelo conjunto de consumidores.

Adicionalmente, o Despacho Aneel nº 361/2021 estabeleceu que diante de situações excepcionais, nas quais haja possibilidade de aumento tarifário expressivo, poderá ser utilizada parte dos créditos do PIS e da Cofins antecipadamente à conclusão da consulta pública, limitada a 20% do total envolvido nas ações judiciais impetradas pelas distribuidoras.

O quadro a seguir apresenta a movimentação do passivo:

Em 1º.01.2022	3.326.795
Atualização monetária	261.463
(-) Transferência para passivos financeiros setoriais (NE nº 8)	(1.593.100)
Em 31.12.2022	1.995.158
Atualização monetária	199.241
(-) Transferência para passivos financeiros setoriais (NE nº 8)	(1.462.673)
Em 31.12.2023	731.726
	Circulante 558.591
	Não circulante 173.135

O saldo do passivo será restituído ao consumidor à medida que os créditos tributários no ativo sejam compensados.

b) Provisão para destinação de crédito de PIS e Cofins

Em 27.06.2022, foi promulgada a Lei Federal nº 14.385 que disciplina a destinação de valores de tributos cobrados a maior pelas prestadoras do serviço público de distribuição de energia elétrica, em razão da cobrança do PIS e da Cofins sobre o ICMS, reconhecida pelo poder judiciário como indevida.

Conforme detalhado anteriormente nesta nota, a Copel DIS teve reconhecido o direito de excluir o valor integral do ICMS da base de cálculo do PIS e da Cofins e já efetuou o repasse aos consumidores de parte destes valores, por meio de reduções nos reajustes tarifários homologados pela Aneel.

Neste contexto, apesar da ausência de regulamentação desta Lei, baseada na revisão de avaliação do risco realizada pela Administração, a Copel DIS decidiu reconhecer provisão adicional, sem efeito caixa imediato, referente ao período compreendido entre o 11º e o 16º ano da data do trânsito em julgado da ação. Deste modo, em 30.06.2022 foram efetuados os registros de R\$ 810.563 de provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins e de R\$ 1.011.370 de atualização monetária, totalizando R\$ 1.821.933.

A Administração da Copel DIS entende que a restituição aos consumidores está limitada aos valores de crédito tributário dos últimos 10 anos a contar da data do trânsito em julgado da ação e, portanto, está avaliando as medidas cabíveis, inclusive judiciais, considerando a proteção conferida à coisa julgada, bem como os prazos de prescrição e decadência aplicáveis.

Em 12.12.2022, a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - Abradee ingressou no Supremo Tribunal Federal - STF com Ação Direta de Inconstitucionalidade - ADI questionando a Lei nº 14.385/2022. O julgamento foi incluso nas sessões virtuais de 10.11.2023 a 20.11.2023 e, após o voto do ministro relator, que julgou improcedente o pedido formulado na ação direta, o processo foi destacado para julgamento em plenário físico, ainda não realizado. A Companhia aguarda o desdobramento da referida ADI.

O quadro a seguir demonstra a movimentação da provisão:

Em 1º.01.2022	-
Provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins	810.563
Atualização monetária	1.011.370
Em 30.06.2022	1.821.933
Atualização monetária	29.324
Em 31.12.2022	1.851.257
Atualização monetária	58.518
Em 31.12.2023	1.909.775

Eventual destinação desta provisão ocorrerá somente após os créditos tributários do ativo serem compensados.

12.2.2 ICMS sobre operações de energia elétrica

Em 23.06.2022 foi publicada a Lei Complementar nº 194/2022 que vedou a fixação de alíquotas de ICMS sobre operações de energia elétrica em patamar superior ao das operações em geral, considerada a essencialidade dos bens e serviços relacionados. Ainda, estabeleceu que o ICMS não incide sobre os serviços de transmissão e distribuição e encargos setoriais vinculados às operações com energia elétrica. Em atendimento a lei, e após pronunciamentos dos fiscos estaduais, em setembro de 2022 a Companhia implantou as mudanças necessárias para o devido atendimento à legislação. No entanto, em 09.02.2023, o STF concedeu aos Estados em decisão liminar, nos autos da ADI 7195, a suspensão do artigo que excluiu tais itens da parcela tributada da fatura de energia elétrica. Considerando tal decisão, a Companhia reestabeleceu a tributação do ICMS sobre os referidos serviços e encargos setoriais. Em 03.03.2023, a medida liminar foi referendada pelo Plenário do STF. O mérito da referida ADI encontra-se pendente de julgamento.

12.2.3 Programa de parcelamento incentivado de créditos tributários de ICMS do Paraná

Em 27.09.2022 a Companhia aderiu ao parcelamento de créditos tributários de ICMS, instituído pelo Estado do Paraná através da Lei Estadual nº 20.946/2021, regulamentado pelo Decreto Estadual nº 10.766/2022, no qual inscreveu débitos que totalizavam R\$ 92.249 em seu relatório de situação fiscal, atualizados até setembro de 2022 com os encargos de multa, juros e atualização monetária. Com a adesão, a Companhia obteve o benefício de R\$ 41.696 referente a redução nos encargos, restando um saldo consolidado da dívida na data da adesão, de R\$ 50.553 parcelado em 60 meses até setembro de 2027, conforme regulamento do referido programa. A Companhia vem pagando regularmente as parcelas mensais, atualizadas pela taxa Selic.

12.3 Conciliação da provisão para imposto de renda e contribuição social

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2023	Reapresentado 31.12.2022	31.12.2023	Reapresentado 31.12.2022
Lucro antes do IRPJ e CSLL	2.146.734	1.073.280	2.489.724	942.888
(-) Equivalência patrimonial	(1.237.848)	(586.287)	(307.808)	(478.577)
	908.886	486.993	2.181.916	464.311
IRPJ e CSLL (34%)	(309.021)	(165.578)	(741.851)	(157.866)
Efeitos fiscais sobre:				
Juros sobre capital próprio	325.720	329.800	325.720	329.800
Dividendos	453	250	453	250
Despesas indedutíveis	(5.844)	(41)	(22.701)	(25.172)
Incentivos fiscais	12	-	9.905	11.492
Prejuízo fiscal e base negativa da CSLL não constituídos	-	-	(24.345)	(29.870)
Diferença entre bases de cálculo do lucro real e presumido	-	-	18.844	35.677
Não incidência de IRPJ/CSLL sobre atualização (Selic) de indêbitos tributários	-	-	87.207	100.282
Outros	23	108	(7.289)	16.506
IRPJ e CSLL correntes	(5.737)	-	(371.104)	(368.035)
IRPJ e CSLL diferidos	17.080	164.539	17.047	649.134
Alíquota efetiva - %	-1,2%	-33,8%	16,2%	-60,5%

12.4 Reforma tributária do consumo

Em 20.12.2023, a Emenda Constitucional – EC 132 aprovou a reforma tributária do consumo, que substituiu cinco tributos (PIS, Cofins, IPI, ICMS e ISS) por um Imposto sobre Valor Adicionado (IVA) Dual de padrão internacional, formado pela Contribuição sobre Bens e Serviços - CBS, federal, e pelo Imposto sobre Bens e Serviços - IBS, de estados e municípios. A reforma cria ainda o Imposto Seletivo, de caráter regulatório, com o objetivo de desestimular o consumo de bens e serviços prejudiciais à saúde e ao meio ambiente.

Conforme a EC, os novos tributos terão início de vigência em 2026 (ano de “calibragem”), com a implantação completa a partir de 2033, encerrando-se a vigência dos atuais tributos até 2032. A aplicação dos novos tributos contará com regras gerais de não cumulatividade plena (creditamento amplo), regras equivalentes para o IBS e CBS, alíquotas equalizadas (ressalvados benefícios de redução específicos), base de incidência ampla, tributação no destino e cálculo por fora. Conforme previsto no texto da EC, haverá ainda a necessidade de regulamentações através de leis complementares que deverão ocorrer durante o ano de 2024.

Considerando as regras gerais estabelecidas no nível da referida EC, ainda não é possível determinar com exatidão os impactos finais da referida reforma para a Companhia. No entanto, considerando a atuação da Copel em negócios regulados, com preços e tarifas sujeitos a cláusulas contratuais de reequilíbrio econômico-financeiro, a Companhia espera que a implantação dos novos tributos não gere impacto relevante em seus resultados futuros. Para os segmentos de negócios com aplicação de preços de livre negociação, os contratos vigentes possuem, igualmente, cláusulas de reequilíbrio econômico-financeiro ou, alternativamente, poderão estar sujeitos a aplicação do artigo 21 da referida EC, de modo que também não há expectativa de impactos relevantes nos resultados futuros da Companhia.

13 Despesas Antecipadas

Consolidado	31.12.2023	31.12.2022
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - Proinfra	30.210	30.538
Prêmios de seguros	20.562	20.919
Outros	12.097	8.629
	62.869	60.086
	Circulante	60.076
	Não circulante	10

14 Depósitos Judiciais

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
Fiscais (14.1)	142.221	135.105	482.002	444.134
Trabalhistas	741	410	84.107	125.862
Cíveis				
Cíveis	-	-	43.081	39.597
Servidões de passagem	-	-	19.340	14.726
Consumidores	-	-	5.723	4.862
	-	-	68.144	59.185
Outros	409	3.232	459	3.277
	143.371	138.747	634.712	632.458

14.1 Depósitos judiciais fiscais

Do saldo apresentado no consolidado, o montante de R\$ 265.116 em 31.12.2023 (R\$ 241.681 em 31.12.2022) 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 12.2).

15 Investimentos

15.1 Mutações dos investimentos

Controladora	Saldo em 1º.01.2023	Equivalência patrimonial (a)	Ajustes de avaliação patrimonial	Aporte e/ou Afac	Amortização	Dividendos e JSCP	Reclassificação (b)	Saldo em 31.12.2023
Controladas								
Copel GeT	12.790.070	1.681.171	(55.319)	-	-	(1.667.753)	(196.565)	12.551.604
Copel DIS	6.610.274	569.120	(179.729)	13.000	-	(229.800)	-	6.782.865
Copel SER	8.635	(3.262)	-	48.950	-	-	-	54.323
Copel COM	418.780	105.550	16	-	-	(182.142)	-	342.204
UEG Araucária (15.2)	55.414	10.046	62	-	-	-	(65.522)	-
Compagás (15.2)	284.135	60.556	686	-	-	(79.269)	(266.108)	-
Elejor (15.2)	-	2.942	(2.942)	-	-	-	-	-
Elejor - direito de concessão	9.990	-	-	-	(755)	-	-	9.235
	20.177.298	2.426.123	(237.226)	61.950	(755)	(2.158.964)	(528.195)	19.740.231
Empreendimentos controlados em conjunto								
Voltaia São Miguel do Gostoso I (15.3)	115.976	1.508	-	-	-	-	-	117.484
Voltaia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	8.937	-	-	-	(367)	-	-	8.570
Solar Paraná	7.156	361	-	-	-	(308)	-	7.209
	132.069	1.869	-	-	(367)	(308)	-	133.263
Coligadas								
Dona Francisca Energética (15.4)	28.043	5.353	-	-	-	(2.584)	-	30.812
Outras	1.934	(3)	-	-	-	-	-	1.931
	29.977	5.350	-	-	-	(2.584)	-	32.743
	20.339.344	2.433.342	(237.226)	61.950	(1.122)	(2.161.856)	(528.195)	19.906.237

(a) Valores ajustados em função do passivo a descoberto de Controladas e de cessação de depreciação de ativos reclassificados para mantidos para venda.

(b) Reclassificação para Ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 39).

Controladora	Saldo em 1º.01.2022	Equivalência patrimonial (a)	Ajustes de avaliação patrimonial	Aporte e/ou Afac	Amorti- zação	Dividendos e JSCP	Saldo em 31.12.2022
Controladas							
Copel GeT	12.662.224	1.704.055	58.217	-	-	(1.634.426)	12.790.070
Copel DIS	7.558.556	(229.774)	119.753	-	-	(838.261)	6.610.274
Copel SER	-	(22.774)	31.409	-	-	-	8.635
Copel COM	389.863	108.375	(98)	-	-	(79.360)	418.780
UEG Araucária (15.2)	109.737	(54.302)	(21)	-	-	-	55.414
Compagás (15.2)	259.031	91.393	731	-	-	(67.020)	284.135
Elejor (15.2)	-	(4.757)	4.757	-	-	-	-
Elejor - direito de concessão	10.744	-	-	-	(754)	-	9.990
	20.990.155	1.592.216	214.748	-	(754)	(2.619.067)	20.177.298
Empreendimentos controlados em conjunto							
Voltaia São Miguel do Gostoso I (15.3)	108.990	2.157	-	4.829	-	-	115.976
Voltaia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	9.304	-	-	-	(367)	-	8.937
Solar Paraná	7.035	170	-	-	-	(49)	7.156
	125.329	2.327	-	4.829	(367)	(49)	132.069
Coligadas							
Dona Francisca Energética (15.4)	27.057	5.648	-	-	-	(4.662)	28.043
Outras	1.937	(3)	-	-	-	-	1.934
	28.994	5.645	-	-	-	(4.662)	29.977
	21.144.478	1.600.188	214.748	4.829	(1.121)	(2.623.778)	20.339.344

(a) Equivalência patrimonial ajustada, decorrente do passivo a descoberto de Controladas.

Consolidado	Saldo em 1º.01.2023	Equivalência patrimonial	Aporte e/ou Afac	Amorti- zação	Dividendos e JSCP	Outros (a)	Saldo em 31.12.2023
Empreendimentos controlados em conjunto (15.3)							
Voltaia São Miguel do Gostoso I	115.976	1.508	-	-	-	-	117.484
Voltaia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	8.937	-	-	(367)	-	-	8.570
Caiuá	125.297	12.263	-	-	(4.486)	-	133.074
Integração Maranhense	192.502	24.218	10.780	-	(15.440)	-	212.060
Matrinchá	931.528	77.493	-	-	(14.022)	-	994.999
Guaraciaba	467.099	30.871	-	-	(5.887)	-	492.083
Paranaíba	263.979	36.269	-	-	(8.226)	-	292.022
Mata de Santa Genebra	692.260	58.262	-	-	(13.837)	-	736.685
Cantareira	473.369	44.563	-	-	(49.621)	-	468.311
Solar Paraná	7.156	361	-	-	(308)	-	7.209
	3.278.103	285.808	10.780	(367)	(111.827)	-	3.462.497
Coligadas							
Dona Francisca Energética (15.4)	28.043	5.353	-	-	(2.584)	-	30.812
Foz do Chopim Energética (15.4)	17.116	16.651	-	-	(17.654)	-	16.113
Outras	1.934	(3)	-	-	-	-	1.931
	47.093	22.001	-	-	(20.238)	-	48.856
Propriedades para investimento	535	-	-	(3)	-	(88)	444
	3.325.731	307.809	10.780	(370)	(132.065)	(88)	3.511.797

(a) Transferências para ativo de contrato, intangível e outros créditos (bens destinados a alienação).

Consolidado	Saldo em	Equivalência	Aporte	Redução	Amorti-	Dividendos	Outros	Saldo em
	1º.01.2022	patrimonial	e/ou Afac	de capital	zação	e JSCP	(a)	31.12.2022
Empreendimentos controlados em conjunto (15.3)								
Voltaia São Miguel do Gostoso I	108.990	2.157	4.829	-	-	-	-	115.976
Voltaia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	9.304	-	-	-	(367)	-	-	8.937
Caiuá	106.977	23.806	-	-	-	(5.486)	-	125.297
Integração Maranhense	166.563	32.824	-	-	-	(6.885)	-	192.502
Matrinchá	811.771	162.298	-	-	-	(42.541)	-	931.528
Guaraciaba	407.615	82.251	-	-	-	(22.767)	-	467.099
Paranaíba	226.923	47.623	-	-	-	(10.567)	-	263.979
Mata de Santa Genebra	710.989	56.140	-	(61.536)	-	(13.333)	-	692.260
Cantareira	437.330	45.293	-	-	-	(9.254)	-	473.369
Solar Paraná	7.035	170	-	-	-	(49)	-	7.156
	2.993.497	452.562	4.829	(61.536)	(367)	(110.882)	-	3.278.103
Coligadas								
Dona Francisca Energética (15.4)	27.057	5.648	-	-	-	(4.662)	-	28.043
Foz do Chopim Energética (15.4)	19.102	20.370	-	-	-	(22.356)	-	17.116
Outras	1.937	(3)	-	-	-	-	-	1.934
	48.096	26.015	-	-	-	(27.018)	-	47.093
Propriedades para investimento								
	541	-	-	-	(4)	-	(2)	535
	3.042.134	478.577	4.829	(61.536)	(371)	(137.900)	(2)	3.325.731

(a) Transferência de bens destinados a alienação.

15.2 Controladas com participação de não controladores

15.2.1 Informações financeiras resumidas

	Compagás		Elejor		UEG Araucária	
	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
ATIVO	1.023.624	1.083.713	804.150	848.198	423.367	334.418
Ativo circulante	240.017	282.714	209.323	224.833	36.580	97.586
Ativo não circulante	783.607	800.999	594.827	623.365	386.787	236.832
PASSIVO	1.023.624	1.083.713	804.150	848.198	423.367	334.418
Passivo circulante	206.137	419.277	109.350	111.142	49.797	45.115
Passivo não circulante	302.821	107.306	730.939	771.897	55.959	16.322
Patrimônio líquido	514.666	557.130	(36.139)	(34.841)	317.611	272.981
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO						
Receita operacional líquida	978.581	1.297.034	140.757	194.287	-	98.508
Custos e despesas operacionais	(814.455)	(1.076.181)	(92.793)	(86.033)	4.674	(365.522)
Resultado financeiro	(11.757)	28.440	(43.569)	(113.102)	2.856	11.407
Imposto de renda e contribuição social	(40.750)	(70.092)	(1.487)	4.158	36.795	(11.885)
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	111.619	179.201	2.908	(690)	44.325	(267.492)
Outros resultados abrangentes	1.346	1.433	(4.206)	-	304	-
Resultado abrangente do exercício	112.965	180.634	(1.298)	(690)	44.629	(267.492)
DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA						
Fluxo de caixa das atividades operacionais	185.558	280.480	(14.772)	45.249	(67.767)	(94.401)
Fluxo de caixa das atividades de investimento	(27.807)	(427.175)	(4.600)	(7.364)	(9.870)	(139.033)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	(117.373)	(2.887)	-	-	35.000	(147)
TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	40.378	(149.582)	(19.372)	37.885	(42.637)	(233.581)
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	61.059	210.641	185.916	148.031	64.991	298.572
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	101.437	61.059	166.544	185.916	22.354	64.991
VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	40.378	(149.582)	(19.372)	37.885	(42.637)	(233.581)

Conforme NE nº 39, as controladas Compagas e UEGA estão em processo de desinvestimento. Os saldos apresentados no quadro acima consideram os valores desta empresa antes de qualquer eliminação de saldos *intercompany* e da cessação da depreciação efetuada após a reclassificação dos ativos para mantidos para venda. O resultado abrangente negativo da Elejor se refere ao reflexo do ativo de Reduções Certificadas de Emissões - RCEs.

15.2.2 Mutação do patrimônio líquido atribuível aos acionistas não controladores

Participa�o no capital social	Compagás 49%	Elejor 30%	UEG Araucária 18,8%	Consolidado
Em 1^o.01.2021	248.869	(12.285)	101.627	338.211
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	87.809	(207)	(50.288)	37.314
Outros resultados abrangentes	702	2.041	(22)	2.721
Dividendos	(24.187)	-	-	(24.187)
Distribui�o de dividendos com lucros retidos	(40.198)	-	-	(40.198)
Em 31.12.2022	272.995	(10.451)	51.317	313.861
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	58.181	873	9.304	68.358
Outros resultados abrangentes	660	(1.263)	57	(546)
Dividendos	(13.997)	-	-	(13.997)
Distribui�o de dividendos com lucros retidos	(62.162)	-	-	(62.162)
Em 31.12.2023	255.677	(10.841)	60.678	305.514

15.3 Informa es resumidas dos principais empreendimentos controlados em conjunto

	Voltalia	Caiuá	Integra�o Maranhense	Matrinch�	Guaraciaba	Paranaíba	Mata de Santa Genebra	Cantareira
Saldos em 31.12.2023								
ATIVO	239.779	335.003	585.668	2.984.765	1.611.484	2.047.430	3.768.174	1.799.642
Ativo circulante	9.535	42.176	68.873	432.126	209.444	255.100	689.261	182.210
Caixa e equivalentes de caixa	9.378	13.592	9.247	129.197	52.346	58.781	23.560	23.092
Outros ativos circulantes	157	28.584	59.626	302.929	157.098	196.319	665.701	159.118
Ativo não circulante	230.244	292.827	516.795	2.552.639	1.402.040	1.792.330	3.078.913	1.617.432
PASSIVO	239.779	335.003	585.668	2.984.765	1.611.484	2.047.430	3.768.174	1.799.642
Passivo circulante	17	18.076	12.559	172.783	147.180	142.254	115.975	82.109
Passivos financeiros	-	5.710	8.047	133.551	46.632	71.258	77.365	43.716
Outros passivos circulantes	17	12.366	4.512	39.232	100.548	70.996	38.610	38.393
Passivo não circulante	-	45.349	140.334	781.369	460.052	713.251	2.181.769	761.795
Passivos financeiros	-	23.381	32.919	493.603	360.398	416.535	1.685.717	410.552
Outros passivos não circulantes	-	21.968	107.415	287.766	99.654	296.716	496.052	351.243
Patrimônio líquido	239.762	271.578	432.775	2.030.613	1.004.252	1.191.925	1.470.430	955.738
DEMONSTRA�O DO RESULTADO								
Receita operacional líquida	-	36.562	63.370	313.948	165.557	282.153	393.463	177.852
Custos e despesas operacionais	(83)	(7.069)	1.051	(42.853)	(25.321)	(19.808)	(64.658)	(8.992)
Despesas de juros	-	(2.817)	(4.236)	(70.612)	(43.496)	(58.254)	(117.202)	(39.969)
Receitas financeiras e demais despesas financeiras	1.236	2.437	3.970	22.390	8.472	9.899	(36.378)	8.354
Equivalência patrimonial	2.220	-	-	-	-	-	-	-
Imposto de renda e contribui�o social	(298)	(4.088)	(14.735)	(64.724)	(42.209)	(65.954)	(58.933)	(46.300)
Lucro líquido do exercício	3.075	25.025	49.420	158.149	63.003	148.036	116.292	90.945
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado abrangente do exercício	3.075	25.025	49.420	158.149	63.003	148.036	116.292	90.945
Participa�o no empreendimento - %	49,0	49,0	49,0	49,0	49,0	24,5	50,1	49,0
Valor contábil do investimento	117.484	133.074	212.060	994.999	492.083	292.022	736.685	468.311

	Voltaia	Caiuá	Integração Maranhense	Matrinchã	Guaraciaba	Paranaíba	Mata de Santa Genebra	Cantareira
Saldos em 31.12.2022								
ATIVO	238.907	327.819	588.279	2.935.068	1.568.964	1.921.848	3.587.501	1.805.583
Ativo circulante	10.883	38.421	78.790	427.118	211.094	223.010	539.668	226.945
Caixa e equivalentes de caixa	10.797	13.440	28.997	136.878	56.436	56.518	32.903	73.866
Outros ativos circulantes	86	24.981	49.793	290.240	154.658	166.492	506.765	153.079
Ativo não circulante	228.024	289.398	509.489	2.507.950	1.357.870	1.698.838	3.047.833	1.578.638
PASSIVO	238.907	327.819	588.279	2.935.068	1.568.964	1.921.848	3.587.501	1.805.583
Passivo circulante	2.220	22.569	59.771	225.502	154.404	125.681	113.772	92.290
Passivos financeiros	-	7.273	12.774	130.033	42.260	59.606	70.775	59.850
Outros passivos circulantes	2.220	15.296	46.997	95.469	112.144	66.075	42.997	32.440
Passivo não circulante	-	49.542	135.645	808.485	461.297	718.700	2.091.971	747.233
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
Patrimônio líquido	236.687	255.708	392.863	1.901.081	953.263	1.077.467	1.381.758	966.060
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO								
Receita operacional líquida	-	62.864	100.482	518.428	266.855	231.960	415.526	188.348
Custos e despesas operacionais	(78)	(5.876)	(4.022)	(33.073)	(40.926)	(20.181)	(68.472)	(10.885)
Despesas de juros	-	(3.225)	(4.914)	(76.652)	(45.487)	(55.971)	(117.725)	(40.077)
Receitas financeiras e demais despesas financeiras	1.291	1.620	2.628	17.109	7.889	7.541	(59.597)	2.262
Equivalência patrimonial	2.502	-	-	-	-	-	-	-
Imposto de renda e contribuição social	(258)	(6.802)	(27.185)	(94.589)	(20.473)	31.030	(57.676)	(47.212)
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	3.457	48.581	66.989	331.223	167.858	194.379	112.056	92.436
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado abrangente do exercício	3.457	48.581	66.989	331.223	167.858	194.379	112.056	92.436
Participação no empreendimento - %	49,0	49,0	49,0	49,0	49,0	24,5	50,1	49,0
Valor contábil do investimento	115.976	125.297	192.502	931.528	467.099	263.979	692.260	473.369

Em 31.12.2023, a participação da Copel nos passivos contingentes classificados como perda possível equivale a R\$ 374.774 (R\$ 413.034 em 31.12.2022).

15.4 Informações resumidas das principais coligadas

	Dona Francisca		Foz do Chopim	
	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
ATIVO	170.927	175.415	47.069	51.449
Ativo circulante	15.403	10.148	9.330	11.730
Ativo não circulante	155.524	165.267	37.739	39.719
PASSIVO	170.927	175.415	47.069	51.449
Passivo circulante	19.951	22.373	2.022	3.596
Passivo não circulante	17.189	31.266	-	-
Patrimônio líquido	133.787	121.776	45.047	47.853
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO				
Receita operacional líquida	66.166	66.163	60.593	77.779
Depreciação e amortização	(11.026)	(11.646)	(2.634)	(2.957)
Outros custos e despesas operacionais	(25.884)	(21.814)	(9.610)	(15.707)
Resultado financeiro	(3.456)	(5.172)	207	449
Imposto de renda e contribuição social	(2.557)	(3.009)	(2.009)	(2.617)
Lucro líquido do exercício	23.243	24.522	46.547	56.947
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-
Resultado abrangente do exercício	23.243	24.522	46.547	56.947
Participação na coligada - %	23,03	23,03	35,77	35,77
Valor contábil do investimento	30.812	28.043	16.113	17.116

Em 31.12.2023, a participação da Copel nos passivos contingentes das suas coligadas equivale a R\$ 2.947 (R\$ 2.581 em 31.12.2022).

