



RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO E DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS 2025

SUMÁRIO

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO	3
1. DESTAQUES DO ANO	6
2. A COMPANHIA	9
3. ANÁLISE MACROECONÔMICA	11
4. SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO EM 2025	11
5. MERCADO DE ENERGIA	12
6. DESEMPENHO OPERACIONAL	13
7. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO	23
8. PERFORMANCE ESG	30
DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS	46
Balanços Patrimoniais	47
Demonstrações de Resultados	49
Demonstrações de Resultados Abrangentes	50
Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido	51
Demonstrações dos Fluxos de Caixa	52
Demonstrações do Valor Adicionado	54
NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS	56
1. Contexto Operacional	56
2. Concessões e Autorizações	60
3. Base de Preparação	63
4. Políticas Contábeis Materiais	64
5. Caixa e Equivalentes de Caixa	73
6. Títulos e Valores Mobiliários	73
7. Clientes	73
8. Ativos e Passivos Financeiros Setoriais Líquidos	74
9. Contas a Receber Vinculadas à Concessão	76
10. Ativos de contrato	77
11. Outros Créditos	78
12. Tributos	79
13. Depósitos Judiciais	83
14. Investimentos	84
15. Imobilizado	88
16. Intangível	91
17. Obrigações Sociais e Trabalhistas	91
18. Fornecedores	92
19. Empréstimos e Financiamentos	92
20. Debêntures	94
21. Benefícios Pós-emprego	96
22. Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética	100
23. Contas a Pagar Vinculadas à Concessão	101
24. Direito de Uso de Ativos e Passivo de Arrendamentos	102
25. Outras Contas a Pagar	104
26. Provisões para Litígios e Outras provisões	104
27. Patrimônio Líquido	108
28. Receita Operacional Líquida	113
29. Custos e Despesas Operacionais	114
30. Resultado Financeiro	117
31. Segmentos Operacionais	117
32. Instrumentos Financeiros	121
33. Partes Relacionadas	130
34. Compromissos	133
35. Seguros	133
36. Informações complementares à Demonstração dos Fluxos de Caixa	133
37. Ativos mantidos para venda e operações descontinuadas	133
38. Eventos subsequentes	136
COMENTÁRIO SOBRE O COMPORTAMENTO DAS PROJEÇÕES EMPRESARIAIS	138
PROPOSTA DE ORÇAMENTO DE CAPITAL	139
PARECER DO CONSELHO FISCAL	140
RELATÓRIO ANUAL DO COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO	141
DECLARAÇÃO	148
RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE	149

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

2025

MENSAGEM DO PRESIDENTE

Prezados acionistas,

Encerramos o ano de 2025 com um marco histórico para a Copel: a migração para o Novo Mercado - o mais elevado padrão de governança corporativa do mercado de capitais brasileiro. Essa conquista está na categoria de legado e vai além de uma mudança de segmento de listagem, ela reafirma nosso compromisso estratégico com a transparência, a equidade e a geração de valor sustentável. Fortalece ainda, nossas práticas de gestão e o alinhamento aos rigorosos princípios exigidos por investidores no Brasil e no mundo.

A adesão ao Novo Mercado reforça nossa credibilidade e amplia a atratividade da Copel entre investidores que valorizam empresas com práticas de governança robustas. Essa evolução também simplifica nossa estrutura societária, tornando-a mais clara e eficiente, e seus benefícios serão percebidos ao longo dos próximos anos e décadas.

Este movimento está diretamente conectado ao planejamento estratégico, delineado pela Companhia e apresentado no último Copel Day. Com visão proprietária clara de longo prazo e oportunidades de crescimento orgânico e inorgânico no setor elétrico, a Copel se destaca com diferencial competitivo de ser uma companhia integrada no setor elétrico brasileiro. Esse posicionamento é reforçado pela busca incansável da excelência na experiência do cliente e pela força do nosso capital humano, com equipes qualificadas, lideranças transformadoras e talentos de alta performance que impulsionam nossa evolução. Atender bem seus clientes é o objetivo central de qualquer empresa.

Nosso compromisso com a geração de valor sustentável contempla investimentos de R\$ 17,8 bilhões nos próximos cinco anos, com alocação estratégica voltada ao fortalecimento da qualidade do serviço, à ampliação da eficiência operacional e ao estímulo à inovação. Esse planejamento de longo prazo, aliado ao equilíbrio financeiro e à disciplina na alocação de capital nos permite avançar de forma consistente em nossos projetos prioritários.

Buscando maior eficiência operacional e otimização do portfólio, concluímos as operações de desinvestimentos na Usina Hidrelétrica Baixo Iguaçu, com *equity value* de R\$ 1,7 bilhão, bem como a desmobilização de pequenas centrais hidrelétricas e de usinas de fontes solar ao *equity value* de R\$ 450 5 milhões. Além disso, consolidamos a UHE Mauá e a transmissora Mata de Santa Genebra, dois ativos importantes na performance da Companhia. Esse descruzamento de ativos com a Axia (anteriormente Eletrobras) conclui um ciclo de simplificação do portfólio e revisão contínua dos ativos operacionais.

Em 2025, a Copel registrou EBITDA recorrente de R\$ 5,5 bilhões, crescimento de 10,2% em relação ao ano anterior, e um Lucro Líquido recorrente de R\$ 2,1 bilhões. Esse desempenho reflete a força do nosso modelo integrado, no qual geradora, distribuidora, transmissora e comercializadora contribuíram de forma decisiva para um resultado sólido e consistente.

Seguimos com nossa forte disciplina de alocação de capital, apresentando a estrutura ótima de capital da Companhia e a nova Política de Dividendos, reconhecida como uma das mais robustas do setor elétrico. Estruturada para garantir previsibilidade e retorno, somada ao desempenho positivo da Companhia, permitiu a declaração de proventos no valor de R\$ 2,5 bilhões, além do prêmio de R\$ 1,3 bilhão referente à migração ao Novo Mercado, totalizando R\$ 3,8 bilhões distribuídos aos acionistas, simultaneamente à execução de um programa de investimento de R\$ 3,6 bilhões e à aquisição de R\$ 70,0 milhões de ações, realizada em janeiro de 2025 como parte do programa de recompra lançado em novembro de 2024.