16 Imobilizado

16.1 Imobilizado por classe de ativos

Consolidado						
	Custo	Depreciação acumulada	31.12.2023	Custo	Depreciação acumulada	31.12.2022
Em serviço						
Reservatórios, barragens, adutoras	8.201.193	(5.068.855)	3.132.338	8.200.744	(4.925.970)	3.274.774
Máquinas e equipamentos	9.790.697	(3.087.977)	6.702.720	8.951.061	(3.060.695)	5.890.366
Edificações	2.009.061	(1.176.398)	832.663	2.001.801	(1.160.549)	841.252
Terrenos	499.020	(69.256)	429.764	510.681	(59.157)	451.524
Veículos e aeronaves	13.056	(11.120)	1.936	35.457	(33.115)	2.342
Móveis e utensílios	14.296	(8.570)	5.726	17.007	(10.871)	6.136
(-) Impairment (16.4)	(674.077)	-	(674.077)	(785.205)	-	(785.205)
(-) Obrigações especiais	(6.877)	510	(6.367)	(748)	330	(418)
	19.846.369	(9.421.666)	10.424.703	18.930.798	(9.250.027)	9.680.771
Em curso						
Custo	415.597	-	415.597	575.080	-	575.080
(-) Impairment (16.4)	(14.879)	-	(14.879)	(186.383)	-	(186.383)
	400.718	-	400.718	388.697	-	388.697
	20.247.087	(9.421.666)	10.825.421	19.319.495	(9.250.027)	10.069.468

Em 25.03.2023 após encerramento da 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. Os procedimentos de recuperação foram concluídos em dezembro de 2023 e a montagem do equipamento na usina está em andamento, com retorno da operação da unidade geradora previsto para ocorrer até abril de 2024.

Em 07.06.2023 a central geradora (*Stream Diver*) da PCH Bela Vista foi liberada para início da operação comercial, finalizando 100% do empreendimento. Porém, a entrada em operação comercial das três unidades geradoras já ocorreu durante o ano de 2021.

16.2 Muta o do imobilizado

Consolidado	Saldo em 1 ^o .01.2023	Aquisi�es/ Impairment	Deprecia�o	Baixas	Transfe- rências	Efeito de combina�o de negócios (NE n ^o 1.2)	Reclassi- fica�o (a)	Saldo em 31.12.2023
Em serviço								
Reservatórios, barragens, adutoras	3.274.774	-	(142.902)	(14)	480	-	-	3.132.338
Máquinas e equipamentos	5.890.366	-	(389.646)	(2.555)	294.149	1.139.428	(229.022)	6.702.720
Edifica�es	841.252	-	(36.707)	(517)	37.804	-	(9.169)	832.663
Terrenos	451.524	-	(10.173)	(647)	4.109	-	(15.049)	429.764
Veículos e aeronaves	2.342	-	(458)	(1)	53	-	-	1.936
Móveis e utensílios	6.136	-	(603)	(393)	689	5	(108)	5.726
(-) Impairment (16.4)	(785.205)	282.632	-	-	(171.504)	-	-	(674.077)
(-) Obriga�es especiais	(418)	-	246	-	(6.297)	-	102	(6.367)
	9.680.771	282.632	(580.243)	(4.127)	159.483	1.139.433	(253.246)	10.424.703
Em curso								
Custo	575.080	172.410	-	(7.590)	(331.473)	47.675	(40.505)	415.597
(-) Impairment (16.4)	(186.383)	-	-	-	171.504	-	-	(14.879)
	388.697	172.410	-	(7.590)	(159.969)	47.675	(40.505)	400.718
	10.069.468	455.042	(580.243)	(11.717)	(486)	1.187.108	(293.751)	10.825.421

(a) Reclassifica o para Ativos classificados como mantidos para venda (NE n^o 39).

Consolidado	Saldo em 1 ^o .01.2022	Aquisi�es/ Impairment	Deprecia�o	Baixas	Transfe- rências	Saldo em 31.12.2022
Em serviço						
Reservatórios, barragens, adutoras	3.385.063	-	(149.331)	-	39.042	3.274.774
Máquinas e equipamentos	5.569.575	-	(333.396)	(29.678)	683.865	5.890.366
Edifica�es	867.833	-	(35.834)	(333)	9.586	841.252
Terrenos	459.118	-	(10.111)	(381)	2.898	451.524
Veículos e aeronaves	1.115	-	(389)	-	1.616	2.342
Móveis e utensílios	5.434	-	(584)	(111)	1.397	6.136
(-) Impairment (16.4)	(710.509)	(74.696)	-	-	-	(785.205)
(-) Obriga�es especiais	(502)	-	125	-	(41)	(418)
	9.577.127	(74.696)	(529.520)	(30.503)	738.363	9.680.771
Em curso						
Custo	752.846	559.318	-	(12.338)	(724.746)	575.080
(-) Impairment (16.4)	(187.382)	999	-	-	-	(186.383)
	565.464	560.317	-	(12.338)	(724.746)	388.697
	10.142.591	485.621	(529.520)	(42.841)	13.617	10.069.468

Durante a fase de constru o são capitalizados os custos de empréstimos, financiamentos e debêntures. Em 2023 estes custos totalizaram R\$ 2.355,   taxa média de 0,051% a.a. (R\$ 13.468,   taxa média de 0,32% a.a., em 2022).

16.3 Opera es em conjunto - consórcios

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

Empreendimento	Participação (%) Copel GeT	Taxa média anual de depreciação (%)	31.12.2023	31.12.2022		
UHE Gov. Jayme Canet Júnior - Mauá	51,0					
Consórcio Energético Cruzeiro do Sul						
Em serviço					859.888	859.882
(-) Depreciação Acumulada					(313.253)	(288.728)
Em curso	20.447	19.899				
			567.082	591.053		
UHE Baixo Iguaçu	30,0					
Em serviço					697.225	693.487
(-) Depreciação Acumulada					(110.039)	(87.278)
Em curso					42.989	55.863
			630.175	662.072		
			1.197.257	1.253.125		

16.4 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 CPC 01 / IAS 36 e da mensuração do valor em uso foram testadas as unidades geradoras de caixa do segmento geração de energia elétrica.

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 o segmento 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;
- Taxas de desconto após os impostos atualizadas, específicas para cada tipo de fonte testada, 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 cada um de seus empreendimentos de geração como unidade geradora de caixa independente.

Em 31.12.2023, os empreendimentos com saldos de *impairment* registrados são os seguintes:

Consolidado	Imobilizado			Valor em uso
	Custo	Depreciação	Impairment	
UHE Colíder	2.580.309	(386.847)	(498.906)	1.694.556
Consórcio Tapajós (a)	14.879	-	(14.879)	-
Usinas no Paraná	462.999	(157.542)	(175.171)	130.286
	3.058.187	(544.389)	(688.956)	1.824.842

(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 31.12.2022	Impairment / Reversão	Transferência	Saldo em 31.12.2023
Em serviço						
UHE Colíder	(639.529)	6.970	(632.559)	133.653	-	(498.906)
UEGA (NE nº 39)	-	(108.132)	(108.132)	108.132	-	-
Usinas no Paraná	(70.980)	26.466	(44.514)	40.847	(171.504)	(175.171)
	(710.509)	(74.696)	(785.205)	282.632	(171.504)	(674.077)
Em curso						
Consórcio Tapajós	(14.879)	-	(14.879)	-	-	(14.879)
Usinas no Paraná	(172.503)	999	(171.504)	-	171.504	-
	(187.382)	999	(186.383)	-	171.504	(14.879)
	(897.891)	(73.697)	(971.588)	282.632	-	(688.956)

A transferência apresentada no quadro acima se refere a reclassificação do saldo acumulado de *impairment* da UTE Figueira, realizada após a finalização da obra de modernização e a entrada em operação comercial da usina.

16.4.1 UHE Colíder e Usinas hídricas no Paraná

Em dezembro de 2023, o cálculo do valor em uso considerou premissas e orçamentos da Companhia e a taxa de desconto depois dos impostos de 5,43% a.a. (em 2022, 5,71% a.a.), que deriva da metodologia WACC para o segmento de geração de energia elétrica para fonte hídrica. O aumento dos encargos regulatórios compensado pela melhora nas estimativas de receita com venda de energia elétrica e, também, pela redução dos custos operacionais e redução da taxa de desconto, impactaram na reversão parcial do saldo de *impairment* registrado em períodos anteriores.

16.4.2 UTE Figueira

Em dezembro de 2023, o cálculo do valor em uso considerou premissas e orçamentos da Companhia, a taxa de desconto depois dos impostos de 5,74% a.a. (em 2022, 6,23% a.a.), que deriva da metodologia WACC para o segmento de geração de energia elétrica para fonte térmica, o saldo de carvão não consumido a ser ressarcido pela conta CDE e a revisão de custos operacionais. A revisão deste conjunto de premissas impactou na reversão parcial do saldo de *impairment* registrado em períodos anteriores.

16.4.3 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 <i>Impairment</i>
Ativos Eólicos					
Complexo São Bento (a)	8,17%	78,56%	73,72%	69,09%	-
Complexo Brisa I (b)	8,17%	74,49%	69,45%	64,64%	-
Complexo Brisa II (c)	8,17%	72,24%	66,94%	61,89%	-
Complexo Bento Miguel (d)	8,17%	27,10%	23,11%	19,34%	-
Complexo Cutia (e)	8,17%	21,56%	18,06%	14,72%	-
Complexo Jandaíra (f)	5,29%	33,62%	29,80%	26,16%	-
Complexo Vilas (g)	4,94%	46,42%	42,02%	37,81%	-
Complexo Aventura (h)	4,66%	22,96%	19,44%	16,07%	-
Complexo Santa Rosa e Mundo Novo (i)	4,66%	15,95%	12,71%	9,61%	-
Ativos Hídricos					
Foz do Areia	5,43%	12,36%	12,21%	12,07%	-
Segredo	5,43%	51,94%	49,82%	47,73%	-
Caxias	5,43%	49,54%	47,36%	45,22%	-
Chaminé	5,43%	4,85%	4,02%	3,21%	-
Apucarantina	5,43%	8,91%	8,25%	7,61%	-
Mauá	5,43%	127,13%	122,18%	117,41%	-
Cavernoso II	5,43%	43,05%	39,63%	36,34%	-
Bela Vista	7,66%	75,43%	69,25%	63,43%	-
Elejor	7,00%	7,21%	4,67%	2,22%	-

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

(b) Usinas Nova Asa Branca I, Nova Asa Branca II, Nova Asa Branca III e Nova Eurus IV.

(c) Usinas Santa Maria, Santa Helena e Ventos de Santo Uriel.

(d) Usinas São Bento do Norte I, São Bento do Norte II, São Bento do Norte III, São Miguel I, São Miguel II e São Miguel III.

(e) Usinas Cutia, Guajiru, Jangada, Maria Helena, Potiguar, Esperança e Paraíso dos Ventos.

(f) Usinas Jandaíra I, Jandaíra II, Jandaíra III e Jandaíra IV.

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

(h) Usinas Aventura II, Aventura III, Aventura IV, Aventura V.

(i) Usinas Santa Rosa e Mundo Novo - SRMN: SRMN I, SRMN II, SRMN III, SRMN IV e SRMN V.

16.5 Taxas de depreciação

Taxas de depreciação (%)	31.12.2023	31.12.2022
Taxas médias do segmento de geração (16.5.1)		
Equipamento geral	6,24	6,25
Máquinas e equipamentos	3,87	3,68
Geradores	3,42	3,42
Reservatórios, barragens e adutoras	2,64	2,67
Turbina hidráulica	2,88	2,89
Unidade de geração eólica	4,94	4,94
Edificações	3,05	3,07
Taxas médias para ativos da Administração central		
Edificações	3,33	3,33
Máquinas e equipamentos de escritório	6,25	6,25
Móveis e utensílios	6,27	6,25
Veículos	14,29	14,29

16.5.1 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, e das usinas Santa Clara e Fundão, da Elejor, 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 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.

17 Intangível

Consolidado	31.12.2023	31.12.2022
Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica (17.1)	8.317.327	7.257.827
Contratos de concessão/autorização de geração (17.2)	2.801.702	2.252.615
Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado (17.3)	-	726.107
Outros intangíveis (17.4)	51.060	41.178
	11.170.089	10.277.727

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

17.1 Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Consolidado	Ativo intangível		Obrigações especiais	Total
	em serviço		em serviço	
Em 1º.01.2022	9.330.317		(2.734.133)	6.596.184
Transferências de ativos de contrato (NE nº 10.1)	1.332.118		(194.794)	1.137.324
Transferências para outros créditos	(955)		-	(955)
Quotas de amortização - concessão (a)	(564.252)		153.503	(410.749)
Quotas de amortização - créditos de PIS/Pasep e Cofins	(10.483)		-	(10.483)
Baixas	(53.494)		-	(53.494)
Em 31.12.2022	10.033.251		(2.775.424)	7.257.827
Transferências de ativos de contrato (NE nº 10.1)	1.888.949		(273.071)	1.615.878
Outras transferências	3		-	3
Quotas de amortização - concessão (a)	(631.106)		163.877	(467.229)
Quotas de amortização - créditos de PIS/Pasep e Cofins	(10.430)		-	(10.430)
Baixas	(78.722)		-	(78.722)
Em 31.12.2023	11.201.945		(2.884.618)	8.317.327

(a) Amortização durante o período de concessão a partir da transferência para intangível em serviço ou da vida útil dos ativos, dos dois o menor.

Saldo referente à parcela da infraestrutura que será utilizada durante a concessão, líquida das obrigações especiais. As obrigações especiais representam os recursos relativos à participação financeira do consumidor, da União, Estados e Municípios, destinados a investimentos em empreendimentos vinculados à concessão, e não são passivos onerosos ou créditos do acionista.

17.2 Contratos de concessão de geração

Consolidado	Contrato de concessão (a)		Direito de concessão e autorização/ágio técnico	Total
	em serviço	em curso		
Em 1º.01.2022	1.759.286	-	714.572	2.473.858
Mais valia na combinação de negócios - Complexo Vilas	-	-	23.982	23.982
Ágio técnico oriundo da combinação de negócios - Complexo Vilas	-	-	8.154	8.154
Quotas de amortização - concessão e autorização (b)	(228.509)	-	(24.870)	(253.379)
Em 31.12.2022	1.530.777	-	721.838	2.252.615
Mais valia na combinação de negócios (NE nº 1.2)	-	-	614.958	614.958
Ágio técnico oriundo da combinação de negócios (NE nº 1.2)	-	-	204.443	204.443
Outorga Aneel - uso do bem público	-	894	-	894
Quotas de amortização - concessão e autorização (b)	(228.513)	-	(42.695)	(271.208)
Capitalizações para intangível em serviço	894	(894)	-	-
Em 31.12.2023	1.303.158	-	1.498.544	2.801.702

(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.

17.3 Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado

Em 1º.01.2022	96.145
Adições - renovação da concessão	413.410
Transferências de ativos de contrato (NE nº 10.2)	13.738
Transferências de contas a receber vinculadas à concessão	243.628
Quotas de amortização - concessão	(40.690)
Baixas	(124)
Em 31.12.2022	726.107
Transferências de ativos de contrato (NE nº 10.2)	11.503
Quotas de amortização - concessão (a)	(27.832)
Baixas	(152)
Reclassificação (b)	(709.626)
Em 31.12.2023	-

(a) Amortização pela expectativa de vida útil do ativo (30 anos para os ativos da operação de distribuição de gás e 10 anos para os demais bens) limitado ao prazo final da concessão.

(b) Reclassificação para Ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 39).

17.4 Outros intangíveis

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

Consolidado	em serviço	em curso	Total
Em 1º.01.2022	22.242	27.131	49.373
Aquisições	-	8.319	8.319
Transferências para imobilizado	(9.795)	-	(9.795)
Capitalizações para intangível em serviço	5.561	(5.561)	-
Quotas de amortização (a)	(5.160)	-	(5.160)
Baixas	-	(1.559)	(1.559)
Em 31.12.2022	12.848	28.330	41.178
Efeito de combinação de negócios (NE nº 1.2)	4	-	4
Aquisições	37	13.351	13.388
Transferências do imobilizado	4.570	-	4.570
Capitalizações para intangível em serviço	14.555	(14.555)	-
Quotas de amortização (a)	(8.040)	-	(8.040)
Baixas	-	(6)	(6)
(-) Reclassificação (b)	(34)	-	(34)
Em 31.12.2023	23.940	27.120	51.060

(a) Taxa anual de amortização: 20%.

(b) Reclassificação para Ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 39).

18 Obrigações Sociais e Trabalhistas

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
Obrigações sociais				
Impostos e contribuições sociais	2.288	1.262	46.831	42.829
Encargos sociais sobre férias e 13º salário	884	773	15.700	15.547
	3.172	2.035	62.531	58.376
Obrigações trabalhistas				
Folha de pagamento, líquida (a)	-	875	27	47.462
Férias	2.409	2.543	81.253	95.930
Provisões por desempenho e participação nos lucros	7.925	688	173.663	47.726
Programa de desligamentos voluntários (NE nº 31.2.1)	17.102	458	610.057	2.895
Outros	-	6	7	400
	27.436	4.570	865.007	194.413
	30.608	6.605	927.538	252.789

(a) O saldo em 31.12.2022 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).

19 Fornecedores

Consolidado	31.12.2023	31.12.2022
Energia elétrica	1.284.191	1.208.733
Materiais e serviços	638.025	626.710
Gás para revenda (NE nº 39)	-	93.696
Encargos de uso da rede elétrica	363.357	286.331
	2.285.573	2.215.470
	Circulante	2.090.022
	Não circulante	125.448

20 Empréstimos e Financiamentos

Consolidado													
Contrato	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	31.12.2023	31.12.2022	
MOEDA NACIONAL Banco do Brasil CCB 265.901.903	Copel DIS	Capital de giro.	Cessão de créditos	29.06.2022	2	24.06.2025	Trimestral	DI + spread 1,25%	DI + spread 2,14%	750.000	751.096 751.096	751.673 751.673	
Itaú Unibanco S.A Nota Comercial (a)	Copel GET	Amortização parcial da 3ª, 4ª e 5ª emissões de debêntures da emitente e 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	1.039.097 1.039.097	1.037.946 1.037.946	
Caixa Econômica Federal 415.855-22/14	Copel DIS	Programa de Eletrificação Rural - Luz para Todos.	Receita própria; emissão de notas promissórias e duplicatas de venda mercantil.	31.03.2015	120	08.12.2026	Mensal	6,0%	6,0%	16.984	5.748 5.748	7.664 7.664	
Banco do Nordeste do Brasil 35202166127989	Jandaira I	Implantação do Complexo Eólico Jandaira.	Fiança bancária	31.05.2021	192	15.06.2038	Mensal	2,7086% + IPCA ⁽¹⁾	3,0107% + IPCA	21.687	19.911	17.969	
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	51.796	46.644	
35202162927987	Jandaira III			31.05.2021	192	15.06.2038	Mensal	2,7086% + IPCA ⁽¹⁾	3,0107% + IPCA	65.158	59.792	53.843	
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	60.033	54.053	
35201915725525	Potiguar B141	Implantação do Complexo Eólico 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	85.776	89.685	
35201922425522	Potiguar B142			04.04.2019	216	15.04.2039	Mensal	IPCA + 2,3323%	IPCA + 2,3323%	92.213	85.797	89.709	
35201926525533	Potiguar B143			11.04.2019	216	15.04.2039	Mensal	IPCA + 2,3323%	IPCA + 2,3323%	92.138	85.481	89.376	
35201910625534	Ventos de Vila Paraiba IV			18.04.2019	216	15.05.2039	Mensal	IPCA + 2,3323%	IPCA + 2,3323%	92.138	87.046	91.004	
352020148727169	Potiguar B61			11.08.2020	216	15.08.2040	Mensal	IPCA + 1,4865%	IPCA + 1,4865%	163.886	180.062	186.552	
18120185433499	Aventura II	Implantação do Complexo Eólico Aventura.	Fiança bancária	28.12.2018	204	15.01.2039	Mensal	IPCA + 2,5707%	IPCA + 2,5707%	69.338	64.272	-	
18120185473500	Aventura III			28.12.2018	204	15.01.2039	Mensal	IPCA + 2,5707%	IPCA + 2,5707%	82.490	76.460	-	
18120185483501	Aventura IV			28.12.2018	204	15.01.2039	Mensal	IPCA + 2,5707%	IPCA + 2,5707%	97.887	91.322	-	
18120185493502	Aventura V			28.12.2018	204	15.01.2039	Mensal	IPCA + 2,5707%	IPCA + 2,5707%	98.684	92.255	-	
18720193955241	SRMN I			30.04.2019	252	15.05.2043	Mensal	IPCA + 2,3323%	IPCA + 2,3323%	110.922	117.161	-	
18720193965240	SRMN II	Implantação do Complexo Eólico Santa Rosa & Mundo Novo (SRMN)	Fiança bancária	30.04.2019	252	15.05.2043	Mensal	IPCA + 2,3323%	IPCA + 2,3323%	97.057	101.752	-	
18720193875242	SRMN III			30.04.2019	252	15.05.2043	Mensal	IPCA + 2,3323%	IPCA + 2,3323%	110.922	118.104	-	
18720193985243	SRMN IV			30.04.2019	252	15.05.2043	Mensal	IPCA + 2,3323%	IPCA + 2,3323%	110.922	119.697	-	
18720193995244	SRMN V			30.04.2019	252	15.05.2043	Mensal	IPCA + 2,3323%	IPCA + 2,3323%	83.192	87.849 1.584.566	718.835	
Banco do Brasil - Repasse BNDES 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	49.263 49.263

(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.

(continua)

Consolidado													
Contrato	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	31.12.2023	31.12.2022	
BNDES													
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	49.263	60.719	
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	7.909	11.186	
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	27.422	32.012	
13211061		Implantação da UHE Colíder.		04.12.2013	192	15.10.2031	Mensal	0% e 1,49% acima da TJLP	6,43% e 7,68%	1.041.155	551.707	615.968	
13210331		Implantação da subestação Cerquilha 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	6.240	7.502	
15206041	Copel GeT	Implantação de linha de transmissão Assis - Paraguaçu Paulista II.		28.12.2015	168	15.06.2030	Mensal	2,42% acima da TJLP	9,04%	34.265	14.127	16.139	
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	8.261	9.542	
18205101		Implantação da UHE Baixo Iguaçu		22.11.2018	192	15.06.2035	Mensal	1,94% acima da TJLP	8,50%	194.000	148.613	159.948	
19207901- A+B+E+F+G+H		Implantação das instalações de transmissão das linhas: SE Medianeira; SE Curitiba Centro e Curitiba Uberaba e SE André Leste.		03.06.2020	279	15.12.2043	Mensal	IPCA + 4,8165%	IPCA + 4,8570%	206.882	202.439	200.932	
19207901- C+D+I+J		Implantação das instalações de transmissão das linhas: Linha de Transmissão Curitiba Leste - Blumenau e Baixo Iguaçu - Realeza.		03.06.2020	267	15.12.2043	Mensal	IPCA + 4,8165%	IPCA + 4,8570%	225.230	190.270	188.869	
14205611-C	Copel DIS	Preservação de negócios, melhorias, suporte operacional e investimentos gerais em expansão e consolidação de projetos e programas de Investimentos Sociais de Empresas (ISE)	Fiança da Copel; cessão fiduciária de receitas e direitos indenizatórios da concessão.	15.12.2014	113	15.06.2024	Mensal	6,0%	6,0%	78.921	3.919	11.757	
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	30.490	34.125	
14.2.1272.1	Santa Helena			01.06.2015	192	15.08.2031	Mensal	1,66% acima da TJLP	8,26%	82.973	33.082	37.027	
11211521	GE Farol			19.03.2012	192	15.06.2030	Mensal	2,34% acima da TJLP	2,34% acima da TJLP	54.100	26.207	29.888	
11211531	GE Boa Vista	Construção e implantação de centrais geradoras eólicas		19.03.2012	192	15.06.2030	Mensal	2,34% acima da TJLP	2,34% acima da TJLP	40.050	19.374	22.096	
11211541	GE S.B. do Norte		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	90.900	43.940	50.112	
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	46.927	53.519	
18204611	Cutia		Penhor de ações; cessão fiduciária de direitos creditórios.	10.10.2018	192	15.07.2035	Mensal	2,04% acima da TJLP	8,37%	619.405	521.972	543.337	
13212221 - A	Costa Oeste	Implantação de linha de transmissão entre as subestações Cascavel Oeste e Umuarama Sul e implantação da subestação Umuarama Sul.		03.12.2013	168	30.11.2028	Mensal	1,95% + TJLP	1,95% + TJLP	27.634	10.778	12.842	
13212221 - B				03.12.2013	106	30.09.2023	Mensal	3,5%	3,5%	9.086	-	598	
14205851 - A	Marumbi	Implantação de linha de transmissão entre as subestações Curitiba e Curitiba Leste e implantação da subestação Curitiba Leste.	Cessão fiduciária de direitos creditórios; 100% das ações penhoradas.	08.07.2014	168	30.06.2029	Mensal	2,00% + TJLP	2,00% + TJLP	33.460	14.512	16.981	
14205851 - B				08.07.2014	106	30.04.2024	Mensal	6,0%	6,0%	21.577	755	3.020	
											1.958.207	2.118.119	
Total moeda nacional											5.387.977	4.694.957	
											Divida bruta	5.387.977	4.694.957
											(-) Custo de transação	(44.760)	(44.594)
											Divida líquida	5.343.217	4.650.363
											Circulante	675.980	278.838
											Não Circulante	4.667.237	4.371.525

DI - Depósito interbancário

IPCA - Índice nacional de preços ao consumidor amplo

TJLP - Taxa de Juros de Longo Prazo

20.1 Vencimentos das parcelas de longo prazo

31.12.2023	Consolidado		
	Dívida bruta	(-) Custo de transação	Dívida líquida
2025	1.638.394	(8.051)	1.630.343
2026	266.754	(2.350)	264.404
2027	270.567	(2.351)	268.216
2028	256.249	(2.364)	253.885
2029	255.797	(2.355)	253.442
Após 2029	2.011.472	(14.525)	1.996.947
	4.699.233	(31.996)	4.667.237

20.2 Mutação de empréstimos e financiamentos

Consolidado		Total
Em 1º.01.2022		3.678.444
Ingressos		1.891.954
(-) Custos de transação		(19.781)
Encargos		416.920
Variação monetária e cambial		20.600
Amortização - principal		(1.000.319)
Pagamento - encargos		(337.455)
Em 31.12.2022		4.650.363
Efeito de combinação de negócios (NE nº 1.2)		875.738
Ingressos		45.325
(-) Custos de transação (a)		(6.886)
Encargos		525.598
Variação monetária		35.184
Amortização - principal		(260.971)
Pagamento - encargos		(521.134)
Em 31.12.2023		5.343.217

(a) Saldo refere-se às contraprestações financeiras (*waiver*) pagas em decorrência do processo de transformação da Copel em Corporação, conforme detalhado na NE nº 20.3.