Na Copel Distribuição, alcançamos um Ebitda recorrente de R\$ 2,6 bilhões (+5,4%), um Lucro Líquido recorrente de R\$ 1,1 bilhão e realizamos investimentos recordes de R\$ 3,0 bilhões, direcionados à modernização, ampliação e automação da infraestrutura elétrica. Concluímos o maior programa de investimento em rede trifásica do Brasil, com 25.000 km de linhas, reforçando a qualidade do serviço e a capacidade de atendimento ao meio rural. Além disso, atingimos a marca de 2 milhões de medidores inteligentes instalados, consolidando o maior programa nacional de *Smart Grid* - o Rede Elétrica Inteligente - ampliando eficiência e aprimorando a experiência do cliente.

A Copel Geração e Transmissão manteve desempenho robusto, aproveitando as oportunidades do portfólio hídrico e a elevada disponibilidade do segmento de transmissão, registrando um Ebitda recorrente de R\$ 2,9 bilhões e R\$ 630,0 milhões em investimentos, aplicados principalmente, em reforços e melhorias em transmissão, garantindo confiabilidade e segurança do sistema elétrico, permitindo que a Copel fosse indicada pela Aneel como a melhor transmissora de energia do país.



A Copel Comercialização apresentou boa performance, sustentada pela modulação eficiente dos recursos do portfólio de geração e pela captura de oportunidades em mercados com preços atrativos. Mesmo diante de um cenário desafiador no mercado livre, nossa comercializadora reafirmou sua posição entre as maiores comercializadoras do país, consolidando-se como um diferencial competitivo na gestão integrada de portfólio.

O ano de 2025 evidencia a evolução da Copel como uma empresa moderna, preparada para os desafios do futuro e comprometida com o desenvolvimento sustentável para a sociedade, clientes, empregados e acionistas.

A Companhia orienta seus processos e iniciativas para promover a cultura de sustentabilidade e a geração de valor compartilhado. Nosso objetivo é tornar o debate ESG sistêmico, reforçando o compromisso com o desenvolvimento sustentável e a perenidade da organização. Destacamos nossos principais pilares e frentes de atuação: matriz 100% renovável, frota e instalações sustentáveis; Programa Rede Elétrica Inteligente (o maior da América Latina); operações ambientalmente corretas, socialmente justas e economicamente viáveis, respeitando a legislação e gerando valor às partes interessadas.

Em 2025, revisitamos os elementos da Cultura Copel, sustentada pela nossa Ambição que nos move e pelos Valores que orientam nossas atitudes, sendo eles: (i) Nossa força é nossa gente; (ii) Cada cliente importa; (iii) Entregamos resultados extraordinários; (iv) Movidos a futuro; e (v) Segurança e ética são inegociáveis.

Acreditamos que estimularmos a cultura de dono em cada colaborador é essencial para concretizarmos a nossa Razão de Ser "Iluminar vidas com pura energia". Isso que nos conecta diariamente com a sociedade.

O ano de 2025 evidencia a evolução da Copel como uma empresa moderna, preparada para os desafios do futuro e comprometida com a eficiência operacional e a geração de valor sustentável para a sociedade, clientes, empregados e acionistas. Entramos em um novo ciclo com responsabilidade, disciplina e visão de longo prazo, determinados a alcançar nossa ambição de **“ser a empresa que mais gera valor no setor elétrico brasileiro”**.

Daniel Slaviero

Presidente da Copel

1. DESTAQUES DO ANO

- **Estrutura de Capital e Política de Dividendos:** Em 08.05, foi definido a estrutura de capital considerando os seguintes fatores: alavancagem financeira de 2,8x, mensurado pela dívida líquida/EBITDA (faixa de tolerância no range de 2,5x e 3,1x, desde que haja convergência em até 24 meses para o centro da faixa (2,8x).

Além disso, foi aprovada uma nova Política de Dividendos, que visa reforçar uma distribuição de lucros equilibrada e sustentável, prezando pelo retorno aos acionistas, solidez financeira, atendimento às necessidades de caixa e oportunidades de investimentos. A nova Política de Dividendos visa mais transparência e previsibilidade do fluxo de pagamentos de proventos aos acionistas, com alavancagem financeira definida para estrutura ótima de capital; mínimo de 75% do Lucro Líquido e frequência mínima de pagamento de 2 vezes ao ano.

- **Descruzamento de Ativos:** Em 30.05 foi concluído o descruzamento de ativos entre a sua subsidiária integral Copel Geração e Transmissão S.A. - Copel GeT com a Axia Energia, passando a consolidar em seu portfólio a totalidade das participações na Usina Hidrelétrica Mauá e na transmissora Mata de Santa Genebra S.A., com a consequente transferência integral da participação na Usina Hidrelétrica Colíder para a Axia. O montante total de desembolso foi de R\$ 196,6 milhões.

O descruzamento de ativos foi um movimento sinérgico para a Companhia com a consolidação de dois ativos: UHE Mauá com venda 100% no ACR e a transmissora Mata de Santa Genebra, ambos mais próximos aos demais ativos da Companhia. Isto permite capturar eficiência operacional, estabelecer previsibilidade de caixa e gerar valor para os acionistas em vista que ambos possuem concessão de longo prazo, 2040+. Essa operação teve avaliação e autorização do CADE e da Aneel, sem ressalvas operativas.

- **Desinvestimento na UHE Baixo Iguaçu:** Em 22.10, a Companhia concluiu o desinvestimento da Usina Hidrelétrica Baixo Iguaçu, operação que alcançou equity value de R\$ 1.683,3 milhões após o cumprimento das condições precedentes e das aprovações regulatórias. A transação reforça a disciplina da Copel na reciclagem de capital e na otimização de seu portfólio.
- **Cultura Copel:** Em 2025, a Copel consolidou um novo capítulo de sua trajetória ao atualizar a Cultura Copel. Sustentada pela Razão de Ser — “Iluminar vidas com pura energia” —, pela Ambição e pelos Valores que orientam o jeito de agir, a nova Cultura reforça o protagonismo das pessoas, o foco no cliente, a busca por resultados extraordinários, o compromisso com o futuro e a postura inegociável de segurança e ética. Esse movimento fortalece o alinhamento estratégico e prepara a organização para os desafios e oportunidades dos próximos anos.