20.3 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 na necessidade de cumprimento de obrigações acessórias, em multas ou até na declaração de vencimento antecipado das dívidas.

Em 31.12.2023, todos os indicadores e condições contratuais acordados foram integralmente atendidos.

Em decorrência do processo de transformação da Copel em sociedade com capital disperso e sem acionista controlador, conforme detalhado na NE nº 1, foi obtido o consentimento dos credores, mediante contraprestações financeiras (quitadas em julho e agosto de 2023) de modo que a alteração de controle acionário não caracterizasse um evento de vencimento antecipado das dívidas da Companhia. Além disso, foram finalizadas as tratativas de itens administrativos e de comunicação com as instituições financeiras

previstos nos documentos de consentimento.

No que diz respeito ao BNDES, em 13.07.2023 foi autorizado o processo, consignando de forma resolutiva outras condicionantes, conforme segue:

- (i) Nenhum pronunciamento desfavorável do Tribunal de Contas do Estado do Paraná que invalide o processo;
- (ii) Valor da oferta primária dentro do limite pactuado;
- (iii) Anuência à mudança de controle acionário da Copel pelos debenturistas, notistas e demais credores financeiros; e
- (iv) Obtenção das novas concessões das Usinas Hidrelétricas Governador Bento Munhoz da Rocha Netto, Governador Ney Braga e Governador José Richa.

A Companhia iniciou os trâmites formais para assinatura dos novos contratos de concessão que deve ocorrer após a convocação pelo Poder Concedente e até o momento não houve pronunciamentos desfavoráveis do Tribunal de Contas do Estado do Paraná. As demais condicionantes foram atendidas.

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
Copel DIS	BNDES Finem nº 14205611	Endividamento Financeiro / Ebitda	≤ 4,0
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.

21 Debêntures

Empresa	Emissão	Características	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	31.12.2023	31.12.2022
Copel GeT	4ª	(a)	Resgate antecipado total da 4ª emissão de notas promissórias e pagamento parcial da 1ª parcela de amortização da 2ª emissão de debêntures.	Fidejussória	23.07.2018	3	23.07.2023	Semestral	126,0% da taxa DI	133,77% da taxa DI	1.000.000	-	357.573
	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	157.327	225.643
	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	424.292	852.816
	6ª (série 2)		Reembolso de gastos com os projetos UHE Colíder e UHE Baixo Iguçu		15.07.2019	1	15.07.2025	Semestral	IPCA + 3,90%	IPCA+ 4,46%	200.000	263.113	251.363
	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	1.163.255	1.166.982
	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	416.456	397.825
	8ª (série 1)		Aquisição dos Complexos Eólicos Santa Rosa & Mundo Novo (SRMN) e Aventura.		15.01.2023	2	15.01.2030	Semestral	DI + spread 1,40%	DI + spread 1,41%	1.100.000	1.168.465	-
	8ª (série 2)		Reembolso de despesas de investimentos e/ou de aportes no âmbito dos Projetos das Centrais Geradoras Eólicas denominadas Jandaíras I, II, III e IV.		15.01.2023	3	15.01.2035	Semestral	IPCA +6,8226%	IPCA +7,5817%	200.000	214.426	-
Copel DIS	4ª	(a)	Capital de giro e pagamento da 1ª parcela de amortização da 2ª emissão de debêntures.	Fidejussória	27.09.2018	3	27.09.2023	Semestral	DI + spread 2,70%	CDI + 3,96%	1.000.000	-	346.895
	5ª (série 1)	(c)	Investimento para expansão, renovação ou melhoria e reembolso de despesas da rede de distribuição de energia elétrica da Emissora vinculada ao contrato de concessão nº 46/1999 da Aneel.		15.11.2019	3	15.11.2027	Semestral	IPCA + 4,20%	IPCA+ 4,61%	500.000	647.092	618.209
	6ª (série 1)		Reforço do capital de giro da Emissora e amortização da primeira parcela de principal das debêntures de cada uma das seguintes emissões da Emissora: 3ª, 4ª e 5ª Emissão.		16.06.2021	2	15.06.2026	Semestral	CDI + 1,95%	CDI + 2,02%	1.000.000	1.004.566	1.006.449
	6ª (série 2)		Investimentos para expansão, renovação ou melhoria e/ou reembolso de despesas da rede de distribuição de energia elétrica da Emissora, vinculada ao Contrato de concessão nº 46/1999 da Aneel.		16.06.2021	3	15.06.2031	Semestral	IPCA + 4,7742%	IPCA + 5,1564%	500.000	585.696	559.894
	7ª (série 1)		(e)		Reforço de Capital de giro; resgate das debêntures da 3ª emissão; amortização da 2ª parcela de principal da 4ª e 5ª emissão.	15.05.2022	2	15.05.2025	Semestral	CDI + 1,21%	CDI + 1,28%	300.000	304.505
	7ª (série 2)	Investimentos para expansão, renovação ou melhoria e/ou reembolso de despesas da rede de distribuição de energia elétrica da emissora, vinculada ao Contrato de concessão nº 46/1999 da Aneel.			15.05.2022	2	15.05.2027	Semestral	CDI + 1,36%	CDI + 1,42%	901.450	915.148	917.789
	7ª (série 3)		Investimentos para expansão, renovação ou melhoria e/ou reembolso de despesas da rede de distribuição de energia elétrica da emissora, vinculada ao Contrato de concessão nº 46/1999 da Aneel.		15.05.2022	3	15.05.2032	Semestral	IPCA + 6,1732%	IPCA + 6,6587%	298.550	315.816	301.830
	8ª (série 1)		Exclusivamente para reforço de caixa para atendimento dos compromissos da Emissora		15.06.2023	1	15.06.2024	Semestral	CDI + 1,45%	CDI + 1,89%	400.000	401.784	-
	8ª (série 2)	(e)	Exclusivamente para amortização do principal e dos juros devidos no âmbito da Escritura Particular da 4ª Emissão de Debêntures, e o valor remanescente, se houver, para reforço de caixa para atendimento dos compromissos da Emissora		15.06.2023	2	15.06.2027	Semestral	CDI + 2,00%	CDI + 2,14%	800.000	803.723	-
	8ª (série 3)		Exclusivamente para reforço de caixa para atendimento dos compromissos da Emissora		15.06.2023	1	15.06.2028	Semestral	CDI + 2,25%	CDI + 2,35%	400.000	401.897	-
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	82.744	91.468
	2ª (série 2)				24.03.2016	192	15.07.2032	Mensal	IPCA + 9,87%	IPCA+ 10,92%	153.258	118.146	126.067
Cutia	1ª	(b)	Construção e implantação de centrais geradoras eólicas.	Fidejussória	20.03.2019	26	15.12.2031	Semestral	IPCA + 5,8813%	IPCA+ 6,83%	360.000	349.555	360.894
											Dívida bruta	9.738.006	7.887.077
											(-) Custo de transação	(118.900)	(83.222)
											Dívida líquida	9.619.106	7.803.855
											Circulante	1.225.649	1.346.347
											Não Circulante	8.393.457	6.457.508

(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.

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

21.1 Vencimentos das parcelas de longo prazo

31.12.2023	Consolidado		
	Dívida bruta	(-) Custo de transação	Dívida líquida
2025	1.825.412	(25.529)	1.799.883
2026	2.202.198	(19.105)	2.183.093
2027	1.130.834	(11.413)	1.119.421
2028	465.465	(8.281)	457.184
2029	954.663	(8.115)	946.548
Após 2029	1.903.983	(16.655)	1.887.328
	8.482.555	(89.098)	8.393.457

21.2 Mutações das debêntures

	Controladora	Consolidado		
		Operações em continuidade	Operações descontinuadas	Total
Em 1º.01.2022	501.716	8.147.617	-	8.147.617
Ingressos	-	1.500.000	-	1.500.000
(-) Custos de transação	-	(14.445)	-	(14.445)
Encargos e variação monetária	26.642	1.112.287	-	1.112.287
Amortização - principal	(500.000)	(2.051.481)	-	(2.051.481)
Pagamento - encargos	(28.358)	(890.123)	-	(890.123)
Em 31.12.2022	-	7.803.855	-	7.803.855
Ingressos	-	2.900.000	295.000	3.195.000
(-) Custos de transação (a)	-	(60.677)	(955)	(61.632)
Encargos e variação monetária	-	1.297.445	19.017	1.316.462
Amortização - principal	-	(1.193.910)	(18.437)	(1.212.347)
Pagamento - encargos	-	(1.127.607)	(10.423)	(1.138.030)
Reclassificação (b)	-	-	(284.202)	(284.202)
Em 31.12.2023	-	9.619.106	-	9.619.106

(a) Contempla o valor de R\$ 41.788 referente às contraprestações financeiras (*waiver*) pagas em decorrência do processo de transformação da Copel em Corporação, conforme detalhado na NE nº 21.3.

(b) Reclassificação para Passivos classificados como mantidos para venda (NE nº 39).

21.3 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 cumprimento de obrigações acessórias, na solicitação de anuência aos debenturistas ou até na declaração de vencimento antecipado das dívidas.

Em 31.12.2023, todos os indicadores e condições contratuais acordados foram integralmente atendidos, exceto nas controladas Nova Asa Branca I, Nova Asa Branca III e Ventos de Santo Uriel que não atenderam ao Índice de Cobertura do Serviço da Dívida - ICSD de 1,3. Contudo, a Companhia preventivamente solicitou e recebeu, em 29.12.2023, conforme carta do BNDES AEC/DEENE2 nº 042/2023, 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 2023.

Em decorrência do processo de transformação da Copel em sociedade com capital disperso e sem acionista controlador, conforme detalhado na NE nº 1, foram realizadas Assembleias Gerais de Debenturistas para deliberar sobre o consentimento para a realização da operação, mediante contraprestação financeira (*waiver fee*), de modo que a alteração de controle acionário não caracterizasse um evento de vencimento antecipado das dívidas da Companhia. A contraprestação financeira ficou condicionada ao sucesso da oferta, com pagamento em até dez dias de sua liquidação, e corresponde a remuneração 0,20%, multiplicado pela *duration* remanescente das debêntures, incidente sobre seu valor nominal atualizado na data de realização das Assembleias, exceto para a 1ª série da 6ª Emissão da Copel GeT e 4ª Emissão da Copel DIS, para as quais a taxa de remuneração é 0,15% sobre o valor nominal atualizado na data de realização das Assembleias. A quitação das contraprestações financeiras ocorreu em agosto de 2023.

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

Empresa	Instrumento Contratual	Indicadores financeiros anuais	Límite
Copel GeT	5ª Emissão de Debêntures	Dívida líquida consolidada / Ebitda consolidado Índice de cobertura do serviço da dívida	≤ 3,5 ≥ 1,5
	6ª Emissão de Debêntures		
	7ª Emissão de Debêntures		
	8ª Emissão de Debêntures		
Copel DIS	5ª Emissão de Debêntures	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,5
	6ª Emissão de Debêntures		
	7ª Emissão de Debêntures		
	8ª 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 (a)	≥ 1,2

(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.

22 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.

22.1 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.

22.2 Plano Assistencial

A Companhia e suas controladas 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.

22.3 Balanço patrimonial e resultado

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

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
Planos previdenciários	8	8	426	949
Planos assistenciais	51.371	26.839	1.483.817	1.069.088
	51.379	26.847	1.484.243	1.070.037
Circulante	3.842	2.957	85.833	73.814
Não circulante	47.537	23.890	1.398.410	996.223

Os valores reconhecidos no resultado estão resumidos a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	Reapresentado 31.12.2022
Empregados				
Planos previdenciários	3.080	2.106	55.320	52.980
Plano assistencial - pós-emprego	3.203	2.278	128.652	138.921
Plano assistencial - funcionários ativos	1.591	1.527	74.546	66.912
	7.874	5.911	258.518	258.813
Administradores				
Planos previdenciários	886	706	1.441	1.236
Plano assistencial	79	68	200	148
	965	774	1.641	1.384
	8.839	6.685	260.159	260.197

22.4 Mutação dos benefícios pós-emprego

	Controladora	Consolidado
Em 1^o.01.2022	14.151	1.295.174
Apropriação do cálculo atuarial	2.278	140.293
Apropriação das contribuições previdenciárias e assistenciais	5.016	127.878
Ganhos e perdas atuariais	11.337	(291.742)
Amortizações	(5.935)	(201.566)
Em 31.12.2022	26.847	1.070.037
Apropriação do cálculo atuarial	3.203	130.126
Apropriação das contribuições previdenciárias e assistenciais	6.277	139.701
Perdas atuariais (a)	25.082	379.126
Amortizações	(10.030)	(225.421)
Reclassificação (b)	-	(9.326)
Em 31.12.2023	51.379	1.484.243

(a) Perdas decorrentes principalmente da redução da taxa de desconto, aumento dos custos médicos e variação esperada da obrigação pelo custo do serviço corrente e custo de juros.

(b) Reclassificação para Passivos classificados como mantidos para venda (NE n  39).

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

22.5.1 Premissas atuariais

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

Consolidado	2023		2022	
	Real	Nominal	Real	Nominal
Econ�micas				
Inflação a.a.	-	3,00%	-	5,10%
Taxa de desconto/retorno esperados a.a.				
Planos Unificado - Benefício Definido	5,33%	8,49%	6,10%	11,51%
Planos Unificado - Saldado	5,36%	8,52%	6,12%	11,53%
Planos III	5,37%	8,53%	6,13%	11,54%
Planos Assistencial	5,48%	8,64%	6,13%	11,54%
Crescimento salarial/custos médicos				
Plano Unificado a.a.	1,00%	4,03%	0,00%	5,10%
Plano III a.a.	1,00%	4,03%	1,00%	6,15%
Plano Assistencial - Aging Factor	3,30%	-	3,30%	-
Demográficas				
Tábua de mortalidade		AT - 2000		AT - 2000
Tábua de mortalidade de inválidos		WINKLEVOSS		WINKLEVOSS
Tábua de entrada em invalidez		TASA 1927		TASA 1927

22.5.2 Número de participantes e beneficiários

Consolidado	Planos previdenciários					
	Plano Unificado		Plano III		Plano Assistencial	
	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
Número de participantes ativos	10	10	5.806	6.031	5.687	5.775
Número de participantes inativos	4.115	4.170	5.379	5.369	8.857	9.059
Número de dependentes	-	-	-	-	19.925	20.867
Total	4.125	4.180	11.185	11.400	34.469	35.701

22.5.3 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 68,55 e 69,08 anos.

Consolidado	Plano Unificado	Plano III
Em 31.12.2023		
Participantes aposentados	12,73	21,35
Participantes pensionistas	13,99	24,67
Em 31.12.2022		
Participantes aposentados	19,60	23,42
Participantes pensionistas	12,48	25,97

22.5.4 Avaliação atuarial

Com base na revisão das premissas, em 31.12.2023 os valores do Plano Unificado e Plano III totalizaram superávit de R\$ 795.930 e R\$ 83.613, respectivamente (R\$ 595.847 e R\$ 74.421 em 31.12.2022). A legislação atual aplicável não permite qualquer redução significativa nas contribuições ou reembolsos à Companhia com base no superávit atual destes planos. Por esse motivo, a Companhia não registrou ativos em seu balanço de 31.12.2023, refletindo qualquer direito de redução de contribuições ou restituição de superávit ou outros valores.

Consolidado	Plano Unificado	Plano III	Plano Assistencial	31.12.2023	31.12.2022
Obrigações total ou parcialmente cobertas	6.416.085	3.820.011	1.657.687	11.893.783	10.721.838
Valor justo dos ativos do plano	(7.212.015)	(3.903.624)	(173.870)	(11.289.509)	(10.323.018)
Estado de cobertura do plano	(795.930)	(83.613)	1.483.817	604.274	398.820
Ativo não reconhecido	795.930	83.613	-	879.543	670.268
	-	-	1.483.817	1.483.817	1.069.088

A Companhia e suas controladas procederam ajustes nos seus passivos assistenciais com base no relatório atuarial, na data base 31.12.2023, conforme apresentado na Demonstração de Resultados Abrangentes.

22.5.5 Movimentação do passivo atuarial

Consolidado	Plano Unificado	Plano III	Plano assistencial
Valor presente da obrigação atuarial líquida em 1º.01.2022	6.145.601	3.337.093	1.491.118
Custo de serviço	169	2.018	6.172
Custo dos juros	673.724	364.901	155.389
Benefícios pagos	(523.792)	(264.096)	(342)
(Ganhos) / perdas atuariais	(266.172)	17.621	(417.566)
Valor presente da obrigação atuarial líquida em 31.12.2022	6.029.530	3.457.537	1.234.771
Custo de serviço	16.650	6.343	6.878
Custo dos juros	700.272	397.091	141.877
Benefícios pagos	(539.728)	(272.585)	(55.014)
(Ganhos) / perdas atuariais	210.135	251.260	338.499
Ajustes de saldo de Operações Descontinuadas	(774)	(19.635)	(9.324)
Valor presente da obrigação atuarial líquida em 31.12.2023	6.416.085	3.820.011	1.657.687

22.5.6 Movimentação do ativo atuarial

Consolidado	Plano		
	Unificado	III	assistencial
Valor justo do ativo do plano em 1º.01.2022	6.799.255	3.347.204	196.909
Retorno esperado dos ativos	743.845	274.486	26.390
Contribuições e aportes	29.808	151.606	-
Benefícios pagos	(523.792)	(264.096)	-
Ganhos / (perdas) atuariais	(423.739)	22.758	(57.616)
Valor justo do ativo do plano em 31.12.2022	6.625.377	3.531.958	165.683
Retorno esperado dos ativos	769.613	410.062	18.629
Contribuições e aportes	23.868	9.709	54.782
Benefícios pagos	(539.728)	(272.584)	(54.782)
Ganhos / (perdas) atuariais	333.728	244.140	(10.442)
Ajustes de saldo de Operações Descontinuadas	(843)	(19.661)	-
Valor justo do ativo do plano em 31.12.2023	7.212.015	3.903.624	173.870

22.5.7 Custos estimados

Os custos (receitas) estimados para 2024 para cada plano estão demonstrados a seguir:

Consolidado	Plano		
	Unificado	III	Assistencial
Custo do serviço corrente	(17.705)	10.105	8.100
Custo estimado dos juros	590.697	321.264	140.975
Rendimento esperado do ativo do plano	(591.774)	(321.683)	(15.030)
Custos (receitas)	(18.782)	9.686	134.045

Tendo em vista o superávit atual dos planos previdenciários, a Companhia não registrará as receitas e custos estimados apresentados no quadro acima para o Plano Unificado e Plano III, conforme legislação que não permite redução nas contribuições ou reembolsos à Companhia.

22.5.8 Análise de sensibilidade

A tabela a seguir demonstra o efeito de alterações nas premissas atuariais significativas. A apresentação desta análise de sensibilidade foi ajustada em relação ao ano de 2022 para refletir as variações que, no entendimento da Companhia, são mais prováveis de ocorrer.

Consolidado	Cenários projetados	
	Aumento 0,5%	Redução 0,5%
Sensibilidade da taxa de juros de longo prazo		
Impactos nas obrigações do programa previdenciário	9.807.900	10.702.169
Impactos nas obrigações do programa de saúde	1.546.250	1.782.375
Sensibilidade da taxa de crescimento de custos médicos		
Impactos nas obrigações do programa de saúde	1.784.147	1.544.008
Impacto no custo do serviço do exercício seguinte do programa de saúde	8.460	6.595
Sensibilidade ao custo do serviço		
Impactos nas obrigações do programa previdenciário	13.493	14.269
Impactos nas obrigações do programa de saúde	6.625	8.429

22.5.9 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
2024	543.355	281.414	54.858	879.627
2025	641.006	284.173	76.250	1.001.429
2026	568.053	291.233	73.728	933.014
2027	565.786	298.255	81.300	945.341
2028	573.042	305.107	89.233	967.382
2029 a 2053	11.639.282	8.327.621	5.126.994	25.093.897

22.5.10 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 2023 e a alocação-meta para 2024, por categoria de ativos, são as seguintes:

Consolidado	Meta para 2024 (*)	2023
Renda fixa	79,1%	77,2%
Renda variável	4,9%	5,3%
Empréstimos	1,3%	1,2%
Investimentos imobiliários	3,6%	5,6%
Investimentos estruturados	8,8%	8,7%
Investimentos no exterior	2,4%	2,0%
	100,0%	100,0%

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

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

Consolidado	Plano Unificado		Plano III	
	meta (%) (*)	mínimo (%)	meta (%)	mínimo (%)
Renda fixa	89,5%	60,0%	70,0%	48,0%
Renda variável	3,0%	2,0%	8,0%	3,0%
Empréstimos	0,5%	0,0%	2,0%	0,0%
Investimentos imobiliários	2,5%	0,0%	1,0%	0,0%
Investimentos estruturados	4,5%	0,0%	15,0%	0,0%
Investimentos no exterior	0,0%	0,0%	4,0%	0,0%

(*) Alocação Estratégica 2023.

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

22.5.11 Informações adicionais

A Companhia e suas controladas efetuaram contribuições para o Plano III (plano de contribuições variáveis) para todos os empregados ativos em 31.12.2023 e 31.12.2022 nos valores de R\$ 70.203 e R\$ 72.353, respectivamente.

23 Encargos Setoriais a Recolher

Consolidado	31.12.2023	31.12.2022
Conta de desenvolvimento energético - CDE	56.927	41.122
Reserva global de reversão - RGR	4.539	5.366
	61.466	46.488

24 Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética

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, e as concessionárias de distribuição de energia elétrica devem segregar esse mesmo percentual entre os programas de pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e de eficiência energética.

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

Consolidado	Aplicado e não concluído	Saldo a recolher	Saldo a aplicar	Saldo em 31.12.2023	Saldo em 31.12.2022
Pesquisa e desenvolvimento - P&D					
FNDCT	-	5.781	-	5.781	6.588
MME	-	2.891	-	2.891	3.314
P&D	153.048	1.359	47.464	201.871	260.243
	153.048	10.031	47.464	210.543	270.145
Programa de eficiência energética - PEE					
Procel	-	23.613	-	23.613	11.960
PEE	139.610	10.822	169.086	319.518	332.653
	139.610	34.435	169.086	343.131	344.613
	292.658	44.466	216.550	553.674	614.758
			Circulante	320.196	370.244
			Não circulante	233.478	244.514

Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT
 Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - Procel

24.1 Mutação dos saldos de P&D e PEE

Consolidado	FNDCT	MME	P&D	Procel	PEE	Total
Em 1^o.01.2022	7.584	3.790	286.029	19.883	309.811	627.097
Constituições	39.044	19.535	39.070	11.298	45.191	154.138
Contrato de desempenho	-	-	-	-	2.552	2.552
Juros (NE n ^o 32)	-	-	6.197	3.799	24.648	34.644
Transferências	-	-	-	(3.685)	3.685	-
Recolhimentos	(40.040)	(20.011)	(8.061)	(19.335)	(29.740)	(117.187)
Conclusões	-	-	(62.992)	-	(23.494)	(86.486)
Em 31.12.2022	6.588	3.314	260.243	11.960	332.653	614.758
Constituições	40.011	20.004	40.019	12.200	48.805	161.039
Contrato de desempenho	-	-	-	-	4.420	4.420
Juros (NE n ^o 32)	-	-	5.930	(547)	21.618	27.001
Transferências (b)	5.802	2.900	1.739	-	-	10.441
Recolhimentos	(46.620)	(23.327)	(9.695)	-	(16.450)	(96.092)
Conclusões	-	-	(87.675)	-	(71.528)	(159.203)
Reclassificação (a)	-	-	(8.690)	-	-	(8.690)
Em 31.12.2023	5.781	2.891	201.871	23.613	319.518	553.674

(a) Reclassificação para Passivos classificados como mantidos para venda (NE n^o 39).

(b) Transferências para o ativo - Lei n^o 14.514/2023

25 Contas a Pagar Vinculadas   Concessão

Consolidado	Empresa	Outorga	Assinatura	Final	Taxa de desconto	Correção Anual	31.12.2023	31.12.2022
UHE Mauá	Copel GeT	29.06.2007	03.07.2007	06.2049	5,65% a.a.	IPCA	23.005	21.587
UHE Colíder	Copel GeT	29.12.2010	17.01.2011	01.2046	7,74% a.a.	IPCA	31.493	30.518
UHE Baixo Iguaçu	Copel GeT	19.07.2012	20.08.2012	01.2047	7,74% a.a.	IPCA	9.337	9.050
UHE Guaricana	Copel GeT	03.03.2020	03.03.2020	03.2025	7,74% a.a.	IPCA	1.325	2.200
UHEs Fundão e Santa Clara	Elejor	23.10.2001	25.10.2001	05.2037	11,00% a.a.	IGPM	828.695	874.187
							893.855	937.542
						Circulante	101.976	105.003
						Não circulante	791.879	832.539

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   União

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

25.1 Mutação de contas a pagar vinculadas à concessão

Em 1^o.01.2022	903.959
Adição	1.855
Ajuste a valor presente	27.063
Variacão monetária	112.890
Pagamentos	(108.225)
Em 31.12.2022	937.542
Adição	894
Ajuste a valor presente	(44.021)
Variacão monetária	115.176
Pagamentos	(115.736)
Em 31.12.2023	893.855

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

Consolidado	Valor nominal	Valor presente
2024	111.886	101.976
2025	111.079	91.359
2026	110.798	82.253
2027	110.798	74.313
Após 2027	1.433.795	543.954
	1.878.356	893.855

26 Direito de uso de ativos e Passivo de arrendamentos

26.1 Direito de uso de ativos

Consolidado	Saldo em 1º.01.2023	Adições	Amortização	Baixas	Reclassifi- cação (a)	Saldo em 31.12.2023
Imóveis	136.489	51.192	(11.874)	(2.737)	(10.456)	162.614
Veículos	113.018	27.065	(54.082)	-	(526)	85.475
Equipamentos	11.873	4.629	(11.161)	(323)	(507)	4.511
	261.380	82.886	(77.117)	(3.060)	(11.489)	252.600

(a) Reclassificação para Ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 39)

Consolidado	Saldo em 1º.01.2022	Adições	Amortização	Baixas	Saldo em 31.12.2022
Imóveis	120.929	27.770	(10.679)	(1.531)	136.489
Veículos	67.833	90.399	(45.044)	(170)	113.018
Equipamentos	15.294	5.522	(8.943)	-	11.873
	204.056	123.691	(64.666)	(1.701)	261.380

26.2 Passivo de arrendamentos

26.2.1 Mutação do passivo de arrendamentos

	Controladora	Consolidado
Em 1º.01.2022	3.258	212.734
Adições	1.929	123.691
Encargos	413	20.462
Pagamento - principal	(378)	(60.200)
Pagamento - encargos	(413)	(21.151)
Baixas	-	(1.780)
Em 31.12.2022	4.809	273.756
Adições	2.789	82.886
Encargos	569	25.506
Pagamento - principal	(512)	(72.334)
Pagamento - encargos	(569)	(25.465)
Baixas	-	(2.334)
Reclassificação (a)	-	(11.573)
Em 31.12.2023	7.086	270.442
	Circulante	405
	Não circulante	6.681
		49.742
		220.700

(a) Reclassificação para Passivos classificados como mantidos para venda (NE nº 39)

A Companhia define a taxa de desconto com base na taxa de juros nominal praticada na última captação de recursos, desconsiderando captações subsidiadas ou incentivadas. As taxas de juros aplicadas variam de 3,58% a 15,55% a.a.