Os Valores da Copel foram reafirmados e representam os comportamentos essenciais para fortalecer uma cultura consistente:

- **Nossa força é nossa gente** – protagonismo, desenvolvimento, responsabilidade e reconhecimento.
- **Cada cliente importa** – confiança, qualidade, agilidade e foco em necessidades reais.
- **Entregamos resultados extraordinários** – sustentabilidade, senso de dono, disciplina e decisões baseadas em dados.
- **Movidos a futuro** – inovação, curiosidade, ousadia e valorização de perspectivas diversas.
- **Segurança e ética são inegociáveis** – exemplo, integridade, cuidado mútuo e responsabilidade pelos atos.

A nova versão da Cultura reforça o papel de cada colaborador para que esses princípios ganhem vida e se traduzam em resultados e práticas concretas.

- **Planejamento estratégico rumo a 2035:** No Copel Day 2025 foi apresentado o planejamento estratégico rumo a 2035, baseado na ambição de se tornar a empresa que mais gera valor no setor elétrico brasileiro, combinando eficiência, expansão e inovação.

O plano se apoia em pilares como:

- eficiência estruturante, com redução de custos, renovação de concessões e otimização do portfólio;

- excelência operacional, impulsionada por digitalização, modernização de processos e fortalecimento da cultura organizacional; e
- crescimento sustentável, com investimentos significativos em geração hidráulica, transmissão, modernização da distribuição e avanço no mercado livre de energia.

As unidades de geração, transmissão, distribuição e comercialização apresentam avenidas claras de expansão a serem exploradas, apoiadas em análises robustas, inovação aplicada e forte posicionamento competitivo atual no Sul do Brasil.

- **Compensação por Curtailment:** A publicação da Lei nº 15.269/2025 modernizou o marco regulatório do setor elétrico ao instituir mecanismo de compensação para usinas eólicas e solares conectadas ao SIN, referente aos cortes de geração ocorridos entre setembro/2023 e novembro/2025 por indisponibilidade externa ou requisitos de confiabilidade. O modelo prevê a celebração de termo de compromisso com o poder concedente, mediante renúncia a ações judiciais relacionadas ao tema e isenção de honorários de sucumbência. As compensações serão destinadas prioritariamente à liquidação de ressarcimentos no âmbito da CCEE. A Copel GeT acompanha a regulamentação da norma, inclusive a Consulta Pública MME nº 210/2025, e aprovou, em dezembro de 2025, a adesão ao termo de compromisso pelas SPEs eólicas sob seu controle. Com base nas premissas disponíveis, a Companhia registrou R\$ 273,4 milhões em direito à compensação.
- **Migração para o Novo Mercado B3:** Em 22 de dezembro, foi concluído o processo de migração para o Novo Mercado da B3 - Brasil, Bolsa, Balcão, segmento que representa o mais elevado padrão de governança corporativa do mercado brasileiro, passando a deter exclusivamente ações ordinárias, negociadas sob o código CPLE3, consolidando uma estrutura societária mais simples, transparente e reforçando as melhores práticas de governança corporativa, que englobam:
 - Fortalecimento da governança ao adotar regras corporativas mais rigorosas, alinhadas às melhores práticas internacionais;
 - Ampliação da atratividade das ações, favorecendo maior liquidez e potencial valorização, ao concentrar a negociação em um único tipo de ação (ordinária);
 - Reforço do compromisso com os investidores, assegurando direitos mais robustos e consolidando sua posição como referência no setor elétrico brasileiro.

Temos a ambição de ser a empresa que mais gera valor no setor elétrico brasileiro e para medir isso adotamos o *Total Share Return* (TSR) como principal indicador. Com a migração para o Novo Mercado, teremos uma governança alinhada aos padrões globais e potencial maior liquidez das ações, o que torna atrativo para o investidor institucional estrangeiro de longo prazo e contribui para aumentar a rentabilidade da ação.



Copel em Números

Em R\$ mil	2025	2024	variação %
Indicadores Contábeis			
Ativo total	60.414.456	57.384.156	5,3
Caixa e equivalentes de caixa	3.130.363	4.161.939	(24,8)
Títulos e valores mobiliários ⁽¹⁾	608.463	434.474	40,0
Dívida total	20.038.878	17.753.835	12,9
Dívida líquida ajustada	16.300.052	13.157.422	23,9
Receita operacional bruta	36.776.051	31.974.106	15,0
Deduções da receita	(10.659.195)	(9.323.070)	14,3
Receita operacional líquida	26.116.856	22.651.036	15,3
Custos e despesas operacionais	(21.311.842)	(18.867.990)	13,0
Equivalência patrimonial	239.997	281.202	(14,7)
Resultado das atividades	4.805.014	3.783.046	27,0
Ebitda ou Lajida	6.526.897	5.529.726	18,0
Resultado financeiro	(1.798.352)	(1.157.014)	55,4
IRPJ/CSLL	577.618	599.435	(3,6)
Lucro operacional	3.246.659	2.907.234	11,7
Lucro/prejuízo líquido proveniente de operações descontinuadas	18.898	491.571	(96,2)
Lucro líquido proveniente de operações em continuidade	2.669.041	2.307.799	15,7
Lucro líquido do exercício	2.687.939	2.799.370	(4,0)
Patrimônio líquido	23.091.978	25.636.935	(9,9)
Dividendos e Juros sobre o capital próprio	2.450.000	2.335.135	4,9
Indicadores Econômico-Financeiros			
Liquidez corrente (índice)	1,0	1,3	(23,1)
Liquidez geral (índice)	0,8	0,9	(11,1)
Margem Ebitda ou Lajida (Ebitda ou lajida/receita operacional líquida) (%)	25,0	24,4	2,5
Lucro básico por ação - Ações ordinárias	0,90524	0,89163	1,5
Lucro básico por ação - Ações preferenciais classe "A"	—	0,98165	(100,0)
Lucro básico por ação - Ações preferenciais classe "B"	—	0,98086	(100,0)
Valor patrimonial por ação - R\$ (patrimônio líquido/quantidade de ações)	7,74	8,59	(9,9)
Dívida total sobre o patrimônio líquido (%)	86,80	69,30	25,3
Margem operacional (lucro operacional/receita operacional líquida) (%)	12,4	12,8	(3,1)
Margem líquida (lucro líquido/receita operacional líquida) (%)	10,2	10,2	—
Participação de capital de terceiros (%)	61,8	55,3	11,8
Rentabilidade do patrimônio líquido (%) ⁽²⁾	11,6	10,9	6,4

(1) Garantias de contratos da dívida
(2) Lucro Líquido ÷ Patrimônio Líquido

Participação no Mercado

Principais produtos (%)	Brasil	Região Sul	Paraná
Geração de energia elétrica ⁽¹⁾	⁽²⁾ 2,8	⁽³⁾ 19,6	⁽³⁾ 47,5
Transmissão de energia elétrica ⁽⁴⁾	3,5	20,2	39,9
Distribuição de energia elétrica ^{(5) (6) (7)}	6,5	35,3	97,1
Comercialização de energia elétrica ⁽⁸⁾	2,45	23.73	55.14

(1) Capacidade instalada da Copel Geração e Transmissão consolidada. Referência dez/25, conforme últimos dados disponíveis na CCEE
(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 participação na Receita Anual Permitida - RAP outorgada, considerando a metade de cada ciclo.
(5) Mercado fio de distribuição
(6) Para o Brasil e Região sul, cálculo a partir do Consumo Mensal de Energia Elétrica - EPE
(7) Dado estimado para o Paraná
(8) Em comparação com outras comercializadoras. Pela natureza da atividade, mensurado apenas em nível nacional. Referência dez/2025, conforme últimos dados disponíveis na CCEE

Prêmios e certificações em 2025

Prêmios / Certificações	Certificador
Certificação ISO 37.301	QMS Certification
Norma ISO 56001 - ISO da Inovação	QMS Certification
Carbon Clean 200	As You Sow em parceria com Corporate Knights
Conectividade - Rede operativa	UTCAL Summit 2025
AAA(bra) - Classificação de crédito	Fitch Ratings
Selo Solidário	Governo do Estado do Paraná
Executivo de Valor 2025 - Daniel Slaviero	Valor Econômico
Prêmio Aneel de Ouvidoria	Aneel - Agência Nacional de Energia Elétrica
Prêmio Melhores do ESG	Revista Exame
Ranking 500 maiores do Sul - 1º lugar no Paraná	Grupo Amanhã
Prêmio ONS de Qualidade na Operação	ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico
Troféu Transparência 2024	ANEFAC - Associação Nacional dos Executivos de Finanças, Administração e Contabilidade
Sustainability Yearbook 2025 - Rankings global de ESG	S&P Global
Most Honored Company - segunda colocação no Setor Elétrico e Outras Utilidades	Latin American Executive Team - Extel

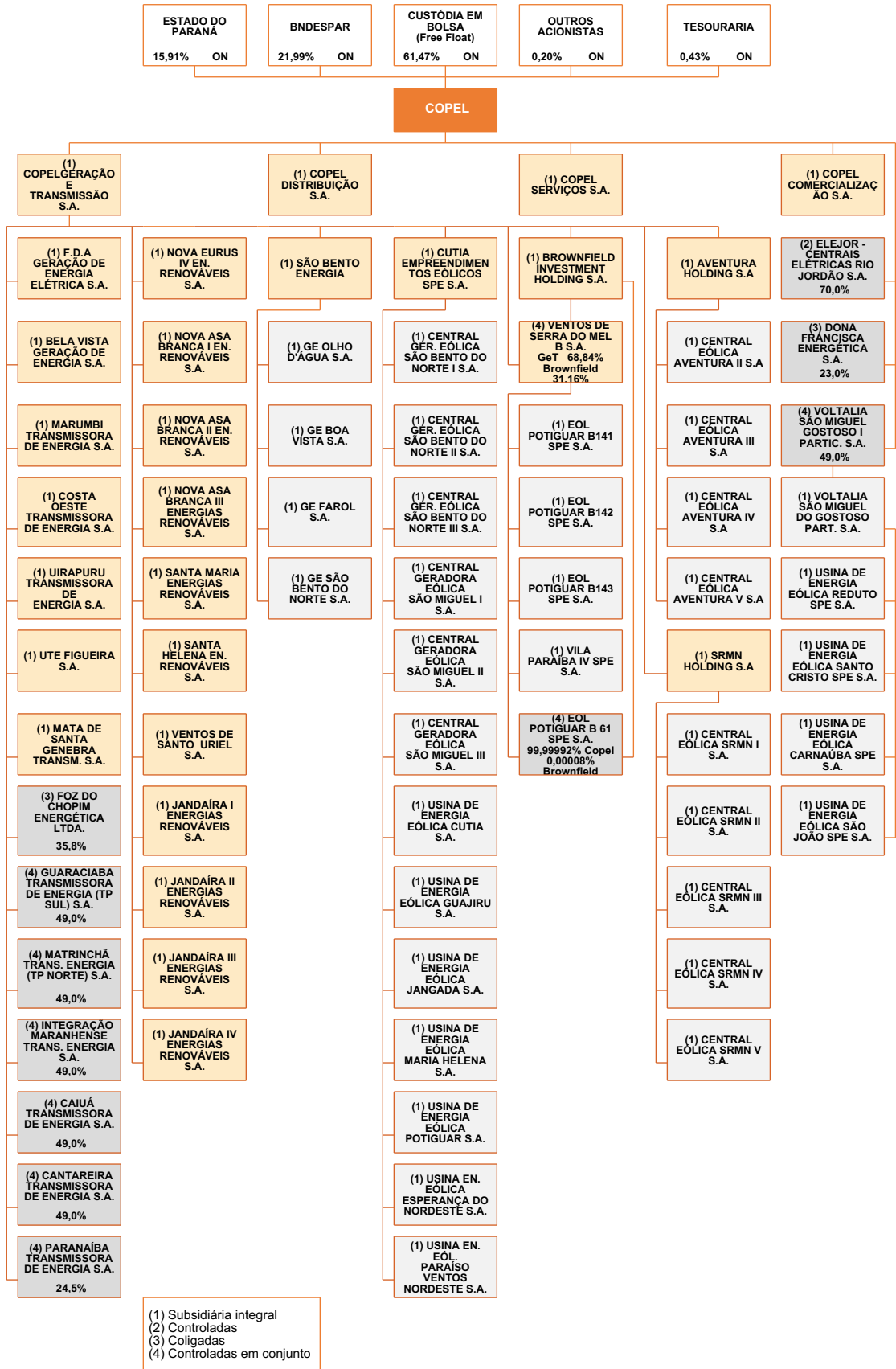
2. A COMPANHIA

A Copel atua com tecnologia de ponta nas áreas de geração, transmissão, comercialização e distribuição de energia, integrando um abrangente e eficaz sistema de energia elétrica, que engloba: parque gerador próprio de usinas, linhas de transmissão, subestações, linhas e redes elétricas do sistema de distribuição.