26.2.2 Vencimentos das parcelas de longo prazo

2025	40.844
2026	38.160
2027	18.002
2028	15.549
2029	13.809
Após 2029	229.837
Valores não descontados	356.201
Juros embutidos	(135.501)
Saldo do passivo de arrendamento	220.700

26.2.3 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	Nominal	Valor Presente
Contraprestação do arrendamento	482.953	270.442
Pis/Cofins potencial	34.299	20.647

26.3 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:

Consolidado	Saldo conforme o CPC 06 (R2) - IFRS 16	Saldo com projeção da inflação	%
Passivo de arrendamentos	270.442	333.597	23,35%
Direito de uso de ativos	252.600	286.433	13,39%
Despesa Financeira	24.290	29.653	22,08%
Despesa de amortização	74.582	79.601	6,73%

26.4 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 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 31.6). O saldo de compromissos de arrendamentos e aluguéis está demonstrado a seguir:

Consolidado	Até 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	31.12.2023
Compromissos de arrendamentos e aluguéis	11.050	47.613	257.488	316.151

26.5 Recebíveis de arrendamentos

Consolidado	Até 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total 31.12.2023
Compartilhamento de instalações	2.082	8.327	26.665	37.074

27 Outras Contas a Pagar

Consolidado	31.12.2023	31.12.2022
Valor justo na compra e venda de energia (NE nº 34.2.10)	753.584	738.703
Desvio de geração - empreendimentos eólicos (NE nº 34.2.9)	299.264	184.813
Taxa de iluminação pública arrecadada	68.253	52.520
Pagamentos/devoluções à consumidores	60.498	50.652
Provisão Despacho Aneel nº 084/2017	42.164	38.145
Cauções em garantia	43.297	29.924
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	31.352	28.511
Outras obrigações (a)	140.114	123.585
	1.438.526	1.246.853
	Circulante	859.456
	Não circulante	579.070
		601.619
		645.234

(a) No saldo de 2023 está contido o adiantamento recebido pela operação de venda da UEGA, no valor de R\$ 58.132 (NE nº 39)

28 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 são atendidos os critérios de reconhecimento de provisão descritos na NE nº 4.11.

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.

28.1 Mutação das provisões para litígios

Controladora	Saldo em 1�.01.2023	Resultado			Quitações	Saldo em 31.12.2023
		Adições	Reversões	Atualização monetária		
Fiscais						
Cofins	123.564	-	-	9.807	-	133.371
Outras	35.671	2.830	(4.499)	(127)	(184)	33.691
	159.235	2.830	(4.499)	9.680	(184)	167.062
Trabalhistas	3.514	3.425	(1.338)	1.278	(2.067)	4.812
Benefícios a empregados	745	61	(516)	-	-	290
Cíveis	640.948	54.094	(7.617)	2.594	-	690.019
	804.442	60.410	(13.970)	13.552	(2.251)	862.183
Circulante	-					336.000
Não circulante	804.442					526.183

Controladora	Saldo em 1�.01.2022	Resultado			Quitações	Saldo em 31.12.2022
		Adições	Reversões	Atualização monetária		
Fiscais						
Cofins	110.059	15.109	(1.604)	-	-	123.564
Outras	34.149	831	-	843	(152)	35.671
	144.208	15.940	(1.604)	843	(152)	159.235
Trabalhistas	2.437	1.146	-	383	(452)	3.514
Benefícios a empregados	587	2.338	(2.180)	-	-	745
Cíveis	175.356	465.323	(1.421)	1.690	-	640.948
Regulatórias	25.174	-	(25.174)	-	-	-
	347.762	484.747	(30.379)	2.916	(604)	804.442

Consolidado	Saldo em 1�.01.2023	Resultado				Adições / (Reversões) no ativo	Quitações	Transfe- rências/ Outros (a)	Saldo em 31.12.2023
		Provisões para litígios		Custo de construção	Atualização monetária				
		Adições	Reversões	Reversões					
Fiscais									
Cofins	123.564	-	-	-	9.807	-	-	-	133.371
Outras	78.186	15.739	(7.444)	-	(2.452)	-	(15.955)	6.985	75.059
	201.750	15.739	(7.444)	-	7.355	-	(15.955)	6.985	208.430
Trabalhistas	536.464	103.947	(65.303)	-	43.877	(91)	(231.859)	(396)	386.639
Benefícios a empregados	30.126	12.234	(4.328)	-	-	-	(516)	-	37.516
Cíveis									
Cíveis e direito administrativo	958.111	134.634	(19.782)	-	26.818	278	(119.067)	(26.325)	954.667
Servidões de passagem	138.724	1.748	-	(21.596)	-	1.133	(5.884)	-	114.125
Desapropriações e patrimoniais	154.912	6.856	(1.461)	(4.349)	(535)	(42.700)	41	-	112.764
Consumidores	3.750	319	(1.676)	-	-	-	51	-	2.444
Ambientais	5.269	1.264	(1.412)	-	(389)	-	(139)	-	4.593
	1.260.766	144.821	(24.331)	(25.945)	25.894	(41.289)	(124.998)	(26.325)	1.188.593
Regulatórias	8.493	83.708	(84.764)	-	589	-	(288)	-	7.738
	2.037.599	360.449	(186.170)	(25.945)	77.715	(41.380)	(373.616)	(19.736)	1.828.916
Circulante	-								336.000
Não circulante	2.037.599								1.492.916

(a) Reclassefica  o principalmente para Passivos classificados como mantidos para venda (NE n   39).

Consolidado	Resultado					Adições / (Reversões) no ativo	Quitações	Transfe- rências/ Outros	Saldo em 31.12.2022
	Saldo em 1º.01.2022	Provisões para litígios		Custo de construção	Atualização monetária				
		Adições	Reversões	Adições					
Fiscais									
Cofins	110.059	15.109	(1.604)	-	-	-	-	-	123.564
Outras	71.056	15.558	(820)	-	8.147	-	(9.764)	(5.991)	78.186
	181.115	30.667	(2.424)	-	8.147	-	(9.764)	(5.991)	201.750
Trabalhistas	569.756	86.895	(2.778)	-	22.007	-	(139.416)	-	536.464
Benefícios a empregados	37.148	13.270	(19.672)	-	-	-	(620)	-	30.126
Cíveis									
Cíveis e direito administrativo	433.437	545.243	(3.925)	-	47.553	-	(67.055)	2.858	958.111
Servidões de passagem	138.069	3.594	(90)	(722)	-	627	(2.754)	-	138.724
Desapropriações e patrimoniais	125.028	2.195	(8.113)	4.305	-	36.924	(5.427)	-	154.912
Consumidores	3.755	2.039	(630)	-	74	-	(1.488)	-	3.750
Ambientais	5.902	419	(1.130)	-	78	-	-	-	5.269
	706.191	553.490	(13.888)	3.583	47.705	37.551	(76.724)	2.858	1.260.766
Regulatórias	103.155	9.788	(84.111)	-	(4.651)	-	(15.688)	-	8.493
	1.597.365	694.110	(122.873)	3.583	73.208	37.551	(242.212)	(3.133)	2.037.599

A Companhia efetuou mudança voluntária na forma de registro da atualização monetária sobre provisões para litígios. Os valores que eram registrados como despesas operacionais passaram a ser reconhecidos como despesas financeiras. Nas demonstrações do resultado do exercício consolidadas de 2023 o montante de R\$ 77.715 (R\$ 13.552 na Controladora) foi reconhecido como despesa financeira (NE nº 32). Caso essa mudança voluntária de prática contábil estivesse sendo aplicada no exercício findo em 31.12.2022, o valor da reclassificação de despesas operacionais para despesas financeiras seria de R\$ 73.208 na demonstração do resultado do exercício consolidada (R\$ 2.916 na Controladora). Considerando as análises quantitativas e qualitativas realizadas pela Companhia, a Administração concluiu que o efeito dessa mudança voluntária na forma de registro da atualização monetária sobre provisões para litígios é imaterial para as demonstrações financeiras já publicadas nos exercícios e trimestres anteriores tendo em vista que esta mudança não impacta o balanço patrimonial, o lucro líquido do exercício, a geração de caixa da Companhia e nem o atendimento a cláusulas restritivas de contratos de dívidas (*Covenants*).

28.2 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 para litígios		Passivo contingente		Provisões para litígios		Passivo contingente	
		31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
Fiscais									
Cofins	Exigência da Receita Federal relativo ao período de agosto de 1995 a dezembro de 1996, lançados em decorrência de rescisão de acórdão judicial que havia reconhecido a imunidade da Companhia ao tributo.	133.371	123.564	9.270	9.550	133.371	123.564	9.270	9.550
INSS	Exigências fiscais relativas à contribuição previdenciária.	32.053	30.899	60.310	56.479	32.053	30.899	118.254	56.790
Impostos federais	Exigências e questionamentos administrativos da Receita Federal do Brasil.	-	-	40.435	47.843	2.328	2.100	40.755	53.682
ICMS	Exigências e questionamentos administrativos do Estado sobre recolhimento do ICMS nas faturas da Companhia	-	-	-	-	5.630	4.035	26.986	24.930
IPTU	Exigência de Imposto sobre Propriedade Territorial Urbana - IPTU sobre imóveis afetados ao serviço público de energia elétrica.	187	4.738	1.657	645	5.181	9.332	179.974	152.113
ISS	Exigência fiscal das prefeituras a título de ISS em serviços de construção civil prestado por terceiro.	-	-	-	-	221	181	58.085	56.731
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.	1.451	34	1.461	63.292	29.646	31.639	84.808	149.518
		167.062	159.235	113.133	177.809	208.430	201.750	518.132	503.314
Trabalhistas	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).	4.812	3.514	13.112	2.479	386.639	536.374	270.656	378.737
Benefícios a empregados	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.	290	745	343	311	37.516	30.126	10.724	12.716
Regulatórias									
ESBR	A ESBR moveu a ação ordinária nº 10426-71.2013.4.01.4100 contra a Aneel, na Justiça Federal de Rondônia, cuja sentença (i) reconheceu excludentes de responsabilidade pelo atraso de 535 dias no cronograma das obras da UHE Jirau; (ii) declarou inexigíveis quaisquer obrigações, penalidades e custos impostos à ESBR decorrentes do atraso e, por fim, (iii) anulou o despacho Aneel nº 1.732/2013, que havia reconhecido o atraso de apenas 52 dias no cronograma de implantação. Houve recurso de apelação pela Aneel, em trâmite no TRF da 1ª Região. A consequência prática da decisão foi, ao tempo em que isentou a ESBR, expor as distribuidoras com as quais celebrou CCEARs ao Mercado de Curto Prazo e ao alto valor do Preço de Liquidação das Diferenças - PLD no período, onde se incluí a Copel DIS. Isso se deu porque as regras de comercialização de energia elétrica impõem que toda energia consumida tenha a correspondente cobertura contratual. Caso as ações sejam julgadas desfavoráveis para a Copel, o valor será considerado como um Ativo Financeiro Setorial a ser recuperado mediante tarifa.	-	-	-	-	-	-	1.129.202	1.130.845
Excludente Colíder	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. Outras informações sobre a ação estão apresentadas na NE nº 7.2.	-	-	-	-	-	-	307.285	320.044
Outras	Notificações do Órgão Regulador sobre eventuais descumprimentos de normas regulatórias.	-	-	-	-	7.738	8.493	45.498	45.718
		-	-	-	-	7.738	8.493	1.481.985	1.496.607

(continua)

Natureza	Descrição	Controladora				Consolidado			
		Provisões para litígios		Passivo contingente		Provisões para litígios		Passivo contingente	
		31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
Cíveis									
Fumicultores	Ações que têm como principal causa a falta de energia elétrica causando perda da produção.	-	-	-	-	57.475	73.366	42.373	71.237
Arbitragem	Processo arbitral iniciado em 2015, que se originou de disputa relacionada a termo de compromisso celebrado entre os autores e a Copel em dezembro de 2012 e que tramita em sigilo no Centro de Arbitragem e Mediação Brasil-Canadá . Em 25.01.2024, foi formalizado acordo entre as partes para encerramento do processo, conforme divulgado na NE nº 40.1.	672.000	629.056	-	338.779	672.000	629.056	-	338.779
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.	18.019	11.831	493	5.681	118.210	154.550	349.602	549.115
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.	-	-	-	-	106.986	101.076	104.192	98.940
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.	-	61	-	-	114.125	138.841	30.590	31.063
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.	-	-	-	-	112.764	154.943	22.225	38.030
Consumidores	Ações pleiteando ressarcimento de danos causados em aparelhos eletrodomésticos, máquinas industriais e comerciais, indenizações por dano moral decorrente da prestação de serviço (suspensão do fornecimento) e ações movidas por consumidores industriais, questionando a legalidade da majoração da tarifa de energia elétrica, ocorrida na vigência do Plano Cruzado, e pleiteando restituição de valores envolvidos.	-	-	-	-	2.442	3.758	1.077	1.911
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.	-	-	-	-	4.591	5.266	226.833	216.380
		690.019	640.948	493	344.460	1.188.593	1.260.856	776.892	1.345.455
		862.183	804.442	127.081	525.059	1.828.916	2.037.599	3.058.389	3.736.829

29 Patrimônio Líquido

29.1 Capital social

	31.12.2023	31.12.2022
Capital social	12.831.619	10.800.000
(-) Custos de transação, líquidos de tributos		
Custos de transação na emissão de ações	(14.941)	-
(-) Imposto de renda e contribuição social (a)	5.080	-
	12.821.758	10.800.000

(a) Valores deduzidos dos tributos a pagar

O aumento de capital de R\$ 2.021.758 em 2023 se refere ao valor da emissão de ações de R\$ 2.031.619 diminuídos dos custos de transação líquidos de tributos, no total de R\$ 9.861, e foi registrado após a liquidação da oferta pública de ações, conforme descrito na NE nº 1.

O capital social está representado por ações ordinárias, preferenciais classes “A” e “B” e 1 ação preferencial de classe especial titularizada pelo Estado do Paraná. Nas Assembleias Gerais, cada ação ordinária tem direito a um voto respeitando as limitações estabelecidas no art. 6º do Estatuto Social, de modo que é vedado a qualquer acionista ou grupo de acionistas, brasileiro ou estrangeiro, público ou privado, o exercício do direito de voto em número superior ao equivalente ao percentual de 10% da quantidade total de ações em que se dividir o capital votante da Copel, independentemente de sua participação no capital social.

As ações preferenciais de classes “A” e “B” têm direito a voto restrito conforme § 7º Art 5º do Estatuto Social. De acordo com o artigo 17 da Lei nº 6.404/1976, os dividendos atribuídos às ações preferenciais são, no mínimo, 10% maiores do que os atribuídos às ações ordinárias. As ações preferenciais classe “A” têm prioridade no reembolso do capital e na distribuição de dividendos mínimos de 10% a.a., não cumulativos, calculados com base no capital próprio a essa espécie e classe de ações. As ações preferenciais classe “B” têm prioridade no reembolso do capital e direito ao recebimento de dividendos, correspondentes à parcela do valor equivalente a, no mínimo, 25% do lucro líquido ajustado, de acordo com a legislação societária e o estatuto da Companhia, calculados com base no capital próprio a essa espécie e classe de ações. Os dividendos assegurados à classe “B” são prioritários apenas em relação às ações ordinárias e somente são pagos à conta dos lucros remanescentes depois de pagos os dividendos prioritários das ações preferenciais classe “A”.

A ação preferencial de classe especial foi criada nos termos da Lei Estadual nº 21.272/2022. Enquanto o Estado do Paraná for titular de ações representativas de, pelo menos, 10% do total de ações emitidas pela Companhia, esta ação conferirá o poder de veto em deliberações da Assembleia Geral que autorizem os administradores a aprovar e executar o Plano Anual de Investimentos da Copel DIS, que visem à modificação da denominação e sede da Companhia, e que alterem as cláusulas do estatuto relacionadas a limitação para que nenhum acionista ou grupo de acionistas venha a exercer votos correspondentes a mais de 10% do total e à celebração de acordos de acionistas para o exercício de direito de voto.

O quadro abaixo apresenta a composição do capital social por ações (sem valor nominal):

31.12.2023	Número de ações em unidades									
	Ordinárias		Preferenciais						Total	
	nº ações	%	Classe "A"		Classe "B"		Classe especial		nº ações	%
			nº de ações	%	nº de ações	%	nº de ações	%		
Estado do Paraná	358.562.509	27,57	-	-	116.106.174	6,91	1	100,00	474.668.684	15,91
BNDESPAR	131.161.562	10,09	-	-	524.646.248	31,24	-	-	655.807.810	21,99
Outros	810.623.229	62,34	3.128.000	100,00	1.038.582.868	61,85	-	-	1.852.334.097	62,10
	1.300.347.300	100,00	3.128.000	100,00	1.679.335.290	100,00	1	100,00	2.982.810.591	100,00

Em dezembro de 2023, após aprovação do desfazimento do Programa de Conversão de Ações e Formação de Certificado de Depósitos de Ações na 209ª Assembleia Geral Extraordinária, foram canceladas as UNITS e a consequente entrega das 5 ações de emissão da Companhia subjacentes a cada UNIT, sendo 1 ação ordinária (CPLE3) e 4 ações preferenciais classe "B" (CPLE6) com os mesmos direitos, vantagens e restrições das ações de emissão da Companhia por eles representados, inclusive em relação ao pagamento de dividendos, juros sobre o capital próprio e quaisquer outras bonificações, pagamentos ou proventos a que possam fazer jus.

29.2 Ajustes de avaliação patrimonial

Na adoção inicial das IFRS, foram reconhecidos os valores justos do ativo imobilizado - custo atribuído, com contrapartida na conta de Ajustes de avaliação patrimonial, 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.

	Controladora	Consolidado
Em 1º.01.2022	426.170	426.170
Passivos atuariais		
Benefícios pós-emprego	(11.336)	291.740
Tributos sobre os ajustes	3.854	(88.548)
Benefícios pós-emprego - equivalência patrimonial, líquida de tributos.	209.991	-
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial		
Custo atribuído do imobilizado	-	(55.322)
Tributos sobre a realização dos ajustes	-	18.809
Custo atribuído do imobilizado - equivalência patrimonial, líquida de tributos.	(36.513)	-
Realização de ganho atuarial (a)	(3.541)	(3.541)
Outros ajustes		
Ajustes de ativos financeiros - controladas	-	10.295
Tributos sobre os outros ajustes	-	(3.500)
Ajustes de ativos financeiros - equivalência patrimonial, líquida de tributos.	4.757	-
Atribuível aos acionistas não controladores	-	(2.721)
Em 31.12.2022	593.382	593.382
Passivos atuariais		
Benefícios pós-emprego	(25.082)	(379.126)
Tributos sobre os ajustes	8.528	129.007
Benefícios pós-emprego - equivalência patrimonial, líquida de tributos.	(234.283)	-
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial		
Custo atribuído do imobilizado	-	(49.322)
Tributos sobre a realização dos ajustes	-	16.769
Custo atribuído do imobilizado - equivalência patrimonial, líquida de tributos	(32.553)	-
Outros ajustes		
Ajustes de ativos financeiros - controladas	-	(6.373)
Tributos sobre os outros ajustes	-	2.167
Ajustes de ativos financeiros - equivalência patrimonial, líquida de tributos.	(2.942)	-
Atribuível aos acionistas não controladores	-	546
Em 31.12.2023 (b)	307.050	307.050

(a) realização de ganho atuarial da Copel SER após a transferência da totalidade dos empregados para as outras subsidiárias integrais da Copel.

(b) O saldo contempla R\$ 1.424 de ajuste de avaliação patrimonial da operação descontinuada (R\$ 859 na Controladora). A variação do ajuste de avaliação patrimonial da operação descontinuada no exercício de 2023 decorrente dos ajustes de passivos atuariais foi de R\$ 1.650 (R\$ 933 na Controladora).

29.3 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.

29.4 Proposta de distribuição de dividendos

Controladora	31.12.2023	31.12.2022
Base de cálculo para os dividendos		
Lucro líquido do exercício	2.258.810	1.112.007
Reserva legal (5%)	(112.941)	(55.600)
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial	32.553	36.513
	2.178.422	1.092.920
Dividendos propostos		
Juros sobre o capital próprio (JSCP) - valor bruto	958.000	970.000
Dividendos - ações PNA	-	258
Dividendo adicional proposto	131.211	-
	1.089.211	970.258
Valor bruto dos dividendos por classes de ações:		
Ações ordinárias	454.539	357.961
Ações preferenciais classe "A"	1.502	1.407
Ações preferenciais classe "B"	633.170	610.890
Valor bruto dos dividendos por ação:		
Ações ordinárias	0,34557	0,33393
Ações preferenciais classe "A"	0,48035	0,44976
Ações preferenciais classe "B"	0,38012	0,36732
Valor bruto dos dividendos por ação - Units (a)	1,64173	1,86606

(a) O programa de Units foi descontinuado em dezembro/2023. O valor bruto dos dividendos por Units considera apenas a antecipação aprovada em 20.09.2023.

Conforme as disposições legais e estatutárias vigentes e deliberação da Administração, a base de cálculo dos dividendos é obtida a partir do lucro líquido ajustado que corresponde ao lucro líquido do exercício diminuído da cota destinada à reserva legal, acrescido do montante da realização dos ajustes de avaliação patrimonial do exercício.

Conforme a Política de Dividendos da Companhia, o cálculo dos dividendos regulares será baseado no Índice de Alavancagem Financeira definido no final de cada exercício social. Para um índice abaixo de 1,5, o dividendo é de 65% do lucro líquido ajustado, se apurado um índice entre 1,5 e 2,7, o dividendo é de 50% do lucro líquido ajustado; e em caso de um índice acima de 2,7, o dividendo é de 25% do lucro líquido ajustado (mínimo obrigatório). Estes valores, exceto o dividendo mínimo obrigatório, estarão limitados ao valor do fluxo de caixa disponível do mesmo exercício social, equivalente ao caixa gerado pelas atividades operacionais, deduzido do caixa líquido utilizado pelas atividades de investimento. A Administração ainda poderá propor dividendos extraordinários, limitados ao saldo das reservas de lucros distribuíveis da Companhia, condicionado à deliberação e aprovação do Conselho da Administração, ouvido o Conselho Fiscal.

No exercício de 2023 o índice apurado foi de 1,94, conforme demonstrado na NE nº 34, de modo que o dividendo proposto foi de 50% do lucro líquido ajustado, totalizando R\$ 1.089.211, dos quais R\$ 958.000 já foram aprovados pelo Conselho de Administração da Companhia em 2023 e R\$ 131.211 foram registrados como dividendo adicional proposto para deliberação na Assembleia Geral Ordinária em abril de 2024.

Conforme informado, em 20.09.2023 o Conselho de Administração da Copel aprovou a distribuição de dividendos intermediários e intercalares na forma de Juros sobre Capital Próprio - JSCP, no montante de R\$ 958.000, da seguinte forma: R\$ 456.920 com base no resultado do primeiro semestre de 2023, cujo pagamento ocorreu em 30.11.2023; R\$ 456.920 com base no saldo remanescente do resultado do primeiro semestre de 2023 e R\$ 44.160 do saldo de reserva de retenção de lucros de exercícios anteriores não capitalizados, cujo pagamento ocorrerá junto com os dividendos aprovados na Assembleia Geral Ordinária que deliberar a destinação do resultado de 2023. Estes valores de JSCP, líquidos dos tributos retidos na fonte, foram imputados ao dividendo obrigatório do exercício de 2023, conforme critérios estabelecidos no Estatuto Social da Companhia e a diferença é considerada tanto para o pagamento dos dividendos regulares do exercício de 2023 quanto de dividendos adicionais.

29.5 Lucro por ação - básico e diluído

Controladora	Operações continuadas	Operações descontinuadas	31.12.2023	Operações continuadas	Operações descontinuadas	31.12.2022
Numerador básico e diluído						
Lucro líquido básico e diluído alocado por classes de ações, atribuído aos acionistas controladores						
Ações ordinárias	863.846	38.574	902.420	455.053	(45.654)	409.399
Ações preferenciais classe "A"	2.729	116	2.845	1.724	(149)	1.575
Ações preferenciais classe "B"	1.291.502	62.043	1.353.545	781.042	(80.009)	701.033
	2.158.077	100.733	2.258.810	1.237.819	(125.812)	1.112.007
Denominador básico e diluído						
Média ponderada das ações (em milhares)						
Ações ordinárias	1.148.504.091	1.148.504.091	1.148.504.091	1.054.090.460	1.054.090.460	1.054.090.460
Ações preferenciais classe "A"	3.128.000	3.128.000	3.128.000	3.128.000	3.128.000	3.128.000
Ações preferenciais classe "B"	1.679.335.291	1.679.335.291	1.679.335.291	1.679.335.290	1.679.335.290	1.679.335.290
	2.830.967.382	2.830.967.382	2.830.967.382	2.736.553.750	2.736.553.750	2.736.553.750
Lucro líquido básico e diluído por ação atribuído aos acionistas controladores						
Ações ordinárias	0,75215	0,03359	0,78574	0,43170	(0,04331)	0,38839
Ações preferenciais classe "A"	0,87237	0,03694	0,90931	0,55106	(0,04763)	0,50343
Ações preferenciais classe "B"	0,76906	0,03694	0,80600	0,46509	(0,04764)	0,41745

30 Receita Operacional Líquida

Consolidado	Receita bruta	PIS/Pasep e Cofins	ICMS	Encargos setoriais	ISSQN	Receita líquida	
						31.12.2023	Reapresentado 31.12.2022
Fornecimento de energia elétrica	10.384.872	(846.531)	(1.234.983)	(357.190)	-	7.946.168	7.510.037
Suprimento de energia elétrica	4.235.612	(553.593)	(17.038)	(62.193)	-	3.602.788	3.814.409
Disponibilidade da rede elétrica	10.930.593	(913.793)	(1.481.845)	(2.532.763)	-	6.002.192	4.828.841
Receita de construção	2.333.787	-	-	-	-	2.333.787	2.164.134
Valor justo do ativo indenizável da concessão	62.167	-	-	-	-	62.167	79.169
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	1.070.196	(98.993)	-	-	-	971.203	1.676.936
Outras receitas operacionais	629.792	(64.508)	(34)	-	(4.087)	561.163	461.815
	29.647.019	(2.477.418)	(2.733.900)	(2.952.146)	(4.087)	21.479.468	20.535.341

30.1 Detalhamento da receita

Consolidado	31.12.2023	Reapresentado 31.12.2022
Fornecimento de energia elétrica	10.384.872	11.392.957
Consumidores - distribuição de energia	6.779.582	7.962.325
Consumidores livres - comercialização de energia	2.723.661	2.692.303
Doações e subvenções	881.629	738.329
Suprimento de energia elétrica	4.235.612	4.534.515
Contratos bilaterais	2.112.486	2.923.509
Contratos regulados	1.582.836	1.033.405
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	425.920	459.162
Juros efetivos - bonificação de outorga (NE nº 9.2)	114.370	118.439
Disponibilidade da rede elétrica	10.930.593	9.843.657
Consumidores	10.058.379	8.936.568
Concessionárias e geradoras	106.564	86.160
Receita de operação e manutenção - O&M e juros efetivos	765.650	820.929
Receita de construção	2.333.787	2.164.134
Concessão de distribuição de energia	2.234.542	2.048.022
Concessão de transmissão de energia (a)	99.245	116.112
Valor justo do ativo indenizável da concessão	62.167	79.169
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	1.070.196	1.847.863
Outras receitas operacionais	629.792	522.746
Arrendamentos e aluguéis (30.2)	464.184	374.801
Valor justo na compra e venda de energia	5.045	32.747
Renda da prestação de serviços	41.891	59.048
Outras receitas	118.672	56.150
RECEITA OPERACIONAL BRUTA	29.647.019	30.385.041
(-) Pis/Pasep e Cofins	(2.477.418)	(2.516.317)
(-) ICMS	(2.733.900)	(3.657.564)
(-) ISSQN	(4.087)	(6.351)
(-) Encargos setoriais (30.3)	(2.952.146)	(3.669.468)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	21.479.468	20.535.341

(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 10.3

30.2 Arrendamentos e aluguéis

30.2.1 Receita de arrendamento e aluguéis

Consolidado	31.12.2023	31.12.2022
Equipamentos e estruturas	461.992	373.036
Compartilhamento de instalações e Imóveis	2.192	1.765
	464.184	374.801

30.3 Encargos setoriais

Consolidado	Reapresentado	
	31.12.2023	31.12.2022
Conta de desenvolvimento energético - CDE - concessão de distribuição de energia (30.3.1)	2.659.092	2.670.262
Outros encargos do consumidor - bandeira tarifária (30.3.2)	1.216	724.414
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética - P&D e PEE	161.039	153.152
Quota para reserva global de reversão - RGR	46.750	42.103
Conta de desenvolvimento energético - CDE - concessão de transmissão de energia	68.901	65.460
Taxa de fiscalização	15.148	14.077
	2.952.146	3.669.468

30.3.1 Conta de Desenvolvimento Energético - CDE - concessão de distribuição de energia

A CDE, criada pela Lei nº 10.438/2002 e alterada pela Lei nº 12.783/2013, que tem o objetivo de promoção do desenvolvimento energético no território nacional, tem como uma de suas fontes de recursos o encargo tarifário atribuído ao consumidor final nos processos tarifários e recolhido periodicamente pela distribuidora. As quotas anuais do encargo são definidas pela Aneel por meio das resoluções homologatórias e os montantes são geridos pela CCEE.

A partir de junho de 2023, a Companhia passou a recolher a quota relativa à CDE Conta Escassez Hídrica, no valor mensal de R\$ 6.454. Este recolhimento se dará ao longo dos próximos 4 anos e refere-se à devolução do montante de R\$ 145.844, recebidos em 2022 para cobertura dos custos adicionais associados à situação de escassez hídrica que afetou o país ao longo de 2021. Os recursos foram centralizados na Conta de Escassez Hídrica, criada para este fim, sob gestão da CCEE.

Ainda, a partir de junho de 2023, a Copel DIS passou a recolher a CDE Geração Distribuída - GD, no montante mensal de R\$ 9.303, conforme Resolução Homologatória nº 3.175/2023. O subsídio decorre da Lei nº 14.300/2022, que instituiu o Marco Legal da Micro e Minigeração Geração Distribuída - MMGD.

O saldo é composto da seguinte forma:

	Período	31.12.2023	31.12.2022
CDE USO	Cotas (a)	2.201.372	2.321.875
	Conta Covid (b)	183.444	183.444
	Escassez hídrica (c)	1.725	-
	Liminares (e)	(963)	-
		2.385.578	2.505.319
CDE ENERGIA	Conta Covid (b)	164.943	164.943
	Escassez hídrica (c)	43.453	-
	GD - Geração distribuída (d)	65.118	-
		273.514	164.943
		2.659.092	2.670.262

(a) CDE Uso: Res. Homologatória nº 3.175/2023 (abril a dezembro/2023); Res. Homologatória nº 3.165/2022 (janeiro a março/2023); Res. Homologatória nº 3.034/2022 (maio a dezembro/2022); Res. Homologatória nº 3.004/2021 (janeiro a abril/2022).

(b) CDE Uso e Energia - Conta Covid: Despacho nº 939/2021 (junho/2021 a dezembro/2025).

(c) CDE Uso e Energia - Escassez hídrica: Decreto nº 10.939/2022 e Resolução Normativa nº 1.008/2022.

(d) CDE Energia - GD - Geração distribuída: Res. Homologatória nº 3.175/2023 (junho a dezembro/2023)

(e) Liminares CDE: referem-se a diferenças tarifárias devolvidas ao consumidor, de acordo com o publicado no Despacho nº 3225/2022, sendo os valores deduzidos das cotas mensais da CDE de forma a garantir a neutralidade para a distribuidora, conforme estabelece o Despacho nº 1576/2016.

30.3.2 Bandeira tarifária

O sistema de bandeiras tarifárias foi instituído pela Resolução Normativa Aneel nº 547/2013, com vigência a partir de 2015, para indicar a incidência ou não de acréscimo no valor da energia a ser repassado ao consumidor final em função das condições para geração de energia elétrica. Desde a melhora das condições hídricas no país, prevalece a aplicação da bandeira verde, sem adicional tarifário.

30.4 **Reajuste Tarifário Anual - Copel DIS**

O resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2023 da Copel DIS foi homologado pela Aneel por meio da Resolução Homologatória nº 3.209 de 20.06.2023, autorizando o reajuste médio de 10,50% percebido pelos consumidores (4,9% em junho de 2022), com aplicação às tarifas a partir de 24.06.2023. O reajuste médio foi de 8,31% para os consumidores da alta tensão e de 11,73% para os da baixa tensão (9,32% e 2,68% em 2022).

31 Custos e Despesas Operacionais

Controladora	Despesas gerais e administrativas	Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	31.12.2023	31.12.2022
Custos e despesas gerenciáveis				
Pessoal e administradores (31.2)	(72.432)	-	(72.432)	(38.207)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 22.3)	(8.839)	-	(8.839)	(6.685)
Material	(1.384)	-	(1.384)	(864)
Serviços de terceiros (a)	(65.775)	-	(65.775)	(38.794)
Perdas de créditos, provisões e reversões (31.4)	-	(47.348)	(47.348)	(441.160)
Outras receitas (despesas) operacionais	(26.772)	9.480	(17.292)	(25.052)
	(175.202)	(37.868)	(213.070)	(550.762)
Outros custos e despesas				
Depreciação e amortização	(1.895)	(1.122)	(3.017)	(2.504)
	(177.097)	(38.990)	(216.087)	(553.266)

(a) Variação decorrente dos gastos para obtenção de waiver, em atendimento aos covenants (NEs nº 20.3 e 21.3)

Consolidado	Custos operacionais	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras despesas operacionais, líquidas	31.12.2023	Reapresentado 31.12.2022
Custos e despesas não gerenciáveis						
Energia elétrica comprada para revenda (31.1)	(7.716.190)	-	-	-	(7.716.190)	(8.096.910)
Encargos de uso da rede elétrica	(2.896.710)	-	-	-	(2.896.710)	(2.487.997)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	(17.654)	-	-	-	(17.654)	(9.349)
	(10.630.554)	-	-	-	(10.630.554)	(10.594.256)
Custos e despesas gerenciáveis						
Pessoal e administradores (31.2)	(1.281.861)	-	(596.471)	-	(1.878.332)	(977.904)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 22.3)	(177.275)	-	(82.884)	-	(260.159)	(260.197)
Material	(82.419)	-	(20.248)	-	(102.667)	(90.541)
Serviços de terceiros (31.3)	(735.766)	(180)	(260.366)	-	(996.312)	(754.551)
Perdas de créditos, provisões e reversões (31.4)	177.693	(109.435)	-	(160.493)	(92.235)	(717.531)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos (31.6)	(253.062)	(43.023)	(57.554)	(76.905)	(430.544)	(489.318)
	(2.352.690)	(152.638)	(1.017.523)	(237.398)	(3.760.249)	(3.290.042)
Outros custos e despesas						
Depreciação e amortização	(1.278.464)	-	(60.514)	(43.062)	(1.382.040)	(1.233.097)
Custo de construção (31.5)	(2.319.720)	-	-	-	(2.319.720)	(2.137.188)
	(3.598.184)	-	(60.514)	(43.062)	(3.701.760)	(3.370.285)
	(16.581.428)	(152.638)	(1.078.037)	(280.460)	(18.092.563)	(17.254.583)

31.1 Energia elétrica comprada para revenda

Consolidado	31.12.2023	31.12.2022
Compra de energia no ambiente regulado - CCEAR	3.658.852	3.538.507
Itaipu Binacional	980.302	1.460.955
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	431.303	370.207
Contratos bilaterais	1.998.640	2.609.713
Programa de incentivo a novas fontes de energia alternativa - Proinfa	370.495	437.461
Micro e mini geradores	1.125.857	675.804
(-) PIS/Pasep e Cofins sobre energia elétrica comprada para revenda	(849.259)	(995.737)
	7.716.190	8.096.910

31.2 Pessoal e administradores

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	Reapresentado 31.12.2022
Pessoal				
Remunerações (a)	25.293	21.684	742.449	625.237
Encargos sociais	8.074	7.110	220.148	207.364
Auxílio alimentação e educação	1.733	1.787	109.307	95.229
Programa de desligamentos voluntários (31.2.1)	17.102	(2.344)	610.057	(9.315)
	52.202	28.237	1.681.961	918.515
Administradores				
Honorários	9.776	7.698	17.889	15.606
Encargos sociais	2.417	1.891	4.559	3.872
Outros gastos	112	87	261	256
	12.305	9.676	22.709	19.734
Provisões por desempenho e participação nos lucros de empregados e administradores	7.925	294	173.662	39.655
	72.432	38.207	1.878.332	977.904

(a) Em 2023 foram registrados R\$ 3.584 na Controladora e R\$ 138.173 no Consolidado referente a indenização do segundo terço adicional de férias aprovado em Acordo Coletivo de Trabalho em 19.01.2023.

31.2.1 Programa de Demissão Voluntária - PDV

Em 24.08.2023 foi instituído o Programa de Demissão Voluntária - PDV. Em 15.09.2023 foi encerrado o período de adesões, com a confirmação pela Companhia de 1.438 adesões. O total provisionado se refere ao montante que será pago a título de indenização, acrescido da multa de 40% do FGTS e dos valores de auxílio alimentação e do subsídio da parte do empregador referente à mensalidade do plano de saúde, que serão pagos pela Copel por 12 meses a partir da data do desligamento.

31.3 Serviços de terceiros

Consolidado	31.12.2023	Reapresentado 31.12.2022
Manutenção do sistema elétrico	430.954	311.553
Manutenção de instalações	117.981	89.741
Comunicação, processamento e transmissão de dados	107.818	91.101
Atendimento ao consumidor / call center	100.574	83.203
Consultoria e auditoria (a)	81.904	49.882
Leitura e entrega de faturas	58.734	53.660
Outros serviços	98.347	75.411
	996.312	754.551

(a) O saldo contempla o valor de R\$ 21.059 referente aos gastos para obtenção de waiver, em atendimento aos covenants (NEs nº 20.3 e 21.3)

31.4 Perdas de crédito, provisões e reversões

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	Reapresentado 31.12.2022
Provisão para litígios (a)	46.440	445.432	157.668	623.742
Perdas (reversão de perdas) estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos				
Contrato de concessão de geração de energia elétrica (NE nº 9.3)	-	-	(3.193)	9.061
Imobilizado - segmento de geração (NE nº 16.4)	-	-	(174.500)	(34.435)
Perdas (reversão de perdas) de créditos esperadas (Clientes e Outros créditos)	-	-	109.435	124.068
Perdas estimadas em créditos tributários	-	-	2.825	(4.905)
Provisão (reversão) para perdas em participações societárias	908	(4.272)	-	-
	47.348	441.160	92.235	717.531

(a) Variação principalmente pelo encerramento de processo arbitral (NE nº 40.1)

31.5 Custo de construção

Consolidado	31.12.2023	Reapresentado 31.12.2022
Material	1.409.633	1.227.418
Serviços de terceiros	689.886	694.306
Pessoal	184.246	171.369
Outros	35.955	44.095
	2.319.720	2.137.188

31.6 Outros custos e despesas operacionais, líquidos

Consolidado	31.12.2023	Reapresentado 31.12.2022
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	152.604	142.270
Taxa de arrecadação	43.022	47.923
Perdas (ganhos) na desativação e alienação de bens, líquidas	45.596	35.483
Arrendamentos e aluguéis	30.528	33.316
Seguros	48.914	41.505
Tributos	23.463	59.188
Valor justo de ativos de concessão de geração de energia elétrica	-	26.451
Taxa de fiscalização da Aneel	18.248	15.683
Indenizações	21.699	14.703
Doações, contribuições, subvenções, incentivos fiscais (a)	8.808	6.521
Comunicação corporativa		
Associação das Emissoras de Radiodifusão do Paraná - AERP	12.727	11.789
Publicidade	9.772	9.835
Patrocínio	3.530	2.620
Talento Olímpico Paranaense - TOP	5.225	4.665
Outras receitas, custos e despesas, líquidos (b)	6.408	37.366
	430.544	489.318

(a) O saldo contempla investimentos sociais da Companhia em educação, cultura, saúde, esporte, dentre outros, incluindo doações incentivadas utilizadas como benefício fiscal.

(b) A variação se refere principalmente ao aumento de recuperação de despesas no ano de 2023 em relação à 2022.

32 Resultado Financeiro

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	Reapresentado 31.12.2022
Receitas financeiras				
Renda de aplicações financeiras	106.242	33.949	540.672	406.270
Acréscimos moratórios sobre faturas	-	-	200.341	265.818
Juros sobre impostos a compensar	16.447	4.164	89.938	63.810
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão (NE nº 25.1)	-	-	69.059	2.720
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 8)	-	-	62.795	146.753
Rendimentos e atualização monetária de depósitos judiciais	9.608	8.695	55.092	42.846
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	-	-	17.073	43.946
Outras receitas financeiras	20.322	13.264	75.660	25.748
(-) PIS/Pasep e Cofins sobre receitas financeiras	(6.738)	(2.414)	(41.514)	(41.498)
	145.881	57.658	1.069.116	956.413
(-) Despesas financeiras				
Variação monetária, cambial e encargos da dívida	-	77.543	1.763.555	1.479.057
Atualização monetária de litígios (NE nº 28.1)	13.552	-	77.715	-
Atualização de provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins (NE nº 12.2.1)	-	-	58.518	29.324
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão (NE nº 25.1)	-	-	140.214	142.673
PIS/Pasep e Cofins sobre juros sobre capital próprio	101.251	107.720	101.251	107.720
Juros sobre parcelamento de tributos	-	-	39.569	38.111
Juros sobre P&D e PEE (NE nº 24.1)	-	-	26.009	33.810
Juros sobre passivo de arrendamentos (NE nº 26.2)	569	413	24.292	19.441
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	-	-	10.605	27.584
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 8)	-	-	4.542	11.208
Outras despesas financeiras	297	(8.301)	27.836	61.999
	115.669	177.375	2.274.106	1.950.927
	30.212	(119.717)	(1.204.990)	(994.514)
(-) Reconhecimento inicial da atualização de provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins (NE nº 12.2.1)	-	-	-	1.011.370
Líquido	30.212	(119.717)	(1.204.990)	(2.005.884)

33 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.

33.1 Produtos e serviços dos quais os segmentos reportáveis têm suas receitas geradas

A Companhia atua nos segmentos reportáveis identificados pelas diretorias de cada área de negócio, 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 31.12.2023, 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 31.12.2023.

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.

33.2 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;

Distribuição de energia elétrica (DIS) - tem como atribuição prestar serviço público de distribuição de energia elétrica, sendo responsável por operar e manter a infraestrutura, bem como prestar serviços correlatos;

Gás - tem como atribuição a exploração do serviço público de distribuição de gás natural canalizado. O segmento será descontinuado após finalização do processo de desinvestimento da Compagas (NE nº 39);

Comercialização (COM) - tem como atribuição a comercialização de energia elétrica e a prestação de serviços correlatos;

Holding e Serviços - tem como atribuição a prestação de serviços, incluindo aluguel de infraestrutura de geração distribuída, e participação em outras empresas.

Em decorrência do processo de desinvestimento da Compagas e UEGA detalhado na NE nº 39, as demonstrações do ativo e do resultado por segmento apresentadas a seguir contém a coluna de reclassificação dos saldos da operação descontinuada que fazem parte dos segmentos de geração de energia elétrica e de gás.

33.3 Ativo por segmento reportável

ATIVO	Energia elétrica			GÁS	Holding e Serviços	Reclassificações NE nº 39	Operações inter-segmento	Consolidado
	GET	DIS	COM					
31.12.2023								
ATIVO TOTAL	26.663.528	21.831.127	1.824.990	1.023.624	6.026.072	1.446.991	(2.997.258)	55.819.074
ATIVO CIRCULANTE	3.841.190	5.153.666	1.074.359	240.017	4.994.382	276.597	(1.864.481)	13.715.730
ATIVO NÃO CIRCULANTE	22.822.338	16.677.461	750.631	783.607	1.031.690	1.170.394	(1.132.777)	42.103.344
Realizável a Longo Prazo	6.966.439	8.229.821	740.114	73.274	795.749	171.431	(633.391)	16.343.437
Investimentos	3.345.350	443	-	-	166.004	-	-	3.511.797
Imobilizado	11.060.949	-	770	-	52.305	288.602	(577.205)	10.825.421
Intangível	1.341.216	8.317.327	5.784	699.697	7.247	699.725	99.093	11.170.089
Direito de uso de ativos	108.384	129.870	3.963	10.636	10.385	10.636	(21.274)	252.600

ATIVO	Energia elétrica			GÁS	Holding e Serviços	Operações inter-segmento	Consolidado
	GET	DIS	COM				
31.12.2022							
ATIVO TOTAL	24.917.856	20.538.815	1.808.971	1.083.713	2.244.405	(890.060)	49.703.700
ATIVO CIRCULANTE	3.237.725	4.937.240	990.867	282.714	1.311.618	(1.432.915)	9.327.249
ATIVO NÃO CIRCULANTE	21.680.131	15.601.575	818.104	800.999	932.787	542.855	40.376.451
Realizável a Longo Prazo	6.819.202	8.200.557	809.498	59.505	732.365	(178.982)	16.442.145
Investimentos	3.163.152	534	-	-	162.045	-	3.325.731
Imobilizado	10.054.763	-	541	-	14.164	-	10.069.468
Intangível	1.559.776	7.257.827	6.193	726.107	5.987	721.837	10.277.727
Direito de uso de ativos	83.238	142.657	1.872	15.387	18.226	-	261.380

33.4 Demonstração do resultado por segmento reportável

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	Energia Elétrica				GÁS	Holding e Serviços	Reclassificações NE nº 39	Operações inter-segmento	Consolidado
	GET		DIS	COM					
	GER	TRA							
31.12.2023									
OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE									
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	4.179.457	1.096.351	15.085.707	4.056.904	978.581	-	(977.148)	(2.940.384)	21.479.468
Receita operacional líquida com terceiros	1.764.212	687.829	15.048.581	3.978.846	17.014	-	(17.014)	-	21.479.468
Receita operacional líquida entre segmentos	2.415.245	408.522	37.126	78.058	961.567	-	(960.134)	(2.940.384)	-
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(2.372.792)	(474.506)	(13.983.117)	(3.948.286)	(814.455)	(218.272)	778.481	2.940.384	(18.092.563)
Energia elétrica comprada para revenda	(214.198)	(14.741)	(6.074.752)	(3.908.484)	-	-	3.282	2.492.703	(7.716.190)
Encargos de uso da rede elétrica	(658.229)	-	(2.715.273)	-	-	-	33.873	442.919	(2.896.710)
Pessoal e administradores	(368.744)	(247.393)	(1.174.906)	(21.133)	(43.201)	(72.537)	49.582	-	(1.878.332)
Planos previdenciário e assistencial	(49.626)	(33.003)	(167.533)	(1.877)	(6.222)	(8.853)	6.955	-	(260.159)
Material	(20.937)	(5.583)	(74.501)	(77)	(1.574)	(1.609)	1.614	-	(102.667)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(19.113)	-	-	-	-	-	158	1.301	(17.654)
Gás natural e insumos para operação de gás	-	-	-	-	(678.885)	-	678.885	-	-
Serviços de terceiros	(242.712)	(50.019)	(643.999)	(3.389)	(13.861)	(68.186)	22.517	3.337	(996.312)
Depreciação e amortização	(843.480)	(16.207)	(521.301)	(2.003)	(41.148)	(4.700)	46.799	-	(1.382.040)
Provisão para litígios	(8.204)	(12.777)	(101.960)	(233)	(263)	(44.815)	10.584	-	(157.668)
Rev. de perdas estimadas p/ redução valor recuperável de ativos	285.825	-	-	-	-	-	(108.132)	-	177.693
Outras perdas de créditos, provisões e reversões	(7.109)	(2.334)	(99.123)	(3.694)	(285)	-	285	-	(112.260)
Custo de construção	-	(85.181)	(2.234.539)	-	(17.010)	-	17.010	-	(2.319.720)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos	(226.265)	(7.268)	(175.230)	(7.396)	(12.006)	(17.572)	15.069	124	(430.544)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	16.651	283.939	-	-	-	7.219	-	-	307.809
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO									
FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	1.823.316	905.784	1.102.590	108.618	164.126	(211.053)	(198.667)	-	3.694.714
Receitas financeiras	333.990	66.922	479.944	38.577	36.559	182.829	(46.362)	(23.343)	1.069.116
Despesas financeiras	(791.547)	(344.524)	(955.046)	(717)	(48.316)	(203.206)	45.907	23.343	(2.274.106)
LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL	1.365.759	628.182	627.488	146.478	152.369	(231.430)	(199.122)	-	2.489.724
Imposto de renda e contribuição social	(228.373)	1.779	(58.368)	(40.928)	(40.750)	4.962	7.621	-	(354.057)
LUCRO (PREJUÍZO) DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE	1.137.386	629.961	569.120	105.550	111.619	(226.468)	(191.501)	-	2.135.667
Resultado de operações descontinuadas	-	-	-	-	-	-	191.501	-	191.501
LUCRO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO	1.137.386	629.961	569.120	105.550	111.619	(226.468)	-	-	2.327.168

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO Reapresentado 31.12.2022	Energia Elétrica				GÁS	Holding e Serviços	Reclassificações NE nº 39	Operações inter-segmento	Consolidado
	GET		DIS	COM					
	GER	TRA							
OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE									
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	4.099.740	1.140.734	13.903.300	4.938.368	1.297.034	8.014	(1.392.380)	(3.459.469)	20.535.341
Receita operacional líquida com terceiros	1.369.563	781.448	13.866.122	4.608.702	1.293.872	8.014	(1.392.380)	-	20.535.341
Receita operacional líquida entre segmentos	2.730.177	359.286	37.178	329.666	3.162	-	-	(3.459.469)	-
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(2.766.048)	(303.450)	(13.418.798)	(4.814.710)	(1.076.181)	(570.344)	1.424.916	3.459.469	(18.065.146)
Energia elétrica comprada para revenda	(386.210)	-	(5.980.124)	(4.790.427)	-	-	-	3.059.851	(8.096.910)
Encargos de uso da rede elétrica	(599.422)	-	(2.313.203)	-	-	-	32.530	392.098	(2.487.997)
Pessoal e administradores	(207.684)	(123.528)	(599.121)	(12.712)	(42.166)	(41.651)	48.958	-	(977.904)
Planos previdenciário e assistencial	(48.973)	(30.948)	(169.493)	(1.787)	(5.366)	(9.614)	5.984	-	(260.197)
Material	(13.227)	(5.297)	(71.302)	(53)	(1.644)	(924)	1.906	-	(90.541)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(123.279)	-	-	-	-	-	111.060	2.870	(9.349)
Gás natural e insumos para operação de gás	-	-	-	-	(939.516)	-	939.516	-	-
Serviços de terceiros	(207.239)	(37.041)	(505.407)	(2.665)	(13.316)	(41.702)	46.192	6.627	(754.551)
Depreciação e amortização	(783.828)	(13.692)	(454.307)	(353)	(44.190)	(4.612)	67.885	-	(1.233.097)
Provisão (reversão) para litígios	(17.503)	(951)	(162.414)	31	(24)	(445.741)	2.860	-	(623.742)
Perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos	(82.758)	-	-	-	(1.629)	-	109.761	-	25.374
Outras perdas de créditos, provisões e reversões	(992)	3.065	(119.481)	(1.755)	(1.064)	-	1.064	-	(119.163)
Custo de construção	-	(89.166)	(2.048.022)	-	(12.024)	-	12.024	-	(2.137.188)
Provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins	-	-	(810.563)	-	-	-	-	-	(810.563)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos	(294.933)	(5.892)	(185.361)	(4.989)	(15.242)	(26.100)	45.176	(1.977)	(489.318)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	20.370	450.235	-	-	-	7.972	-	-	478.577
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	1.354.062	1.287.519	484.502	123.658	220.853	(554.358)	32.536	-	2.948.772
Receitas financeiras	210.356	58.514	593.726	32.667	56.730	87.621	(76.424)	(5.759)	957.431
Despesas financeiras	(669.382)	(272.287)	(752.097)	(291)	(28.290)	(271.934)	36.577	5.759	(1.951.945)
Atualização de provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins	-	-	(1.011.370)	-	-	-	-	-	(1.011.370)
LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL	895.036	1.073.746	(685.239)	156.034	249.293	(738.671)	(7.311)	-	942.888
Imposto de renda e contribuição social	(241.816)	(56.354)	455.465	(47.659)	(70.092)	159.578	81.977	-	281.099
LUCRO (PREJUÍZO) DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE	653.220	1.017.392	(229.774)	108.375	179.201	(579.093)	74.666	-	1.223.987
Resultado de operações descontinuadas	-	-	-	-	-	-	(74.666)	-	(74.666)
LUCRO (PREJUÍZO) DO PERÍODO	653.220	1.017.392	(229.774)	108.375	179.201	(579.093)	-	-	1.149.321

33.5 Adições no ativo não circulante por segmento reportável

31.12.2023	Energia elétrica			GÁS	Holding e Serviços	Consolidado
	GET	DIS	COM			
Ativos de contrato	-	1.966.034	-	25.510	-	1.991.544
Imobilizado	410.673	-	303	-	44.066	455.042
Intangível	10.280	-	1.280	-	1.828	13.388
Direito de uso de ativos	41.314	34.958	444	(1.363)	7.533	82.886

O quadro acima contempla R\$ 118.002 de adições de imobilizado no segmento de geração de energia elétrica que se referem à UEGA além das adições da Compagas demonstradas na coluna de segmento de gás. Conforme NE nº 39, estas duas controladas se encontram em processo de desinvestimento.