Com mais de 70 anos de existência, a Copel tem presença em 10 estados brasileiros:



Organograma societário em 31.12.2025



3. ANÁLISE MACROECONÔMICA

O cenário macroeconômico brasileiro em 2025 foi marcado por um crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) estimado em 2,25%, acima das expectativas impulsionado por um mercado de trabalho aquecido no primeiro semestre. A desaceleração da atividade econômica projetada para o segundo semestre reflete os efeitos de uma política monetária contracionista com taxa básica de juros mantida em 15%. A inflação encerrou o ano em 4,26%, abaixo do teto da meta estabelecida pelo Banco Central, beneficiada pela queda de preços de alimentos e bens industriais, embora serviços e preços administrados tenham mantido pressões inflacionárias.

O mercado de trabalho atingiu patamares históricos, com desemprego em 5,2% (menor desde 2012) e 103,2 milhões de pessoas ocupadas. A renda média real cresceu 4,5% em relação a 2024, refletindo a expansão da ocupação. No Paraná, o desempenho foi ainda melhor, com desemprego de 3,5% e PIB estadual crescendo 2,87% (janeiro a setembro), impulsionado pela agropecuária (12,76%), serviços (2,42%) e indústria (0,25%).

Do ponto de vista fiscal, o país enfrentou desafios estruturais com ajustes de despesas para respeitar o novo arcabouço fiscal, mantendo déficit primário controlado. Persistem alertas sobre sustentabilidade da dívida e necessidade de medidas adicionais para estabilizar as contas públicas e reforçar a confiança dos agentes econômicos.

4. SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO EM 2025

Ambiente regulatório

A Companhia busca uma atuação regulatória com visão integrada, antecipando temas como abertura do mercado, valorização dos atributos hidráulicos e sinais econômicos para potência e flexibilidade.

O ambiente regulatório no Brasil, em 2025 foi caracterizado por avanços legislativos e normativos de grande impacto, voltados a modernizar o setor elétrico, fomentar maior competitividade, proporcionar mais segurança jurídica e criar oportunidades diferenciadas para empresas geradoras, transmissoras, distribuidoras e comercializadoras de energia, bem como para consumidores de todos os portes.

No âmbito legislativo entraram em vigor normas voltadas à modernização do marco legal do setor elétrico, com alterações em dispositivos que regem concessões, permissões e autorizações de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, bem como regras relativas à abertura do mercado de energia, à autoprodução, à alocação de encargos setoriais, ao equilíbrio econômico-financeiro dos contratos, entre outros.

Nesse contexto, em maio de 2025 foi publicada a Medida Provisória 1.300/2025, que se converteu na lei 15.235/2025, introduzindo normas relacionadas a ampliação da abrangência da Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE), com previsão de isenção total de pagamento de energia elétrica para famílias de baixa renda e definição de faixas de consumo com tratamento tarifário diferenciado. Ainda, estabeleceu mecanismo de repactuação das parcelas vincendas devidas a título de Uso de Bem Público (UBP) de usinas hidrelétricas.

Ainda, em novembro de 2025 a MP 1.304/2025 foi convertida na lei nº 15.269/2025, introduzindo uma série de mudanças estruturais no setor elétrico com foco em modicidade tarifária, segurança energética, competitividade de mercado, organização de encargos e estímulo a novas tecnologias. Entre os destaques estão:

- Redefinição das regras de autoprodução por equivalência e critérios de acesso ao mercado livre.
- Estabelecimento de diretrizes para armazenamento de energia elétrica incluindo baterias e outras soluções tecnológicas.
- Compensações por *curtailment* relacionadas aos passivos gerados desde setembro/2023 até a publicação da lei.
- Estruturação da abertura gradual do mercado livre de energia (ACL) para consumidores de baixa tensão, com previsão de cronograma que se estende até 2028.
- Reorganização de mecanismos de tarifas e encargos setoriais.

A lei nº 15.269/2025 altera e atualiza aproximadamente 20 leis que compõem o núcleo regulatório do setor, tais como a nº 9.074/1995 (atributos contratuais de concessões), nº 9.427/1996 (criação e competências da Aneel), nº 11.488/2007 (autoprodução), além de leis mais recentes como a nº 14.182/2021 e nº 14.300/2022.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) recebeu competências expressas para regular, fiscalizar e estabelecer as regras disciplinadas pelas leis supracitadas.

Verifica-se ainda que em setembro de 2025 foi publicada a Medida Provisória nº 1.318/2025, que institui o Regime Especial de Tributação para Serviços de Data Center (Redata), com o objetivo de incentivar a instalação e expansão de data centers no Brasil. Como esta iniciativa elevará a demanda por energia elétrica no país, no mesmo mês, a Aneel realizou workshop para debater os impactos de grandes data centers sobre o sistema elétrico, pois mais data centers conectados à rede irão afetar o planejamento, operação e expansão do setor elétrico. A MP 1.318/25 expirou em fevereiro de 2026 e neste mesmo mês foi apresentado o Projeto de Lei 278/2026, que substitui e dá continuidade à políticas iniciadas pela MP.

Cabe destacar ainda que o contexto regulatório de 2025 reflete também uma intensificação de consultas públicas, estudos técnicos e debates estratégicos promovidos por órgãos como o Ministério de Minas e Energia (MME), a Aneel, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), contribuindo para maior transparência, previsibilidade e alinhamento entre os objetivos de política pública e as necessidades dos agentes de mercado.