31.12.2022	Energia elétrica			GÁS	Holding e Serviços	Consolidado
	GET	DIS	COM			
Ativos de contrato	-	1.848.201	-	13.955	-	1.862.156
Imobilizado	480.852	-	290	-	4.479	485.621
Intangível	4.368	-	2.318	-	1.633	8.319
Direito de uso de ativos	17.020	91.584	227	5.408	2.756	116.995

34 Instrumentos Financeiros

34.1 Categorias e apuração do valor justo dos instrumentos financeiros

Consolidado	NE nº	Nível	31.12.2023		31.12.2022	
			Valor contábil	Valor justo	Valor contábil	Valor justo
Ativos Financeiros						
Valor justo por meio do resultado						
Caixa e equivalentes de caixa (a)	5	1	5.634.623	5.634.623	2.678.457	2.678.457
Títulos e valores mobiliários (b)	6	2	495.495	495.495	431.056	431.056
Contas a receber vinculadas à concessão de distribuição (c)	9.1	3	1.954.679	1.954.679	1.442.819	1.442.819
Contas a receber vinculadas à concessão de geração (c)	9.3	3	71.835	71.835	68.642	68.642
Valor justo na compra e venda de energia (d)	11	3	1.101.684	1.101.684	1.081.758	1.081.758
Outros investimentos temporários (e)		1	17.864	17.864	15.372	15.372
Outros investimentos temporários (e)		2	13.864	13.864	10.247	10.247
			9.290.044	9.290.044	5.728.351	5.728.351
Custo amortizado						
Cauções e depósitos vinculados (a)			9	9	157	157
Clientes (a)	7		3.866.429	3.866.429	3.451.869	3.451.869
Ativos financeiros setoriais (a)	8		30.946	30.946	381.398	381.398
Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga (g)	9.2		792.741	893.275	766.832	866.653
			4.690.125	4.790.659	4.600.256	4.700.077
Valor justo por meio do resultado abrangente						
Reduções Certificadas de Emissões - RECs (j)			3.922	3.922	10.295	10.295
			3.922	3.922	10.295	10.295
Total dos ativos financeiros			13.984.091	14.084.625	10.338.902	10.438.723
Passivos Financeiros						
Valor justo por meio do resultado						
Valor justo na compra e venda de energia (d)	27	3	753.584	753.584	738.703	738.703
			753.584	753.584	738.703	738.703
Custo amortizado						
Passivos financeiros setoriais (a)	8		503.991	503.991	483.255	483.255
Parcelamento ICMS (f)	12.2.3		41.286	37.777	48.320	43.419
Programa Especial de Regularização Tributária - Pert (f)	12.2		379.724	322.711	404.075	340.025
PIS e Cofins a restituir para consumidores (a)	12.2.1		731.726	731.726	1.995.158	1.995.158
Fornecedores (a)	19		2.285.573	2.285.573	2.215.470	2.215.470
Empréstimos e financiamentos (f)	20		5.387.977	5.138.930	4.694.957	4.171.789
Debêntures (h)	21		9.738.006	9.699.171	7.887.077	7.688.396
Contas a pagar vinculadas à concessão (i)	25		893.855	1.018.630	937.542	1.051.710
			19.962.138	19.738.509	18.665.854	17.989.222
Total dos passivos financeiros			20.715.722	20.492.093	19.404.557	18.727.925

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 4.4).
- Os ativos e passivos equivalem ao seu respectivo valor contábil (NE nº 4.15).

- e) Investimentos em outras empresas avaliados ao valor justo, calculado conforme cotações de preço publicadas em mercado ativo para os ativos classificados como nível 1, e apurado por meio de modelo de avaliação comparativa para os ativos classificados como nível 2. Em janeiro de 2024 foram vendidas as ações de algumas destas empresas no valor de R\$ 196.
- f) Utilizado como premissa básica o custo da última captação realizada pela Companhia, CDI + *spread* de 2,19%, para desconto do fluxo de pagamentos esperado, exceto para os contratos junto ao Banco do Nordeste do Brasil - BNB que tem o valor justo similar ao valor contábil, tendo em vista as características contratuais para construção de infraestrutura específica.
- g) 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%).
- h) Calculado conforme cotação da última negociação no mercado secundário através do preço médio do Preço Unitário - PU em 31.12.2023, obtido junto à Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiros e de Capitais - Anbima.
- i) Utilizada a taxa de desconto real e antes dos impostos, de 8,23% a.a., compatível com a taxa estimada pela Companhia para projetos de longo prazo.
- j) Ativos financeiros com valores justos similares aos valores contábeis (NE nº 4.2).

34.2 Gerenciamento dos riscos financeiros

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

34.2.1 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.

Consolidado		
Exposição ao risco de crédito	31.12.2023	31.12.2022
Caixa e equivalentes de caixa (a)	5.634.623	2.678.457
Títulos e valores mobiliários (a)	495.495	431.056
Cauções e depósitos vinculados (a)	9	157
Clientes (b)	3.866.429	3.451.869
Ativos financeiros setoriais (c)	30.946	381.398
Contas a receber vinculadas à concessão de distribuição (c)	1.954.679	1.442.819
Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga (d)	792.741	766.832
Contas a receber vinculadas à concessão de geração (e)	71.835	68.642
Outros investimentos temporários (f)	31.728	25.619
	12.878.485	9.246.849

- a) A Companhia administra o risco de crédito sobre esses ativos considerando sua política em aplicar os recursos financeiros em instituições bancárias federais ou em bancos privados com baixo risco de crédito, conforme *rating* local das principais agências classificadoras.

- 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 das contas a receber, detectando clientes 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 os contratos firmados asseguram o direito incondicional de receber caixa ao final da concessão a ser pago pelo Poder Concedente, correspondente aos custos e investimentos não recuperados por meio de tarifa de energia elétrica de distribuição.
- d)** 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.
- e)** 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, posteriormente abarcada pela Resolução Normativa nº 1027/2022, na qual disciplinou-se 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, desde janeiro de 2023, passam por fiscalização por parte da agência reguladora. A expectativa da Administração sobre a indenização destes ativos indica a recuperabilidade dos saldos registrados.
- f)** Risco decorrente da possibilidade de a Companhia incorrer em perdas resultantes da volatilidade do mercado de ações. Esse tipo de risco envolve fatores externos e vem sendo administrado através de acompanhamento periódico das variações ocorridas no mercado.

34.2.2 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 2028, repetem-se os indicadores de 2027 até o horizonte da projeção.

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
31.12.2023							
Empréstimos e financiamentos	NE nº 20	41.912	177.623	842.349	3.215.105	3.369.102	7.646.091
Debêntures	NE nº 21	116.823	12.567	1.885.073	7.556.981	3.819.348	13.390.792
Contas a pagar vinculadas à concessão	Tx. Retorno + IGP-M e IPCA	9.152	18.323	83.621	476.872	1.754.922	2.342.890
Fornecedores	-	1.997.850	216.264	16.393	55.066	-	2.285.573
PIS e Cofins a restituir para consumidores	NE 12.2.1	-	-	558.591	231.114	-	789.705
Pert	Selic	5.234	10.564	49.005	295.609	89.727	450.139
Parcelamento ICMS	Selic	953	1.922	8.902	34.709	-	46.486
Passivos financeiros setoriais	Selic	40.037	81.141	381.780	32.158	-	535.116
Passivo de arrendamentos	NE nº 26	1.960	3.913	14.253	57.921	319.791	397.838
		2.213.921	522.317	3.839.967	11.955.535	9.352.890	27.884.630

(a) Taxa de juros efetiva - média ponderada.

Conforme divulgado nas NEs nºs 20.3 e 21.3, a Companhia e suas controladas têm empréstimos, financiamentos e debêntures com cláusulas contratuais restritivas (*covenants*) que podem exigir a antecipação do pagamento dessas obrigações.

34.2.3 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 cambial - dólar norte-americano**

Esse risco decorre da possibilidade da perda por conta de flutuações nas taxas de câmbio que reduzam saldos ativos ou aumentem saldos passivos em moeda estrangeira. O efeito da variação cambial decorrente do contrato de compra de energia de Itaipu é repassado nos reajustes tarifários da Copel DIS. A Companhia mantém monitoramento permanente dessas flutuações.

Análise de sensibilidade do risco cambial - dólar

A Companhia desenvolveu análise de sensibilidade com objetivo de mensurar o impacto da depreciação cambial do dólar norte-americano sobre seus 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 o saldo atualizado com a variação da taxa de câmbio - fim de período (R\$/US\$ 4,92) prevista na mediana das expectativas de mercado para 2024 do Relatório Focus do Bacen. 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.

Risco cambial	Risco	Base	Cenários projetados		
		31.12.2023	Provável	Cenário 1	Cenário 2
Passivos financeiros					
Fornecedores					
Itaipu	Alta do dólar	(194.730)	(3.166)	(52.639)	(102.113)
		(194.730)	(3.166)	(52.639)	(102.113)

b) 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 - 9,00%, IPCA - 3,86%, IGP-M - 4,04% e TJLP - 6,43%) previstos na mediana das expectativas de mercado para 2024 do Relatório Focus do Bacen, exceto a TJLP que considera 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.

Risco de taxa de juros e variações monetárias	Risco	Base	Cenários projetados		
		31.12.2023	Provável	Cenário 1	Cenário 2
Ativos financeiros					
Títulos e valores mobiliários	Baixa CDI/Selic	495.495	44.593	33.445	22.296
Cauções e depósitos vinculados	Baixa CDI/Selic	9	1	1	-
Ativos financeiros setoriais	Baixa Selic	30.946	2.785	2.089	1.393
Contas a receber vinculadas à concessão	Baixa IPCA	2.747.420	106.050	79.538	53.025
Contas a receber vinculadas à concessão de geração	Indefinido (a)	71.835	-	-	-
		3.345.705	153.429	115.073	76.714
Passivos financeiros					
Empréstimos e financiamentos					
Banco do Brasil	Alta CDI	(751.096)	(67.599)	(84.498)	(101.398)
Banco Itaú	Alta CDI	(1.039.097)	(93.519)	(116.898)	(140.278)
BNDES	Alta TJLP	(1.560.824)	(100.363)	(125.454)	(150.545)
BNDES	Alta IPCA	(392.709)	(15.159)	(18.948)	(22.738)
Banco do Nordeste	Alta IPCA	(1.584.566)	(61.164)	(76.455)	(91.746)
Banco do Brasil - Repasse de recursos do BNDES	Alta TJLP	(49.263)	(3.168)	(3.960)	(4.752)
Outros	Sem Risco	(10.422)	-	-	-
Debêntures	Alta CDI/Selic	(6.587.635)	(592.887)	(741.109)	(889.331)
Debêntures	Alta IPCA	(3.067.627)	(118.410)	(148.013)	(177.616)
Debêntures	Alta TJLP	(82.744)	(5.321)	(6.651)	(7.981)
Passivos financeiros setoriais	Alta Selic	(503.991)	(45.359)	(56.699)	(68.039)
Parcelamento ICMS	Alta Selic	(41.286)	(3.716)	(4.645)	(5.574)
Pert	Alta Selic	(379.724)	(34.175)	(42.719)	(51.263)
Contas a pagar vinculadas à concessão	Alta IGP-M	(828.695)	(33.479)	(41.849)	(50.219)
Contas a pagar vinculadas à concessão	Alta IPCA	(65.160)	(2.515)	(3.144)	(3.773)
		(16.944.839)	(1.176.834)	(1.471.042)	(1.765.253)

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

34.2.4 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.

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 durante os anos de 2022 e 2023, estima-se que o risco de falta energia em 2024 esteja minimizado.

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

34.2.5 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 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.

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 Ambiente de Contratação Regulada - ACR, a Lei nº 13.203/2015 permitiu aos geradores contratarem seguro, 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.

Para o segmento de distribuição, os efeitos do GSF são percebidos nos custos associados às cotas de Itaipu, de Angra, das usinas cujas concessões foram renovadas de acordo com a Lei 12.783/2013 e das usinas que repactuaram o risco hidrológico no ACR, de acordo com a Lei 13.203/2015. Trata-se, contudo, de um risco financeiro, uma vez que é garantida a neutralidade das despesas com a compra de energia, por meio de repasse tarifário.

Os riscos com o GSF estão bastante reduzidos devido à melhora do cenário hidrológico em 2022 e 2023.

34.2.6 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, alterada pela Lei nº 14.052/2020 no que diz respeito ao prazo para solicitação de prorrogação de concessões pelo regime de cotas de garantia física.

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.

Em 25.11.2022 a Copel manifestou junto ao poder concedente o interesse na obtenção de outorga por trinta anos para as UHEs Governador José Richa, Governador Ney Aminthas de Barros Braga e Governador Bento Munhoz da Rocha Netto. Em 12.04.2023 foi publicada a Portaria Nº 726/2023, estabelecendo as condições complementares à outorga dos novos contratos de concessão. Conforme descrito na NE nº 1, foi concluído o processo de transformação da Copel em “Corporação”, o que possibilitará a manutenção de 100% de participação da Companhia nestas usinas.

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 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. Em 31.10.2023 a Companhia protocolou carta no Ministério de Minas e Energia requerendo a desistência da intenção de prorrogação da concessão da UTE Figueira, formulada em 2017, com retorno imediato ao Poder Concedente de todos os bens reversíveis, direitos e privilégios vinculados à UTE Figueira e com a correspondente indenização à Copel GeT pela reversão dos bens.

Conforme a Lei nº 14.052/2020, a Companhia poderá se manifestar sobre a intenção em prorrogar as concessões 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 à UHE Apucarantina a Copel solicitou a prorrogação da outorga em 26.01.2024, conforme previsto na Lei nº 12.783/2013.

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.

34.2.7 Risco de não manter a concessão de distribuição de energia elétrica

O quinto termo aditivo ao contrato de concessão nº 46/1999 da Copel DIS impõe condicionantes de eficiência econômico-financeira e indicadores de qualidade que, se descumpridos, podem acarretar a extinção da concessão, respeitadas as disposições do contrato, particularmente o direito à ampla defesa e ao contraditório. A Aneel homologou a Resolução Normativa nº 896/2020, consolidada pela Resolução Normativa nº 948/2021, que estabelece os indicadores e procedimentos para acompanhamento da eficiência com relação à continuidade do fornecimento e à gestão econômico-financeira das concessões do

serviço público de distribuição de energia elétrica a partir do ano de 2021.

Indicadores e penalidades

Ano	Indicador	Critérios	Penalidades
A partir de 2021	Eficiência econômico-financeira	no ano base	Aporte de capital (a) Limitação de distribuição de dividendos e JCP Regime restritivo de contratos com partes relacionadas
		2 anos consecutivos	Caducidade da concessão
	Indicadores de qualidade	no ano base	Plano de resultados
		2 anos consecutivos ou 3 dos 5 anos civis anteriores	Limitação de distribuição de dividendos e JCP
		3 anos consecutivos	Caducidade da concessão

(a) Em até 180 dias contados do término de cada exercício social, na totalidade da insuficiência que ocorrer para o alcance do Parâmetro Mínimo de Sustentabilidade Econômica e Financeira.

Metas definidas para Copel Distribuição

Ano	Gestão Econômico-Financeira	Realizado	Qualidade - limites		Qualidade - realizado	
			DEC	FEC	DEC	FEC
2022	{Dívida Líquida / [Lajida (-) QRR ≥ 0]} ≤ 1 / (1,11 * Selic)	Atingido	9,19	6,80	7,98	5,29
2023	{Dívida Líquida / [Lajida (-) QRR ≥ 0]} ≤ 1 / (1,11 * Selic)	-	8,69	6,39	7,86	5,21

Dívida Líquida: Dívida bruta deduzida dos ativos financeiros, à exceção de ativos e passivos Financeiros em discussão administrativa ou judicial. As contas que compõe a dívida bruta e ativos financeiros estão definidas no Anexo VIII da REN nº 948/2021.

QRR: Quota de Reintegração Regulatória ou Despesa de Depreciação Regulatória. Este valor será o definido na última Revisão Tarifária Periódica - RTP, atualizada pela variação da Parcela B Regulatória e calculada de forma pró rata.

LAJIDA/EBITDA Recorrente: Lucro Antes de Juros (Resultado Financeiro), Impostos (Tributos sobre a Renda), Depreciação e Amortização.

Indicadores de qualidade: Para os anos de 2022 a 2026, os limites anuais constam na Resolução Autorizativa nº 10.231/2021.

A apuração dos resultados ocorre ao final de cada ano civil, quando da divulgação anual dos resultados nas Demonstrações Contábeis Regulatórias - DCR.

34.2.8 Risco de sobrecontratação e subcontratação de energia elétrica

No modelo regulatório vigente, o processo de compra de energia elétrica pelas distribuidoras é regulado pela Lei nº 10.848/2004 e pelo Decreto nº 5.163/2004, os quais determinam que a aquisição de energia deve ser em volume necessário para o atendimento de 100% do mercado da distribuidora.

A diferença entre os custos remunerados pela tarifa e os efetivamente realizados com a compra de energia são integralmente repassados aos consumidores cativos, desde que a distribuidora apresente nível de contratação entre 100% e 105% do seu mercado, acrescidos dos montantes de sobrecontratação involuntária reconhecidos pelo regulador.

A Copel DIS estima finalizar o ano com um nível de contratação de 110%, mas considera que possui montantes de “sobrecontratação involuntária” suficientes para acomodar a contratação estimada para o ano. Desta forma, não há previsão de risco de penalização por sobrecontratação.

34.2.9 Risco de não performance dos empreendimentos eólicos

Os contratos de compra e venda de energia por fonte eólica, comercializados por meio de leilões regulados, possuem cláusulas de performance de geração, as quais estabelecem um montante mínimo de entrega de energia, com periodicidade anual e/ou quadrienal. Os empreendimentos estão sujeitos a fatores climáticos associados às incertezas da velocidade de vento, o que pode implicar em produção de energia inferior ao montante mínimo de energia contratada. Tal descumprimento contratual pode comprometer receitas futuras da Companhia.

O saldo registrado no passivo referente a não performance está demonstrado na NE nº 27. O aumento do passivo em 2023 se deve ao fato de que os montantes a pagar estavam suspensos até 31.12.2023 em virtude das discussões no setor a respeito da restrição da geração dos parques eólicos (*constrained-off*). Além disso, após perturbação ocorrida no Sistema Interligado Nacional - SIN em 15.08.2023, o ONS, de forma preventiva, elevou a frequência de eventos de *constrained-off*, o que aumentou a restrição de geração de empreendimentos eólicos situados na região Nordeste.

34.2.10 Risco relacionado ao preço nas operações de compra e venda de energia

A Companhia opera no mercado de compra e venda de energia com objetivo de alcançar resultados com as variações do preço de energia, respeitados os limites de risco pré-estabelecidos pela Administração. Esta atividade, portanto, expõe a Companhia ao risco pela volatilidade do preço futuro da energia.

As operações de compra e venda de energia futuras são reconhecidas pelo valor justo por meio do resultado, tendo como base a diferença entre o preço contratado e o preço de mercado das operações na data do balanço.

O quadro abaixo apresenta os valores nocionais dos contratos de comercialização de energia elétrica na data destas demonstrações financeiras, os quais tem prazo médio de vencimento de 97 meses para contratos de compra e 27 meses para contratos de venda:

	Compra	Venda
2024	721.208	800.793
2025	806.521	865.199
2026	691.420	720.295
2027	621.240	597.938
2028	423.561	494.941
2029 a 2040	3.060.268	3.888.123
	6.324.218	7.367.289

O valor justo foi estimado utilizando os preços definidos internamente pela Companhia, que representam a melhor estimativa do preço de mercado futuro. A taxa de desconto utilizada tem como referência a taxa de retorno das NTN-Bs divulgada pela Anbima em 31.12.2023, sem inflação, ajustada pelo risco de crédito e pelo risco adicional de projeto.

Os saldos patrimoniais referentes à estas transações na data destas demonstrações financeiras estão apresentadas a seguir.

Consolidado	Ativo	Passivo	Saldo líquido
Circulante	379.261	(321.646)	57.615
Não circulante	722.423	(431.938)	290.485
	1.101.684	(753.584)	348.100

Análise de sensibilidade sobre as operações de compra e venda de energia

A Companhia desenvolveu análise de sensibilidade com objetivo de mensurar o impacto de mudanças nos preços futuros. Para os cenários base e provável foram considerados os saldos contábeis registrados na data destas demonstrações financeiras. Adicionalmente, a Companhia mantém o acompanhamento dos cenários 1 e 2, que consideram elevação ou queda de 25% e 50%, aplicadas sobre os preços futuros considerados no cenário provável, em decorrência de eventos extraordinários que possam afetar o cenário econômico.

Consolidado	Variação no preço	Base 31.12.2023	Cenários projetados		
			Provável	Cenário 1	Cenário 2
Ganhos (perdas) não realizados em operações de compra e venda de energia	Elevação	348.100	348.100	303.302	258.504
	Queda	348.100	348.100	392.897	437.695

34.2.11 Risco de contraparte no mercado de energia

O mercado livre de energia ainda não possui uma contraparte garantidora de todos os contratos (*clearing house*), de modo que o risco de *default* é bilateral. Desta forma, a Companhia está exposta ao risco de falha na entrega da energia contratada pelo comprador/vendedor. Na ocorrência de falha na entrega, a Companhia é obrigada a vender/adquirir energia ao preço do mercado de curto prazo, podendo incorrer ainda em penalidades regulatórias e mesmo em perda do valor pago.

A Companhia possui uma política que impõe limites para as operações possíveis com cada contraparte, após análise de sua capacidade financeira, maturidade e histórico. Adicionalmente, mesmo que nossa política seja mais restritiva, e as contrapartes apresentem boa situação financeira, a Companhia está exposta a eventos sistêmicos em que o *default* de um agente acabe afetando outras comercializadoras, num "efeito dominó", até chegar a contrapartes da Companhia.

34.3 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.

A Companhia monitora o capital usando o índice representado pela dívida líquida consolidada ajustada, dividido pelo Lucro Antes dos Juros, Imposto de Renda, Depreciação e Amortização - Lajida (*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization - Ebitda*) consolidado e ajustado, referente aos últimos doze meses. O limite corporativo estabelecido nas escrituras de dívida prevê a manutenção anual do índice abaixo de 3,5, sendo que a eventual expectativa de não conformidade daquele indicador enseja ações por parte da Administração no intuito de corrigir o curso das apurações até o final de cada exercício. Adicionalmente, monitora o endividamento em relação ao patrimônio líquido.

Em 31.12.2023, o índice realizado está demonstrado a seguir:

Consolidado	(a)	
	31.12.2023	31.12.2022
Empréstimos e financiamentos	5.343.217	4.650.363
Debêntures	9.619.106	7.803.855
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(5.634.623)	(2.678.457)
(-) Títulos e valores mobiliários - garantias de contratos de dívidas	(405.342)	(290.695)
Dívida líquida ajustada	8.922.358	9.485.066
Lucro líquido do exercício	2.327.168	1.149.321
(-) Lucro líquido de operações descontinuadas	(191.501)	-
Lucro líquido de operações em continuidade	2.135.667	1.149.321
Equivalência patrimonial	(307.809)	(478.577)
IRPJ e CSLL diferidos	(17.047)	(628.389)
Provisão para IRPJ e CSLL	371.104	429.267
Despesas (receitas) financeiras, líquidas	1.204.990	1.966.037
Depreciação e Amortização	1.382.040	1.300.982
Provisão p/ destinação de Créditos do PIS/Cofins	-	810.563
(-/+) <i>Impairment</i>	(177.693)	84.387
Ebitda ajustado	4.591.252	4.633.591
Dívida Líquida Ajustada / Ebitda ajustado	1,94	2,05

(a) Os saldos de 31.12.2022 não consideram a reclassificação da operação descontinuada pois refletem a apuração do indicador com base no cenário existente naquela data.

34.3.1 Endividamento em relação ao patrimônio líquido:

Endividamento	Consolidado	
	31.12.2023	31.12.2022
Empréstimos e financiamentos	5.343.217	4.650.363
Debêntures	9.619.106	7.803.855
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(5.634.623)	(2.678.457)
(-) Títulos e valores mobiliários - garantias de contratos de dívidas	(405.342)	(290.695)
Dívida líquida ajustada	8.922.358	9.485.066
Patrimônio líquido	24.191.667	21.131.225
Endividamento em relação ao patrimônio líquido	0,37	0,45

35 Transações com Partes Relacionadas

35.1 Saldos com partes relacionadas

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

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
Ativo circulante				
Controladas				
Compartilhamento de estrutura (35.1.1)	54	-	1.336	1.135
Complexo Eólico Jandaíra - mútuo (35.1.3)	-	47.404	-	-
Ativo não circulante				
Controladas				
UEGA - mútuo (35.1.4)	35.507	-	-	-
Passivo circulante				
Controladas				
Compartilhamento de estrutura (35.1.1)	1.838	1.838	-	-
Passivo não circulante				
Controladas				
Adiantamento - Elejor	5.851	5.851	-	-

35.1.1 Compartilhamento de estrutura

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

35.1.2 Contrato de Mútuo - Copel DIS

Em 27.02.2023, foi assinado contrato de mútuo entre a Copel e a Copel DIS, com aprovação de limites acrescidos de IOF e juros remuneratórios de CDI + 1,40% a.a., a fim de proporcionar recursos para o financiamento das atividades e negócios da empresa. O contrato tem vigência até 27.02.2025. Do valor global aprovado, de R\$ 400.000, foi transferido o montante de R\$ 233.000. A liquidação foi efetuada em 29.06.2023 e a receita financeira em 2023 foi de R\$ 9.659.