O conjunto de leis, decretos, portarias, resoluções e atos regulatórios consolidou um ambiente regulatório marcado por maior complexidade, dinamismo e relevância estratégica, exigindo cada vez mais, dos agentes do setor elétrico, elevado grau de governança regulatória, capacidade de adaptação e acompanhamento permanente das mudanças normativas.

Neste contexto, a administração da Companhia manteve, ao longo de 2025, monitoramento contínuo do ambiente regulatório, avaliando impactos operacionais, financeiros e estratégicos decorrentes das alterações normativas, de forma a assegurar conformidade regulatória, mitigação de riscos e aproveitamento de oportunidades no contexto de transformação do setor elétrico brasileiro.

5. MERCADO DE ENERGIA

A tabela abaixo apresenta a evolução do número de consumidores/contratos e volume da energia comercializada nos períodos:

	Nº de consumidores / contratos			Energia Vendida (GWh)					
	Dez/25	Dez/24	Δ%	2025	2024	Δ%	4T25	4T24	Δ%
Copel DIS	5.279.347	5.184.588	1,8	24.421	23.483	4,0	6.313	5.890	7,2
Mercado Cativo	5.279.053	5.184.322	1,8	20.066	21.285	(5,7)	5.016	5.275	(4,9)
Concessionárias e Permissionárias	2	2	—	35	79	(55,7)	8	13	(38,5)
CCEE (Cessões MCSD EN)	292	264	10,6	1.695	1.196	41,7	556	532	4,5
CCEE (MCP) ²	—	—	—	2.625	923	184,4	733	70	947,1
Copel GeT + FDA + Bela Vista	388	568	(31,7)	15.659	16.078	(2,6)	3.569	3.761	(5,1)
CCEAR (Copel DIS)	3	4	(25,0)	161	127	26,8	45	33	36,4
CCEAR (outras concessionárias)	64	119	(46,2)	2.028	2.345	(13,5)	424	609	(30,4)
Contratos Bilaterais (Copel COM)	316	441	(28,3)	13.148	13.053	0,7	3.061	3.039	0,7
Contratos Bilaterais ¹	5	4	25,0	1.476	167	1.957,1	720	35	783,8
CCEE (MCP) ²	—	—	—	(1.154)	386	(1.613,3)	(681)	45	(1.613,3)
Complexos Eólicos	703	624	12,7	4.772	4.526	5,4	1.149	1.238	(7,2)
CCEAR (Copel DIS)	19	19	—	135	128	5,5	35	32	9,4
CCEAR (outras concessionárias)	654	580	12,8	2.685	2.507	7,1	688	655	5,0
CER	10	10	—	913	924	(1,2)	230	230	—
Contratos Bilaterais (Copel COM)	5	4	25,0	518	453	14,3	112	137	(18,2)
Contratos Bilaterais	15	11	36,4	660	583	13,2	183	164	11,6
CCEE (MCP) ²	—	—	—	(139)	(69)	101,4	(99)	20	(595,0)
Copel Comercialização	1.763	1.698	3,8	27.563	22.478	22,6	7.035	5.095	38,1
Consumidores Livres	1.537	1.529	0,5	9.902	10.565	(6,3)	2.638	2.583	2,1
CCEAR (outras concessionárias)	30	—	—	293	—	—	96	—	—
Contratos Bilaterais (empresas do grupo)	15	7	114,3	1.993	820	143,0	485	216	124,5
Contratos Bilaterais	181	162	11,7	15.264	10.926	39,7	3.824	2.253	69,7
CCEE (MCP) ²	—	—	—	111	167	(33,5)	(8)	43	(118,6)
Total Copel	5.282.201	5.187.478	1,8	72.415	66.565	8,8	18.066	15.984	13,0
Eliminações ³				15.955	14.581	9,4	3.738	3.457	8,1
Total Copel Consolidado				56.460	51.984	8,6	14.328	12.527	14,4

Obs.: Não considera a energia disponibilizada através do MRE (Mecanismo de Realocação de Energia).

1 Inclui Contratos de Venda no Curto Prazo e CBR - Contrato Bilateral Regulado.

2 Valores negativos significam que houve mais compra do que venda.

3 Operações entre Empresas do Grupo

CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica / CCEAR: Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado / MCP: Mercado de Curto Prazo / CER: Contrato de Energia de Reserva.

6. DESEMPENHO OPERACIONAL

O Desempenho Operacional reforça o diferencial competitivo da Copel como uma empresa integrada no setor elétrico brasileiro. Ao longo de todo ano, em todos os trimestres, o desempenho consistente evidencia a resiliência do nosso modelo de negócios, mesmo diante de um ambiente regulatório e operacional desafiador.

Essa robustez reflete uma gestão de risco rigorosa, sustentada pela diversificação de ativos e pela disciplina, o que assegura previsibilidade de resultados e capacidade de execução do plano de investimentos. Ao mesmo tempo, a Companhia se mantém preparada para capturar oportunidades no mercado de energia, equilibrando crescimento e retorno.

Os resultados também demonstram o avanço contínuo do plano de eficiência operacional, com impactos positivos sobre margens, geração de caixa e criação de valor. Essa consistência operacional e financeira sustenta a confiança da administração na tese de investimento da Copel no médio e longo prazo, alinhada à ambição estratégica de se consolidar como a empresa que mais gera valor no setor elétrico brasileiro, com foco em rentabilidade, disciplina de capital e sustentabilidade dos negócios.

Seguimos o compromisso de redução de custos e despesas. Também avançamos para uma gestão orçamentária baseada no Orçamento Base Zero (OBZ), com definição de gestores responsáveis. Além disso, implementamos iniciativas como:

- Centralização de suprimentos, logística e orçamento, visando otimização de processos e fornecedores;
- Digitalização de processos, incluindo atualização do ERP para SAP S/4HANA, ainda em processo de implementação, revisão de processos e simplificação das operações, além da modernização do faturamento da distribuidora;
- Redução de custos comerciais, com ampliação da arrecadação via Pix e leitura por smart meters e fatura digital;
- Alienação de imóveis para racionalização de ativos.