35.1.3 Contrato de Mútuo - Complexo Jandaíra

Em 17.05.2022, foi assinado contrato de mútuo entre a Copel e as empresas do Complexo Eólico Jandaíra, 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, foi transferido o montante de R\$ 49.087. A liquidação foi efetuada em 31.07.2023 e a receita financeira em 2023 foi de R\$ 4.327 (R\$ 1.313 em 2022).

35.1.4 Contrato de Mútuo - UEG Araucária

Em 04.07.2023, foi assinado contrato de mútuo entre a Copel e a UEG Araucária, com aprovação de limites acrescidos de IOF e juros remuneratórios de CDI + 1,40% ao ano, a fim de proporcionar recursos para o

financiamento das atividades e negócios da empresa. O contrato tem vigência até 04.07.2025. Do valor global aprovado, de R\$ 35.000, foram transferidos R\$ 15.000 em outubro de 2023 e R\$ 20.000 em dezembro de 2023, e a receita financeira em 2023 foi de R\$ 410.

35.1.5 Custos de transação - Estado do Paraná

No processo de oferta primária e secundária de ações, descrito na NE nº 1, a Copel efetuou o pagamento de custos de transação. Para o montante dos custos que se referem a distribuição secundária foi contabilizado o saldo de R\$ 14.501 no ativo, reembolsado pelo Estado do Paraná em dezembro de 2023.

35.2 Outras transações com partes relacionadas

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

Consolidado	Ativo		Passivo		Receita		Custo / Despesa	
	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	Reapresentado 31.12.2022
Parte Relacionada / Natureza da operação								
Entidades com influência significativa								
Estado do Paraná - dividendos	-	-	168.032	109.777	-	-	-	-
Programa Energia Solidária (a)	22.314	9.735	-	-	-	-	-	-
Programa Tarifa Rural Noturna (a)	-	8.353	-	-	-	-	-	-
Empregados cedidos (b)	382	305	-	-	-	-	-	-
Sistema Meteorológico do Paraná - Simepar (c)	-	-	702	298	-	-	(8.748)	(7.422)
BNDES e BNDESPAR - dividendos (d)								
Financiamentos (NE nº 20)	-	-	1.939.427	2.097.606	-	-	(180.030)	(190.881)
Debêntures - eólicas (NE nº 21)	-	-	200.242	216.811	-	-	(25.036)	(28.085)
Entidade controlada pelo Estado do Paraná								
Sanepar (e)	19	-	82	448	68	-	(2.384)	(2.088)
Utilização de água retirada de reservatórios de usinas	-	-	-	-	-	485	-	-
Empreendimentos controlados em conjunto								
Voltalia São Miguel do Gostoso (f)	10	-	-	-	115	112	-	-
Dividendos	-	1.032	-	-	-	-	-	-
Caiuá Transmissora de Energia (g) (h) (i)	326	313	228	1.400	3.860	3.619	(21.103)	(19.749)
Dividendos	2.737	5.486	-	-	-	-	-	-
Integração Maranhense Transmissora (h) (i)	-	-	49	120	-	-	(3.255)	(2.624)
Dividendos	739	6.885	-	-	-	-	-	-
Matrinchã Transmissora de Energia (h) (i)	-	-	235	1.355	-	-	(17.326)	(15.751)
Dividendos	14.022	41.577	-	-	-	-	-	-
Guaraciaba Transmissora de Energia (h) (i)	-	-	111	671	-	-	(8.938)	(7.191)
Dividendos	44.882	50.137	-	-	-	-	-	-
Paranaíba Transmissora de Energia (h) (i)	-	-	155	869	-	-	(10.950)	(10.322)
Dividendos	8.360	5.400	-	-	-	-	-	-
Cantareira Transmissora de Energia (h) (i)	-	-	119	660	-	-	(8.736)	(8.042)
Dividendos	10.421	9.254	-	-	-	-	-	-
Mata de Santa Genebra Transmissão (h) (i) (j)	2.180	3.236	259	1.401	13.653	19.318	(19.778)	(17.427)
Dividendos	13.837	13.333	-	-	-	-	-	-
Solar Paraná - Dividendos	-	48	-	-	-	-	-	-
Coligadas								
Dona Francisca Energética S.A. (k)	14	15	1.356	1.356	177	174	(15.345)	(16.089)
Dividendos	514	852	-	-	-	-	-	-
Foz do Chopim Energética Ltda. (l)	312	302	-	-	3.705	3.493	-	-
Pessoal chave da administração								
Honorários e encargos sociais (NE nº 31.2)	-	-	-	-	-	-	(22.709)	(19.734)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 22.3)	-	-	-	-	-	-	(1.641)	(1.384)
Outras partes relacionadas								
Fundação Copel								
Aluguel de imóveis administrativos	-	-	120.451	102.410	-	-	(10.091)	(10.713)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 22.3)	-	-	1.484.243	1.070.037	-	-	-	-
Lactec (m)	3	3	323	1.131	462	645	(5.706)	(5.004)
Tecpar (n)	-	-	-	-	2.030	2.021	-	-
Celepar (n)	-	-	-	-	1.113	719	(26)	(11)
Assembleia Legislativa do Paraná (n)	-	-	-	-	319	300	-	-
Portos do Paraná (n)	-	-	-	-	5.070	5.552	-	-

- a)** O Programa Energia Solidária, instituído pela lei estadual nº 20.943/2021, substituindo o Programa Luz Fraterna, estabelece o pagamento do consumo de energia elétrica para beneficiar famílias de baixa renda, residentes no Estado do Paraná, cujos imóveis - unidades consumidoras - sejam utilizados exclusivamente para fins residenciais, seja em área urbana ou rural, e preencham os requisitos estabelecidos nos artigos 2.º e 3.º desta lei.

Em março de 2018 foi quitado o montante de R\$ 159.274. Sobre o valor do principal houve incidência de juros, multa e atualização monetária, no total de R\$ 158.849. Para a cobrança desses encargos, incidentes sobre as faturas de consumo de energia elétrica do período de setembro de 2010 a junho de 2015, foram ajuizadas duas ações (0006254-29.2018.8.16.0004 e 0000873-24.2023.8.16.0179) em face do Estado do Paraná, ambas em andamento. Ressaltamos que, apesar das tratativas mantidas pela Administração buscando o equacionamento da dívida, ainda persistem incertezas quanto à realização deste ativo e, portanto, este valor não foi contabilizado, em atendimento ao que dispõem as normas contábeis vigentes. Considerando o tratamento tributário a ser aplicado, conforme determina a Receita Federal do Brasil na Instrução Normativa nº 1.753/2017, a Companhia efetuou a tributação sobre essa receita. A Administração reforça que está envidando todos os esforços necessários e tomando todas as medidas cabíveis para preservação dos interesses da Companhia.

O Programa Tarifa Rural Noturna, regulamentado pelo Decreto nº 1.288/2019, prevê o pagamento à Copel DIS, pelo Governo Estadual, do valor correspondente a 60% da tarifa de energia elétrica ativa e dos encargos decorrentes desse serviço, inclusive adicional de bandeira tarifária, da propriedade dos consumidores beneficiários, compreendido no período considerado como consumo noturno, conforme especificado no decreto.

- b)** 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.
- c)** 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 ampicidade, mapeamento e análise de ventos e descargas atmosféricas.
- d)** O BNDES é controlador da BNDES Participações S.A. - BNDESPAR, que possui ações da Copel (NE nº 29.1). Em 22.12.2018 encerrou a vigência do acordo de acionistas entre o Estado do Paraná e o BNDESPAR, assinado em 22.12.1998. 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.
- e)** Saneamento básico prestado pela Sanepar e contrato de venda de energia firmado pela Copel COM.
- f)** Contratos de conexão ao sistema de transmissão firmados pela Copel GeT, Costa Oeste, Marumbi e Uirapuru, com vencimentos entre os anos de 2031 e 2048.

- g)** Contrato de prestação de serviços de operação e manutenção prestados pela Copel GeT, com vencimento em 10.05.2026. Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão - CCT firmado pela Copel DIS, com vencimento até a extinção da concessão da distribuidora ou da transmissora, o que ocorrer primeiro.
- h)** Encargos de uso do sistema de transmissão devidos pela Copel GeT, FDA e parques eólicos.
- i)** A Copel DIS mantém Contrato de Uso do Sistema de Transmissão - Cust com o ONS e com as concessionárias de transmissão de energia, o qual tem por objeto a contratação do Montante de Uso do Sistema de Transmissão - Must. A contratação é de caráter permanente e é regulamentada pela Resolução Normativa Aneel nº 666/2015. Os montantes são definidos para os quatro anos subsequentes, com revisões anuais.
- j)** Contratos firmados pela Copel GeT: operação e manutenção, com vencimento em 31.01.2028, e compartilhamento de instalações, com vencimento em 1º.01.2043.
- k)** Contratos de conexão ao sistema de transmissão firmados pela Copel GeT, Costa Oeste, Marumbi e Uirapuru, com vencimentos entre os anos de 2031 e 2048. Contrato de compra e venda de energia realizado pela Copel GeT, com vencimento em 31.03.2025.
- l)** Contratos firmados pela Copel GeT: operação e manutenção, com vencimento em 23.05.2025, e conexão ao sistema de transmissão, com vencimento em 1º.01.2043.
- m)** 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 Copel DIS, submetidos a controle prévio ou a posteriori, com anuência da Aneel. A Copel COM presta serviços e vende energia ao instituto.
- n)** Contrato de venda de energia firmado entre a Copel COM e: Instituto de Tecnologia do Paraná - Tecpar (empresa pública do Governo do Estado que apoia a inovação e o desenvolvimento econômico e social do Paraná e do Brasil), Companhia de Tecnologia da Informação do Paraná - Celepar (sociedade de economia mista, integrante da administração indireta do Governo do Estado), Portos do Paraná (complexo portuário que funciona como empresa pública do Governo do Estado, subordinada à Secretaria de Estado de Infraestrutura e Logística) e Assembleia Legislativa do Estado do Paraná.

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.

As subsidiárias diretas e indiretas da Copel têm contratos de compra e venda de energia de curto e longo prazo firmados entre si, realizados de acordo com os critérios e definições do ambiente regulado. Tanto os saldos das transações existentes quanto os saldos dos compromissos são eliminados entre si quando da elaboração das demonstrações financeiras consolidadas da Companhia. Adicionalmente, a Copel GeT possui compromissos de compra de energia com a Dona Francisca, no montante de R\$ 31.971 (R\$ 47.935 em 31.12.2022), e a Copel COM possui compromissos de venda de energia firmados com órgãos e/ou entidades ligadas ao Governo do Estado do Paraná, incluindo a Sanepar, no total de R\$ 216.029 (R\$ 25.050 em 31.12.2022).

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.

35.3 Avais e garantias concedidos às partes relacionadas

Os avais e garantias concedidos pela Copel às suas controladas na emissão de financiamentos e de debêntures são informados nas NEs nºs 20 e 21.

A Copel forneceu garantias financeiras, na modalidade de carta fiança corporativa, para contratos de compra e transporte de energia elétrica efetuados pela Copel GeT e suas subsidiárias, no total de R\$ 4.492 (R\$ 4.449 em 31.12.2022) e efetuados pela Copel COM (Copel Mercado Livre), no total de R\$ 602.520 (R\$ 329.725 em 31.12.2022).

Os avais e garantias concedidos pela Copel e pela Copel GeT na emissão de financiamentos e debêntures dos 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	19.164	49,0	(b)
(2) Cantareira Transmissora	Debêntures	15.08.2032	100.000	85.553	49,0	(b)
(3)	Financiamento	15.09.2032	426.834	342.289		(b)
(4) Guaraciaba Transmissora	Financiamento BNDES	15.01.2031	440.000	266.747	49,0	(b)
(5)	Debêntures	15.12.2030	118.000	116.415		(b)
(6)	Financiamento BNDES	15.06.2029	691.440	257.159		(b)
(7) Matrinchá Transmissora	Debêntures (2ª)	15.06.2029	180.000	173.946	49,0	(b)
(8)	Debêntures (3ª)	15.12.2038	135.000	157.013		(c)
(9) IMTE Transmissora	Financiamento	12.02.2029	142.150	35.807	49,0	(b)
(10) Mata de Santa Genebra	Debêntures (2ª)	15.11.2030	210.000	1.707.706	50,1	(d)
(11)	Debêntures (3ª)	15.11.2041	1.500.000			
(12) Paranaíba Transmissora	Financiamento	15.10.2030	606.241	373.142	24,5	(b)
(13)	Debêntures	15.03.2028	120.000	75.141		(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.

(d) Para estes contratos as fianças foram exoneradas em 22.08.2023 mediante declaração de conclusão físico financeira.

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

36 Compromissos

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

Consolidado	31.12.2023	31.12.2022
Contratos de compra e transporte de energia	102.523.854	108.768.267
Aquisição de ativo para obras de distribuição de energia elétrica	1.741.146	1.187.336

37 Seguros

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

Consolidado Apólice	Término da vigência	Importância segurada
Riscos Operacionais - UHE Baixo Iguaçu	31.05.2024	2.406.243
Riscos Operacionais - UHE Governador Jayme Canet Junior	21.01.2025	2.316.006
Riscos Operacionais - Cutia e Bento Miguel	29.03.2024	2.209.803
Riscos Nomeados	24.08.2024	1.935.938
Riscos Operacionais - UHE Colíder	01.12.2024	1.892.320
Riscos Operacionais - Aventura e SRMN	28.11.2024	1.092.864
Riscos Operacionais - Ventos de Serra do Mel II e IV	28.11.2024	1.086.211
Riscos Operacionais - Brisa Potiguar	25.08.2024	1.039.962
Riscos Operacionais - Elejor	07.09.2024	901.950
Incêndio - imóveis próprios e locados	24.08.2024	787.464

Além dos seguros relacionados, a Companhia e suas controladas contratam outras apólices de seguros com menores valores, tais como: seguro D&O, responsabilidade civil geral, garantia judicial e de pagamento, riscos diversos, seguro de vida e seguro de veículos. 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.

38 Informações complementares à Demonstração dos Fluxos de Caixa

38.1 Transações que não envolvem caixa

Do total de adições de ativos de contrato (apresentado nas NEs nº 10.1 e 10.2) e de aquisições de imobilizado (demonstrado na NE nº 16.2), R\$ 171.678 (R\$ 175.783 em 31.12.2022) e R\$ 3.636 (R\$ 8.055 em 31.12.2022), respectivamente, correspondem ao montante de compras efetuadas a prazo e ainda não quitadas até o final do período.

Conforme a NE nº 26, as adições no direito de uso de ativos totalizaram R\$ 2.789 na Controladora e R\$ 82.886 no Consolidado (R\$ 1.929 na Controladora e R\$ 123.691 no Consolidado em 31.12.2022), sendo que tal reconhecimento teve como contrapartida a rubrica de passivo de arrendamentos.

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

39 Ativos mantidos para venda e operações descontinuadas

Em atendimento às diretrizes do Planejamento Estratégico Empresarial da Copel - Visão 2030 quanto à descarbonização do seu portfólio de ativos e priorização de investimentos e ações diretamente ligadas ao seu *core business* (energia elétrica), a Copel iniciou os processos de desinvestimento das participações da Copel na Companhia Paranaense de Gás – Compagas e na UEG Araucária S.A. (UEGA).

O início do processo da UEGA se deu em 2022, com a intenção de venda pela Copel em conjunto com a outra sócia, Petrobras. Em 04.09.2023, após um período de paralisação, o processo foi retomado, conforme Comunicado ao Mercado 21/23. Em 27.10.2023 começou a fase de proposta vinculante, conforme Comunicado ao Mercado 25/23. Em 14.12.2023, após desistência do Acordo de Venda Conjunta com a Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras, a Copel e a Copel GeT assinaram o Contrato de Compra e Venda de Ações (CCVA) da participação societária na UEGA com a Âmbar Energia S.A., conforme disposto no Fato Relevante 20/23, sendo que o valor da transação na data-base de 30.09.2023, equivalente ao *Equity Value* referente a participação de 81,2% da Copel no investimento, foi de R\$ 290.662. Ainda em 14.12.2023 a Copel e a Copel GeT receberam R\$ 14.533 e R\$ 43.599, respectivamente, a título de sinal de pagamento. Em 26.02.2024, conforme Comunicado ao Mercado 04/24 a Copel recebeu da Petrobras a informação sobre o efetivo exercício do direito de *tag along* (venda conjunta) no desinvestimento na UEGA, em conformidade com os termos do CCVA, de modo que a usina termelétrica será alienada na totalidade das participações societárias. A conclusão da operação, estimada para ocorrer até 31.03.2024, ainda está sujeita ao implemento de condições precedentes comuns nesse tipo de negócio, tais como a aprovação pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica (“CADE”).

Já para o desinvestimento da Compagas, em 20.09.2023 foi divulgado o Fato Relevante 16/23 comunicando que o Conselho de Administração da Copel aprovou a contratação das assessorias necessárias para estruturação e execução do projeto. Em dezembro de 2023 foi encerrada a fase de recebimento de propostas não vinculantes e encontra-se em andamento a fase de recebimento das propostas vinculantes.

A partir das demonstrações financeiras de setembro de 2023, a Administração avaliou a venda dos ativos como altamente provável, com expectativa de conclusão do processo em até 12 meses e, portanto, a Companhia entendeu que foram atendidos os critérios determinados pelo CPC 31 / IFRS 5 para classificar o ativo como mantido para venda e para a divulgação de uma operação como descontinuada. Ainda em atendimento ao CPC 31, item 25, a partir de 1º.10.2023 foram cessadas a depreciação e amortização dos ativos que serão vendidos, após a sua reclassificação para o ativo circulante, na linha de Ativos classificados como mantidos para venda.

Apresentamos a seguir os saldos dos ativos e passivos que foram reclassificados, os quais são apresentados em linha específica do balanço patrimonial. Em atendimento à norma contábil, os saldos são mensurados pelos valores contábeis, tendo em vista que são inferiores aos valores justos menos as despesas de venda.

31.12.2023	Controladora	Consolidado
Ativos classificados como mantidos para venda		
Caixa e equivalentes de caixa	-	123.791
Clientes	-	82.954
Estoques	-	5.383
Tributos a recuperar e tributos diferidos	-	117.359
Depósitos judiciais	-	102
Outros créditos	-	74.400
Ativo de contrato	-	44.039
Imobilizado	-	293.751
Intangível	-	709.661
Direito de uso de ativos	-	11.489
Investimentos	528.195	-
	528.195	1.462.929
Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda		
Obrigações sociais e trabalhistas	-	10.154
Fornecedores	-	61.618
Obrigações fiscais	-	51.602
Debêntures	-	284.202
Dividendos a pagar	-	20.023
Benefícios pós-emprego	-	9.326
Passivo de arrendamentos	-	11.573
Provisões para litígios	-	27.366
Outras contas a pagar	-	57.400
	-	533.264

Os saldos reclassificados contemplam os valores dos ativos e passivos da Compagas e UEGA já ajustados pelos montantes que são eliminados no balanço consolidado da Copel e, ainda, pela cessação da depreciação e amortização dos ativos a partir de 1º.10.2023.

Os ativos e passivos reclassificados fazem parte dos segmentos de geração de energia e de distribuição de gás. Com o desinvestimento da Compagas, o segmento de gás será descontinuado na Copel.

Os passivos contingentes da Compagas e da UEGA, no total de R\$ 300.727, não estão contemplados no total divulgado na NE nº 28.2, bem como os compromissos de contratos de compra de gás pela Compagas, no valor de R\$ 5.179.773, não estão apresentados na NE nº 36. A UEGA não reconheceu créditos de imposto de renda e contribuição social sobre prejuízos fiscais e bases negativas no montante de R\$ 149.391 por não haver razoável certeza de geração de lucros tributáveis futuros suficientes para absorção dos referidos ativos.

As receitas, custos e despesas bem como a movimentação de fluxo de caixa resultantes desses ativos e passivos foram apresentados em linhas separadas, como operação descontinuada, tanto na Demonstração de Resultados e de Resultados Abrangentes como na Demonstração dos Fluxos de Caixa e na Demonstração do Valor Adicionado. O detalhamento destes valores está apresentado nos quadros a seguir.

Demonstração de Resultados das Operações Descontinuadas	Controladora		Consolidado	
	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
Receita operacional líquida	-	-	977.149	1.392.380
Custos Operacionais	-	-	(692.718)	(1.322.823)
Lucro operacional bruto	-	-	284.431	69.557
Despesas com vendas	-	-	(11.451)	(11.071)
Despesas gerais e administrativas	-	-	(59.410)	(70.026)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	-	-	(14.903)	(20.996)
Resultado da equivalência patrimonial	100.733	(125.812)	-	-
	100.733	(125.812)	(85.764)	(102.093)
Lucro (prejuízo) antes do res. financeiro e tributos	100.733	(125.812)	198.667	(32.536)
Resultado Financeiro	-	-	455	39.847
Lucro (prejuízo) operacional	100.733	(125.812)	199.122	7.311
Imposto de renda e contribuição social	-	-	(7.621)	(81.977)
Lucro líquido (prejuízo) da operação descontinuada	100.733	(125.812)	191.501	(74.666)
Outros resultados abrangentes da operação descontinuada	933	647	1.650	1.330
Resultado abrangente da operação descontinuada	101.666	(125.165)	193.151	(73.336)

A variação no resultado das operações descontinuadas se deve, principalmente, à reversão do impairment da UEGA, tendo em vista que o preço de venda pactuado no CCVA indica de forma observável o valor justo do ativo, de modo que em 31.12.2023 não existe a perda por desvalorização reconhecida em períodos anteriores.

A tabela abaixo demonstra a reconciliação do resultado da operação descontinuada. Os montantes de eliminações de custos e despesas *intercompany* se referem principalmente aos serviços de operação e manutenção da UEGA prestados pela Copel GET, e à atualização monetária de dividendos da Compagas e UEGA.

	31.12.2023	31.12.2022
Resultado de operação descontinuadas atribuídos à controladora	100.733	(125.812)
Resultado de operação descontinuadas atribuídos à não controladores	67.485	37.521
	168.218	(88.291)
(+) Eliminações de Custos/Despesas intercompany	23.283	13.625
Resultado de operação descontinuada consolidado	191.501	(74.666)

Demonstração dos Fluxos de Caixa das Operações Descontinuadas	Controladora		Consolidado	
	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
Lucro líquido (prejuízo)	100.733	(125.812)	191.501	(74.666)
Ajustes ao lucro	(100.733)	125.812	(12.547)	306.736
Dividendos e juros sobre o capital próprio recebidos	203.888	-	-	-
Variações de ativos e passivos	-	-	14.108	(2.709)
Encargos de debêntures pagos	-	-	(10.423)	-
Impostos e encargos de arrendamentos pagos	-	-	(57.165)	(51.534)
Fluxo de caixa das atividades operacionais	203.888	-	125.474	177.827
Aplicações financeiras	-	-	(144)	22.967
Empréstimos concedidos a partes relacionadas	(35.000)	-	-	-
Aquisições de ativo de contrato, imobilizado e intangível	-	-	(35.380)	(580.969)
Fluxo de caixa das atividades de investimento	(35.000)	-	(35.524)	(558.002)
Ingressos de debêntures, líquidas dos custos de transação	-	-	294.045	-
Amortizações de principal de debêntures	-	-	(18.437)	-
Amortizações de principal de passivo de arrendamentos	-	-	(3.041)	(2.988)
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos	-	-	(195.890)	-
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	-	-	76.677	(2.988)
Variação no caixa e equivalentes de caixa	168.888	-	166.627	(383.163)

Demonstração do Valor Adicionado das Operações Descontinuadas	Controladora		Consolidado	
	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
Valor Adicionado a Distribuir				
Receitas	-	-	1.306.208	1.812.692
(-) Insumos adquiridos de terceiros	-	-	(860.567)	(1.568.424)
(-) Depreciação e amortização	-	-	(46.799)	(67.885)
(+) Valor adicionado transferido	100.733	(125.812)	46.362	76.424
	100.733	(125.812)	445.204	252.807
Distribuição do Valor Adicionado				
Pessoal	-	-	49.067	47.732
Governo	-	-	157.286	235.446
Terceiros	-	-	47.350	44.295
Acionistas	100.733	(125.812)	191.501	(74.666)
	100.733	(125.812)	445.204	252.807

40 Eventos subsequentes

40.1 Encerramento de processo arbitral

Em 25.01.2024, conforme Fato Relevante 01/24, foi formalizado acordo envolvendo processo arbitral em que os autores reclamavam indenizações em face da Companhia. O processo teve início em 2015 em decorrência de disputa relacionada a termo de compromisso celebrado entre os autores e a Copel em dezembro de 2012, e que, em conformidade com a legislação, tramitou em sigilo no Centro de Arbitragem e Mediação Brasil-Canadá. Após negociações entre as partes, chegou-se à celebração de transação mediante homologação do juízo arbitral no sentido da quitação geral e recíproca entre todas as partes com o encerramento de forma definitiva da demanda. Foi acordado o pagamento pela Copel do valor de R\$ 672.000 pela Copel, em duas parcelas. A primeira parcela no valor de R\$ 336.000 foi quitada em 31.01.2024 e a segunda e última será atualizada pela Selic e quitada até 31.03.2025. Durante todo o trâmite do procedimento arbitral, a Companhia realizou os melhores esforços para refutar os pedidos e mitigar os danos decorrentes das decisões que se sucederam até a fase de liquidação de sentença arbitral e, por fim, para alcançar o melhor acordo possível preservando os interesses da Copel. Em 31.12.2023 há provisão de

litígio registrada no mesmo montante do acordo e em 31.12.2022 o valor provisionado era de R\$ 629.056 conforme divulgado na NE n° 28.2.

Curitiba, 29 de fevereiro de 2024

Daniel Pimentel Slaviero
Diretor Presidente

Ana Letícia Feller
Diretora de Gente e Gestão Empresarial

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

Cassio Santana da Silva
Diretor de Desenvolvimento de Negócios

Eduardo Vieira de Souza Barbosa
Diretor Jurídico e de Compliance

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

RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE

RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS

Aos Administradores e Acionistas da
Companhia Paranaense de Energia – COPEL

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia Paranaense de Energia - COPEL (“Companhia”), identificadas como controladora e consolidado, respectivamente, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2023 e as respectivas demonstrações de resultado, de resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo as políticas contábeis materiais.

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 Companhia Paranaense de Energia - COPEL em 31 de dezembro de 2023, o desempenho individual e consolidado de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa individuais e consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (“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.

Ativos mantidos para venda e operações descontinuadas – UEG Araucária (UEGA) e Companhia Paranaense de Gás - Compagas

Conforme descrito nas notas explicativas nº 4.19 e nº 39 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas, em 4 de setembro de 2023 a Companhia emitiu o comunicado ao mercado informando a continuidade do desinvestimento da participação na UEG Araucária (UEGA) e em 20 de setembro de 2023 divulgou o fato relevante comunicando que o Conselho de Administração aprovou a contratação das assessorias necessárias para estruturação e execução do projeto de desinvestimento da participação na Companhia Paranaense de Gás - Compagas.

Posteriormente, em 27 de outubro de 2023 a Companhia emitiu o comunicado ao mercado informando o início da fase de proposta vinculante para a Companhia Paranaense de Gás - Compagas e em 14 de dezembro de 2023, foi assinado o contrato de compra e venda de ações relativa à participação societária na UEG Araucária (UEGA).

A Administração entendeu que foram atendidos os critérios determinados pelo pronunciamento técnico CPC 31 e a norma internacional IFRS 5 para classificação dos ativos e respectivos passivos mantidos para venda e de divulgação como operação descontinuada. A nota explicativa nº 3.5 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas descreve a reapresentação efetuada pela Companhia em decorrência da divulgação como operação descontinuada.

Esse assunto foi considerado como um principal assunto de auditoria em virtude dos montantes envolvidos e do alto grau de julgamento empregado pela Administração para análise do momento em que os critérios para classificação dos ativos e respectivos passivos mantidos para venda e de divulgação como operação descontinuada foram atingidos, que requer a utilização de conhecimento técnico e interpretação do contexto aplicável ao tema. A execução de procedimentos de auditoria exigiu julgamento do auditor e amplo esforço de auditoria.

Para responder este principal assunto, nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros: (a) avaliação do desenho, da implementação e da efetividade das atividades de controles internos da Companhia e de suas controladas relacionados ao processo da Administração para classificação dos ativos e respectivos passivos mantidos para venda e de divulgação como operação descontinuada, incluindo a reapresentação dos valores correspondentes de exercício anterior nas demonstrações financeiras; (b) avaliação dos critérios utilizados pela Administração para identificação do momento em que foram atingidos os critérios para classificação dos ativos e respectivos passivos mantidos para venda e de apresentação como operação descontinuada, incluindo a reapresentação dos valores correspondentes do exercício anterior e mensuração dos valores reconhecidos nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas; (c) avaliação dos critérios utilizados pela Administração para mensuração e avaliação do valor justo dos ativos; (d) teste da integridade e exatidão dos montantes classificados como ativos e respectivos passivos mantidos para venda e de divulgação como operação descontinuada, incluindo a reapresentação dos valores correspondentes do exercício anterior; (e) envolvimento dos nossos especialistas em normas técnicas e profissionais de contabilidade, para nos auxiliar quanto aos conceitos utilizados pela Companhia para mensuração, classificação e divulgação relativa a reversão total de perda estimada para redução ao valor recuperável (“impairment”) registrado na UEG Araucária (UEGA); e (f) avaliação das divulgações efetuadas pela Administração nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

Com base nos procedimentos de auditoria acima descritos e nas evidências de auditoria obtidas, consideramos que a classificação de ativos e respectivos passivos mantidos para venda e a divulgação como operação descontinuada, realizada pela Diretoria, assim como as respectivas divulgações, são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Reconhecimento de receita de fornecimento de energia elétrica e disponibilidade da rede elétrica

Conforme descrito nas notas explicativas nº 4.12 e nº 30 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a Companhia fatura mensalmente seus consumidores com base na energia medida e reconhece receita neste momento. A Companhia também 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 e/ou considerando a energia contratada e a sazonalidade no mês. A receita não faturada é estimada entre a data da última medição e o final do mês, tendo como base o faturamento do mês anterior, sendo assim reconhecida como receita no final do mês em que o serviço foi prestado. Ao final de cada mês, a quantidade de energia entregue aos consumidores desde a data da última leitura do medidor é estimada e a receita não faturada correspondente é determinada considerando o consumo diário estimado e as tarifas aplicáveis por classe de consumidor, refletindo tendências históricas e experiências significativas. As diferenças entre a receita não faturada estimada e real são reconhecidas no mês seguinte.

Esse assunto foi considerado como um principal assunto de auditoria devido aos julgamentos necessários à auditoria do reconhecimento de receita de fornecimento de energia elétrica e disponibilidade da rede elétrica, incluindo os métodos e premissas utilizados para estimar receitas não faturadas, bem como o uso de sistemas automatizados para processar e registrar receitas. A execução de procedimentos de auditoria na receita exigiu julgamento do auditor e amplo esforço de auditoria, incluindo o envolvimento de nossos especialistas em Tecnologia da Informação - TI.

Para responder a este principal assunto de auditoria, nossos procedimentos de auditoria sobre o reconhecimento de receita incluíram, entre outros: (a) avaliação do desenho, da implementação e da efetividade das atividades de controles internos da Companhia e de suas controladas relacionados ao processo de medição de volumes de energia e preços, bem como controles sobre estimativas de receita não faturada; (b) envolvimento de nossos especialistas em tecnologia da informação para a identificação dos sistemas relevantes utilizados para o processamento das transações de receita, teste dos controles gerais de tecnologia da informação referentes ao acesso, modificação e operação desses sistemas e testes de controles de interface de sistema e controles automatizados relacionados aos fluxos relevantes da receita, bem como os controles de estimativas para garantir a precisão e integridade de receita; (c) avaliação da adequação e consistência dos métodos e premissas utilizados pela Diretoria para desenvolver as estimativas de receita não faturada, teste da acuracidade matemática das estimativas elaboradas pela Diretoria para a receita não faturada e avaliação da capacidade da Diretoria de estimar a receita não faturada com precisão, comparando a receita real subsequente com as estimativas históricas da Diretoria para os grupos de receita relacionados; (d) a execução de teste que compreendeu desenvolver uma expectativa independente do montante das receitas e sua comparação com as receitas efetivamente reconhecidas; (e) teste de transações de receita, em base amostral, comparando os valores reconhecidos com os documentos suporte, testando a precisão matemática da receita reconhecida e verificando o seu recebimento subsequente; e (f) 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 a captura, o processamento, o registro e as respectivas divulgações sobre o reconhecimento de receita da Companhia e de suas controladas são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Provisões para litígios e passivo contingente

Conforme descrito nas notas explicativas nº 4.11 e nº 28 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 grande número de processos judiciais e administrativos e à subjetividade necessária para estimar a probabilidade e mensurar a provisão para litígios de potenciais perdas. A execução de procedimentos de auditoria para avaliar se a provisão para litígios foi apropriadamente reconhecida e divulgada exigiu julgamento do auditor e amplo esforço de auditoria, 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 a este 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, para assuntos específicos que julgamos necessários; 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 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 2023, elaboradas sob a responsabilidade da Diretoria da Companhia e apresentadas como informação suplementar para fins de IFRS, foram submetidas a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essas demonstrações estão 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 consequências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

Curitiba, 29 de fevereiro de 2024

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, permitida reeleição. Na composição do CAE são observados os seguintes parâmetros:

- I. ter a maioria de membros independentes nos termos da legislação e regulamentação aplicáveis;*
- 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;*
- V. o Coordenador do Comitê deverá ser membro do Conselho de Administração;*
- VI. o prazo máximo para exercício do cargo é de 10 anos; e*
- VII. é vedada a participação de diretores da companhia, suas controladas, controladora, coligadas ou sociedades em controle comum, diretas ou indiretas, no Comitê.*

As características, composição, funcionamento e competências do órgão 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 CAE estão auditoria, supervisão e fiscalização e, quando cabível, apresentação de recomendações sobre atividades da Companhia, zelando 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 gestão de riscos.

O Comitê é responsável pela emissão de relatórios 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. Suas reuniões ordinárias são realizadas, no mínimo, doze vezes ao ano, conforme calendário previamente definido, podendo haver outras, extraordinárias, sempre que necessário.

Desde 2019, o CAE conta com plano de trabalho para apoiar suas atividades. Inicialmente, o plano foi desenvolvido pela 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 do 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 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 das atividades ao longo de um ano. A estrutura do cronograma contemplava os assuntos a serem tratados; a área interna responsável pelo apoio; a atividade a ser desenvolvida; as referências em relação à Lei nº 13.313/2016 (Lei das Estatais, aplicável à Copel à época), à Lei Sarbanes-Oxley - SOx 301/407, à Instrução CVM 509 (revogada pela Instrução CVM nº 80/2022, a qual passou a trazer os requisitos aplicáveis ao Comitê de Auditoria), e a boas práticas de governança; a frequência de apresentação dos assuntos e a duração estimada para sua discussão e a distribuição dos temas ao longo do ano.

Em 2021, por solicitação do CAE, o plano de trabalho foi revisado, com apoio da consultoria Ernst & Young – EY, em conjunto com a assessoria do Comitê, 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 benchmarks; interações com Auditoria Interna da Copel e Secretaria de Governança Societária e discussões com o 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. Para 2023 o plano de trabalho do CAE foi revisado com base na atuação do colegiado ao longo do ano de 2022, consolidando assim o plano anteriormente aprovado. Foram incluídas atividades relacionadas ao Plano de Desenvolvimento de Órgãos Estatutários da Copel e demandas apresentadas pelos membros do CAE.

Em 20.09.2023, em sua 242ª Reunião Ordinária, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a alteração do Regimento Interno do CAE, considerando a Transformação da Copel em Corporação. O novo regimento excluiu os requisitos obrigatórios específicos da Lei das Estatais, considerou as melhores práticas e benchmarking realizado em companhias de referência, destacando-se: B3, Eletrobras, Vibra, Embraer, Vale, Renner e Equatorial.

O documento aprovado trouxe ajustes nas atribuições do CAE, organizando-as por afinidade de temas. Como inclusão, destacam-se: (i) discussão com a Auditoria Interna a observância, pela Diretoria da Companhia, das recomendações encaminhadas, bem como se pronunciar junto ao Conselho de Administração quanto a eventuais conflitos entre a Auditoria Interna e a Diretoria; (ii) monitoramento da adequação da estratégia e ações de segurança cibernética da Companhia, inclusive dos planos de ação de curto e longo prazo para o enfrentamento de eventuais ataques cibernéticos; (iii) análise, quando demandado pelo Conselho de Administração, sobre as propostas da administração, a serem submetidas à Assembleia Geral, relativas à modificação do capital social, emissão de debêntures ou bônus de subscrição, orçamentos de capital, distribuição de dividendos, transformação, incorporação, fusão ou cisão; (iv) análise, no âmbito das atribuições do CAE e sob a ótica de gestão de riscos, as políticas financeiras da Companhia e recomendando eventuais ajustes; e (v) análise, no âmbito das atribuições do CAE e sob a ótica de gestão de riscos, a remuneração dos acionistas. Já como exclusão, destacam-se: (i) estabelecer procedimentos para sua atuação; e (ii) avaliação dos cálculos atuariais, sendo requisito específico da Lei das Estatais.

A estrutura do Plano de Trabalho do CAE 2024, traz o cronograma detalhado de reuniões, contendo cronograma dos assuntos a serem tratados; a área interna responsável pelo apoio; a atividade a ser desenvolvida; as referências em relação à Lei Sarbanes-Oxley - SOX 301/407, à

Instrução CVM 80/2022, 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.

O Plano de Trabalho Anual do CAE 2024 traz 16 temas principais, somando 98 pautas específicas, distribuídos em, no mínimo, 12 reuniões ao longo do ano.

A auditoria independente, atualmente *Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes Ltda.*- 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).

Em dezembro de 2023 foi autorizado a substituição da auditoria para a *PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes* (PwC), que iniciará suas atividades a partir da revisão das informações trimestrais (“ITRs”) do primeiro trimestre do exercício de 2024.

A contratação visa atender práticas de governança e recomendação do Comitê de Auditoria Estatutário para efetuar a rotatividade dos auditores independentes antes do prazo máximo requerido no artigo 31-A da Resolução CVM n.º 23/21.

Compete ao auditor independente, no contexto e escopo do seu trabalho, emitir opinião sobre as Demonstrações Financeiras e se as mesmas 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. O ambiente de controles internos da Copel Holding e das subsidiárias integrais, também é avaliado pela Deloitte, uma vez que essas estão sujeitas à lei americana *Sarbanes-Oxley – SOx*.

Ainda no contexto de controles internos, a Diretoria Adjunta 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 Copel, aprovada pela 201ª Assembleia Geral Extraordinária de Acionistas, o Comitê de Auditoria Estatutário teve alteração, quando passou a ser permitida a composição entre 03 (três) a 05 (cinco) membros.

Já em 10.07.2023, foi aprovada a reforma estatutária pela 207ª AGE, mantendo a composição do CAE, desde que: (i) a maioria destes se enquadrasse nos critérios de independência da legislação aplicável; (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; (v) que o Coordenador do Comitê fosse membro do Conselho de Administração; (vi) o prazo máximo para exercício do fosse de 10 anos; e (vii) ficasse vedada a participação de diretores da companhia, suas controladas, controladora, coligadas ou sociedades em controle comum, diretas ou indiretas, no Comitê.

Em 2023, o Comitê teve a seguinte composição, eleita para o mandato 2024/2025: Carlos Biedermann (como Presidente e especialista financeiro), Marco Antônio Barbosa Cândido (como membro) e Luiz Cláudio Maia Vieira (como membro externo), todos membros independentes, em conformidade com a legislação e regulamentação aplicáveis, 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 CAE, 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 2023

3.1. REUNIÕES REALIZADAS E PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS

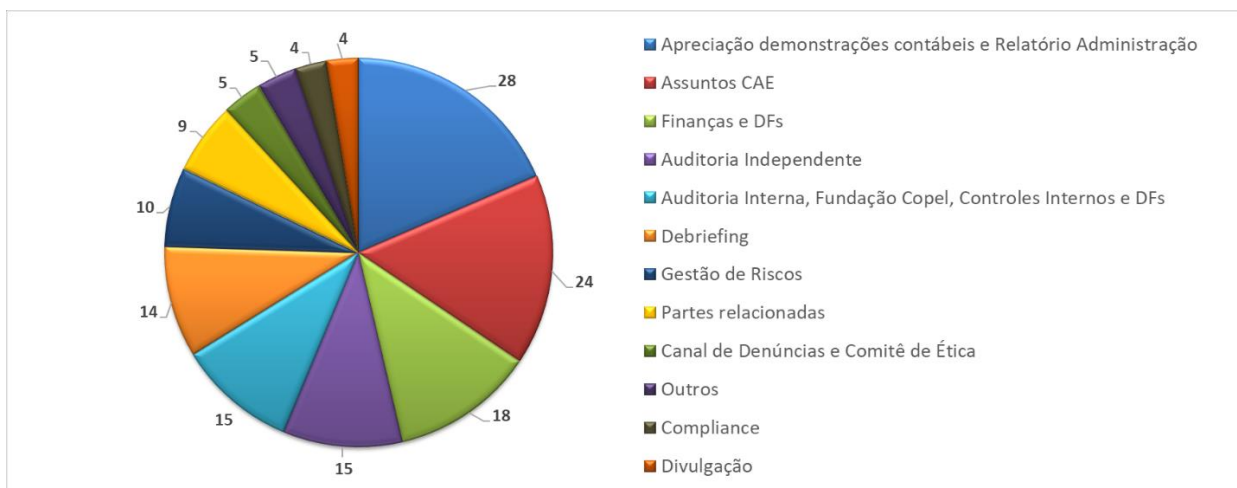
As pautas das reuniões realizadas em 2023 foram baseadas no plano de trabalho, elaborado pelo Comitê de Auditoria Estatutário, que indica os seguintes assuntos para discussão do Colegiado ao longo do ano: apreciação de informações contábeis; auditoria independente; canal de denúncias e Comitê de Ética; capacitação; compliance; contratações/consultorias; controles internos, auditoria interna e DFs; *briefing*; divulgação; finanças e DFs; gestão de riscos; orçamento; outros assuntos extraordinários (Cibersegurança, calendário anual de reuniões, LGPD 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 2023, foram realizadas 26 reuniões do Comitê de Auditoria Estatutário da Copel, as quais contemplaram 151 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 integrais, controladas e coligadas, bem como 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 tratadas pelo CAE da Copel em 2023 pode ser observado no gráfico abaixo:



3.2. AUDITORIA INDEPENDENTE

No decorrer de 2023, foram contempladas, em reuniões do CAE, 15 pautas com participação da Auditoria Independente. Essas pautas abordaram o andamento dos trabalhos da Auditoria Independente, Deloitte, para o Formulário 20-F; o planejamento dos trabalhos da Auditoria Independente para 2023; 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 2023.

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 2023.

Mensalmente são monitoradas, pelo Colegiado, as deliberações tomadas sobre temas relativos à auditoria independente.

3.3. DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS e RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

No decorrer de 2023, as demonstrações financeiras e o Relatório da Administração foram apreciados pelo CAE, totalizando 28 pautas, nas quais foram tratadas a análise e recomendação para aprovação do Relatório Anual da Administração e das Demonstrações Financeiras referentes ao exercício de 2022; a revisão preliminar das Demonstrações Financeiras Intermediárias - 1º, 2º e 3º Trimestres de 2023; a Proposta da Diretoria para a Destinação do Lucro Líquido Verificado no Exercício de 2022 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 2023, 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 fevereiro de 2024, 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 2023. 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 Ltda.*, os membros do Comitê de Auditoria Estatutário julgam que todos os fatos relevantes estão adequadamente divulgados nas Demonstrações Contábeis auditadas relativas a 31.12.2023, no Relatório Anual 2023, recomendando sua aprovação pelo Conselho de Administração.

3.4. AUDITORIA INTERNA

No decorrer de 2023, foram tratadas 9 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 - RAIN 2022; planejamento da Auditoria Interna, considerando a transformação da Copel em Corporação; 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 270ª Reunião, de 14.02.2023, 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 2023.

Mensalmente são monitoradas pelo Colegiado as deliberações tomadas sobre temas relativos à auditoria interna.

3.5. SISTEMAS DE CONTROLES INTERNOS

No decorrer de 2023, foram tratadas 5 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 e que esses se encontrem em efetiva aplicação.

O CAE 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 órgão, tendo sido intensamente discutido no decorrer do ano pelos membros do CAE. Mensalmente são monitoradas as deliberações tomadas sobre temas relativos a sistemas de controles internos.

3.6. OUVIDORIA E CANAL DE DENÚNCIAS

No decorrer de 2023, foram tratadas, em reuniões do Comitê de Auditoria Estatutário, 5 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 através da Auditoria Interna.

Trimestralmente é apresentado ao CAE o acompanhamento do Canal de Denúncias pela diretoria responsável pela área de Compliance e, periodicamente, a Auditoria Interna apresenta as apurações relacionadas às denúncias recebidas.

Mensalmente são monitoradas pelo CAE as deliberações tomadas sobre temas relativos à Ouvidoria e Canal de Denúncias.

3.7. GESTÃO E MONITORAMENTO DE RISCOS

No decorrer de 2023, foram tratadas 10 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 Gestão Integrada de Riscos Corporativos.

O CAE, com o intuito de reforçar a qualidade da gestão de riscos, determinou que fosse adicionada à pauta do colegiado a análise mensal quanto aos riscos corporativos, pauta específica da Agenda Temática do CAE 2023.

Mensalmente são monitoradas pelo Colegiado 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, trimestralmente ou por ocorrência, em conjunto com a administração e a Auditoria Interna, a adequação das transações com partes relacionadas em conformidade com a política de transação com partes relacionadas e a política de gestão de riscos.”

No decorrer de 2023, foram tratadas 9 pautas envolvendo transações com partes relacionadas, em reuniões do CAE.

Mensalmente são monitoradas pelo órgão 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 2023, 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 ocorre das Superintendências, por meio de suas Diretorias, realizarem a proposição de pautas para apresentação no Comitê de Auditoria Estatutário, no que for pertinente às atribuições desse Comitê, principalmente àquelas matérias que serão submetidas para apreciação e deliberação do Conselho de Administração.

5. RECOMENDAÇÕES À DIRETORIA EXECUTIVA

- Demonstrações Financeiras 2023

Os Membros do Comitê de Auditoria Estatutário solicitaram à Diretoria de Finanças e de Relações com Investidores estudo sobre a possibilidade de antecipação do fechamento das Demonstrações Financeiras referentes ao exercício de 2023.

- Planejamento da Auditoria Interna

Os Membros do Comitê de Auditoria Estatutário solicitaram à Auditoria Interna da Companhia informações sobre a recomposição da equipe interna, considerando o Plano de Demissão Voluntária – PDV, bem como o planejamento das atividades, tendo em vista a transformação da Copel em Corporação.

Adicionalmente, por ocasião da apresentação do plano de trabalho da Auditoria Interna, o CAE fez suas considerações e sugeriu priorizações em relação aos principais riscos da Companhia.

- Serviços adicionais de auditoria Independente

O CAE recomendou à Diretoria de Finanças e de Relações com Investidores que o processo de contratação de auditoria independente contemple uma relação dos serviços que possam eventualmente ser contratados esporadicamente com os auditores independentes, com a respectiva precificação, visando a melhoria contínua do processo.

- Gestão de riscos – reporte periódico

O CAE recomendou à Diretoria Adjunta de Governança, Risco e Compliance, avaliação sobre a necessidade de inclusão no Portfólio de Riscos da Companhia do risco relacionado aos efeitos da guerra entre Israel e Hamas.

Adicionalmente, solicitou apresentação sobre o risco referente aos novos padrões de reporte de Sustentabilidade, IFRS S1 e S2, e seus respectivos planos de ação.

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, dentre outras medidas que podem ser evidenciadas nas atas de reuniões deste Comitê.

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 2023. 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 Ltda.*, os membros do Comitê de Auditoria Estatutário julgam que todos os fatos relevantes estão adequadamente divulgados nas Demonstrações Contábeis auditadas relativas a 31.12.2023, no Relatório Anual 2023, recomendando sua aprovação pelo Conselho de Administração.

Curitiba, 28 de fevereiro de 2024.

CARLOS BIEDERMANN

Presidente e Especialista Financeiro

MARCO ANTÔNIO BARBOSA CÂNDIDO

Membro

LUIZ CLAUDIO MAIA VIEIRA

Membro Externo

PARECER DO CONSELHO FISCAL
SOBRE O RELATÓRIO ANUAL DA ADMINISTRAÇÃO E DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
REFERENTES AO EXERCÍCIO DE 2023 (CONSOLIDADO) E SOBRE A PROPOSTA DA DIRETORIA
PARA DESTINAÇÃO DO LUCRO LÍQUIDO VERIFICADO NO EXERCÍCIO DE 2023 E PARA
PAGAMENTO DE PARTICIPAÇÃO REFERENTE À INTEGRAÇÃO ENTRE O CAPITAL E O TRABALHO

Os membros do Conselho Fiscal da Companhia Paranaense de Energia - Copel, abaixo assinados, dentro de suas atribuições e responsabilidades legais e estatutárias, procederam ao exame das Demonstrações Financeiras referentes ao exercício de 2023, que compreendem o balanço patrimonial em 31.12.2023 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas e da Proposta da Diretoria para Destinação do Lucro Líquido do Exercício de 2023. 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 Individuais e Consolidadas, emitido sem ressalvas, os Conselheiros Fiscais opinam que as Demonstrações Financeiras referentes ao exercício de 2023 estão em condições de ser encaminhadas à deliberação da Assembleia Geral de Acionistas.

Curitiba, 29 de fevereiro de 2024

DEMETRIUS NICHELE MACEI
Presidente

HARRY FRANÇÓIA JÚNIOR

JOSÉ PAULO DA SILVA FILHO

OSMAR RIBEIRO DE ALMEIDA JÚNIOR

JULIANA PICOLI AGATTE

PROPOSTA DE ORÇAMENTO DE CAPITAL

Em conformidade com a Resolução CVM Nº 80/2022, abaixo se encontra demonstrada a proposta de orçamento de capital para o ano de 2024, aprovado na 240ª reunião extraordinária do Conselho de Administração da Companhia Paranaense de Energia, realizada em 14.11.2023, bem como a origem dos recursos.

PROGRAMA DE INVESTIMENTOS	R\$ Mil
Geração e Transmissão (a)	209.663
Distribuição (b)	2.091.720
Empreendimentos Eólicos (c)	55.487
Outros (d)	75.320
Sub-total	2.432.190
Bônus de Outorga das UHÉs Foz do Areia, Segredo e Salto Caxias	3.700.000
TOTAL	6.132.190

(a) Inclui os empreendimentos SPEs Bela Vista (Ger), Marumbi (Tra), Costa Oeste (Tra), Uirapuru (Tra) e FDA (Ger).

(b) Inclui Programa "Transformação" composto pelos projetos Paraná Trifásico, Rede Elétrica Inteligente e Confiabilidade Total.

(c) Inclui Brisa Potiguar, Cutia Empreendimentos Eólicos, São Bento Energia, Jandaíra Energias Renováveis, Complexo Eólico Vilas, Aventura e Santa Rosa & Novo Mundo

(d) Inclui Holding, Copel Comercialização e Copel Serviços.

FONTES DE RECURSOS	R\$ Mil
Recursos de Terceiros e Geração de Caixa das Operações	2.977.061
Retenção de Lucros	1.133.371
Oferta pública de distribuição primária de ações ordinárias	2.021.758
TOTAL	6.132.190

DECLARAÇÃO

Pelo presente instrumento, como membros da Diretoria Executiva da Companhia Paranaense de Energia - Copel, sociedade anônima de capital aberto, com sede na Rua José Izidoro Biazetto, 158, Mossunguê, Curitiba - PR, inscrita no CNPJ sob o nº 76.483.817/0001-20, declaramos, para fins do disposto na Resolução CVM nº 80/2022, 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 de 31.12.2023; e
- (II)** revimos, discutimos e concordamos com as demonstrações financeiras da Copel de 31.12.2023.

E, por ser verdade, firmamos a presente.

Curitiba, 29 de fevereiro de 2024

Daniel Pimentel Slaviero
Diretor Presidente

Ana Letícia Feller
Diretora de Gente e Gestão Empresarial

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

Cassio Santana da Silva
Diretor de Desenvolvimento de Negócios

Eduardo Vieira de Souza Barbosa
Diretor Jurídico e de Compliance