6.1. Geração

Em 31.12.2025, a Copel operava 50 usinas próprias e participava em 10 usinas, sendo 8 hidrelétricas e 42 eólicas, com capacidade instalada total proporcional de 6.069,0 MW e garantia física de 2.621,5 MW médios, conforme quadro a seguir:

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	553,4	100%	1.240,0	553,4	18.02.1999	21.11.2054
UHE Gov. Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo)	1.260,0	552,8	100%	1.260,0	552,8	29.09.1992	21.11.2054
UHE Gov. Bento Munhoz da Rocha Netto (Foz do Areia-FDA)	1.676,0	567,6	100%	1.676,0	567,6	01.10.1980	20.11.2054
UHE Gov. Pedro Viriato Parigot de Souza (GPS)	260,0	103,6	100%	260,0	103,6	03.09.1971	06.01.2053
UHE Gov. Jayme Canet Júnior (Mauá) (1)	363,1	188,5	100%	184,1	96,1	23.11.2012	28.06.2049
PCH Derivação do Rio Jordão	6,5	5,9	100%	6,5	5,9	02.12.1997	21.06.2032
PCH Bela Vista	29,8	18,6	100%	29,8	18,6	12.06.2021	06.01.2041
UHE Santa Clara	120,2	66,0	70%	84,1	46,2	31.07.2005	15.05.2040
UHE Fundão	120,2	62,1	70%	84,1	43,5	23.06.2006	15.06.2040
UHE Dona Francisca	125,0	72,5	23%	28,8	16,7	05.02.2001	24.09.2037
PCH Arturo Andreoli (Foz do Chopim)	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	(3)
CGH Fundão I	2,5	2,1	70%	1,7	1,5	29.12.2006	(3)
Total das Hidrelétricas	5.236,0	2.216,0		4.868,0	2.014,9		
Termelétricas							
UTE Figueira (2)	20,0	17,7	100%	20,0	17,7	08.04.1963	26.03.2019
Total das Termelétricas	20,0	17,7		20,0	17,7		

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
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	18.11.2022	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	04.11.2022	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	1.236,4	618,0		1.181,0	588,9		
TOTAL DAS FONTES	6.492,4	2.851,7		6.069,0	2.621,5		

(1) Em 30.05.2025, concluiu-se o descruzamento de ativos com a Axia (NE nº 1.2)

(2) Concessão em processo de extinção, em avaliação pelo MME. Conforme NE nº 37.1, esta usina está em processo de desinvestimento.

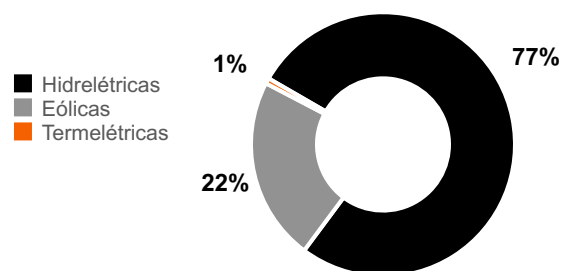
(3) Validade indefinida.

DESTAQUES EM GERAÇÃO

No segmento de geração de energia elétrica, destacamos também:

- **Descruzamento de Ativos:** Em 30.05.2025 a Copel GeT concluiu o descruzamento de ativos com a Axia Energia, consolidando a totalidade das participações na Usina Hidrelétrica Mauá e na Transmissora Mata de Santa Genebra. Em contrapartida, transferiu integralmente a sua participação na Usina Hidrelétrica Colíder e o valor de R\$ 196,6 milhões no fechamento da Operação. Mais informações podem ser consultadas no [Fato Relevante 03/25](#) (NE nº 1.2).
- **Desinvestimento em Ativos de Geração de Pequeno Porte:** Em 31.03.2025, a Companhia realizou o *closing* parcial dos desinvestimentos dos ativos de pequeno porte, com o recebimento do valor de R\$ 219,5 milhões (49,0% do total da transação), após cumpridas todas as condições precedentes relativas aos ativos envolvidos neste Fechamento. Os ativos que consolidam esta etapa de fechamento foram constituídos pela totalidade do Bloco 1 apresentado no Teaser, adicionado da UHE Guaricana, totalizando 60,4 MW de capacidade instalada. Em 30.04.2025, foi realizado o *closing* parcial da PCH Chaminé, de 18 MW de capacidade instalada, no montante de R\$ 82,6 milhões. Com as operações, a Companhia concluiu 67,0% do desinvestimento total. Em 10.07.2025, a Companhia realizou o *closing* das PCHs Cavernoso I e II, de 20,3 MW de capacidade instalada, com o recebimento do valor de R\$ 123,3 milhões (27,0% do total da transação), após cumpridas todas as condições precedentes relativas aos ativos envolvidos na operação. Com isso, a Companhia concluiu 100% do desinvestimento dos pequenos ativos que compõem a transação (Blocos 1 e 2), apresentados no teaser, e que correspondem a 98,7 MW de capacidade instalada. O valor do desinvestimento da UTE Figueira (Bloco 3) será recebido conforme atendimento às condições precedentes usuais estabelecidas no Contrato de Compra e Venda de Ações - CCVA. (NE nº 37.1).
- **Desinvestimento na UHE Baixo Iguaçu:** Em 22.10.2025, a Companhia concluiu a operação de desinvestimento na Usina Hidrelétrica Baixo Iguaçu, cujo equity value totalizou R\$ 1.683,3 milhões, após o cumprimento de todas as condições precedentes e a obtenção das aprovações pelos órgãos competentes. O desinvestimento evidencia a agilidade e eficiência da Copel na reciclagem de ativos e participações minoritárias. Para maiores informações acesse o [Fato Relevante 10/25](#) (NE nº 37.3).

Parque de Geração
Garantia Física por Fonte



6.2. 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 9.687 km de linhas de transmissão, com potência de transformação de suas subestações na ordem de 21.112 MVA (megavolt amperes).

Linhas e Subestações de Transmissão em Operação em 31.12.2025

Linhas e Subestações de Transmissão		Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Capacidade Transformação (MVA)	Início de Operação Comercial	Vcto da Outorga
Linhas e Subestações próprias				3.397	15.040		
Contrato nº 060/2001	Instalações de transmissão diversas (1)	Ambos	Diversas	2.132	13.090	Diversos	01.01.2043
Contrato nº 075/2001	LT Bateias - Jaguariaíva	CS	230 kV	137	—	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 Cerquilha III	—	230/138 kV	—	300	01.06.2014	06.10.2040
Contrato nº 022/2012	LT Londrina - Figueira C2	CS	230 kV	92	—	30.06.2015	27.08.2042
	LT Foz do Chopim - Salto Osório C2	CS	230 kV	10	—		
Contrato nº 002/2013	LT Assis - Paraguaçu Paulista II C1 e C2	CD	230 kV	83	—	25.01.2016	25.02.2043
	SE Paraguaçu Paulista II	—	230 kV	—	150		
Contrato nº 005/2014	LT Bateias - Curitiba Norte	CS	230 kV	31	—	29.07.2016	29.01.2044
	SE Curitiba Norte	—	230/138 kV	—	300		
Contrato nº 021/2014	LT Foz do Chopim - Realeza	CS	230 kV	52	—	05.03.2017	05.09.2044
	SE Realeza	—	230/138 kV	—	300		
Contrato nº 022/2014	LT Assis - Londrina C2	CS	500 kV	122	—	05.09.2017	05.09.2044
Contrato nº 006/2016	SE Medianeira Norte	—	230/138 kV	—	300	09.06.2019	07.04.2046
	SE 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		Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Capacidade Transformação (MVA)	Início de Operação Comercial	Vcto da Outorga
Sociedades de Propósito Específico				6.290	6.072		
Costa Oeste Transmissora de Energia S.A.						Propriedade: 100%	
Contrato nº 001/2012	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.						Propriedade: 49%	
Contrato nº 007/2012	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.						Propriedade: 100%	
Contrato nº 008/2012	LT Curitiba - Curitiba Leste	CS	525 kV	29	—	28.06.2015	10.05.2042
	SE Curitiba Leste	—	525/230 kV	—	672		
Mata de Santa Genebra Transmissão S.A.						Propriedade: 100%	
Contrato nº 001/2014	SE Fernão Dias	—	500/440 kV		4	07.02.2020	15.05.2044
	LT Bateias - Itatiba	CS	500 kV	414	0	05.03.2020	
	LT Araraquara 2 - Itatiba	CS	500 kV	223	0	24.03.2020	
	LT Araraquara 2 - Fernão Dias	CS	500 kV	250		03.05.2020	
Integração Maranhense e Transmissora de Energia S.A.						Propriedade: 49%	
Contrato nº 011/2012	LT Açailândia - Miranda II	CS	500 kV	365	—	02.12.2014	10.05.2042
Matrinchã Transmissora de Energia (TP NORTE) S.A.						Propriedade: 49%	
Contrato nº 012/2012	LT Paranatinga - Ribeirãozinho	CD	500 kV	710	—	29.07.2016	10.05.2042
	LT Paranaíba - 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 Paranaíba	—	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	
Guaraciaba Transmissora de Energia S.A.						Propriedade: 49%	
Contrato nº 013/2012	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.						Propriedade: 24,5%	
Contrato nº 007/2013	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.						Propriedade: 49%	
Contrato nº 019/2014	LT Estreito - Fernão Dias C1 e C2	CD	500 kV	656	—	03.05.2018	05.09.2044
Uirapuru Transmissora de Energia S.A.						Propriedade: 100,0%	
Contrato nº 02/2005	LT Ivaiporã - Londrina ESUL	CS	500 kV	122		07.09.2006	05.03.2035
Total				9.687	21.112		

As concessões de transmissão em operação geram atualmente uma Receita Anual Permitida (RAP) à Copel GeT de R\$ 1,8 bilhão, proporcional à sua participação nos empreendimentos.

DESTAQUES EM TRANSMISSÃO

No segmento de transmissão de energia destacamos também:

- **Descruzamento de Ativos:** Conforme divulgado anteriormente, em 30.05.2025 a Copel GeT concluiu o descruzamento de ativos com a Axia Energia, consolidando a totalidade da participação na Transmissora Mata de Santa Genebra. Mais informações podem ser consultadas no [Fato Relevante 03/25](#) (NE nº 1.2).
- **Obras em andamento:** em 2025 foram emitidas as seguintes resoluções autorizativas para obras da Copel GeT que tem o objetivo ampliar e melhorar as instalações existentes:

Resolução Autorizativa	Descritivo	Investimento R\$ milhões	RAP R\$ milhões	Prazo Operacional Comercial
15.817/2025	Implantação de reforços na subestação 525 kV Bateias	~32,6	~5,5	jan/28
16.297/2025	Implantação de reforços na subestação 500 kV Fernão Dias, sob concessão da Mata de Santa Genebra Transmissão S.A	~127,2	~17,4	jan/29
Despacho SEC/Aneel	Descritivo	Investimento R\$ milhões	RAP R\$ milhões	Prazo Operacional Comercial
61/2025	Implantação de reforços na subestação 230 kV Realeza Sul,	~32,6	~4,4	jul/27
1.172/2025	Implantação de reforços nas subestações 230 kV Guaira e Distrito Industrial de São José dos Pinhais	~24,4	~4,2	set/27
3.352/2025	Seccionamento da LT 230 kV Cascavel – Medianeira Norte na SE Cascavel Oeste, com a implantação trecho de circuito duplo entre o ponto de seccionamento e a subestação Cascavel Oeste e dois módulos de entrada de linha na subestação Cascavel Oeste	~26,8	~4,5	nov/28
3.722/2025	Implantação de reforços na subestação 230 kV Pilarzinho	~26	~4,3	jul/28

6.3. 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 395 municípios. O atendimento alcança 5,3 milhões de unidades consumidoras distribuídas nas classes residencial, industrial, comercial, rural, poder e serviços públicos, iluminação pública e supridas.

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 2025, foram conectadas novas 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 1.003 MVA ao sistema de distribuição e as novas linhas de alta tensão concluídas no período adicionaram 3.863 km em linhas de distribuição e transmissão.

Extensões de linhas de distribuição:

Linhas de distribuição Extensão (em km)	2025	2024
13,8 kV	115.810	114.299
34,5 kV	94.279	92.558
69,0 kV	755	778
138,0 kV	7.626	6.972
Total	218.470	214.607

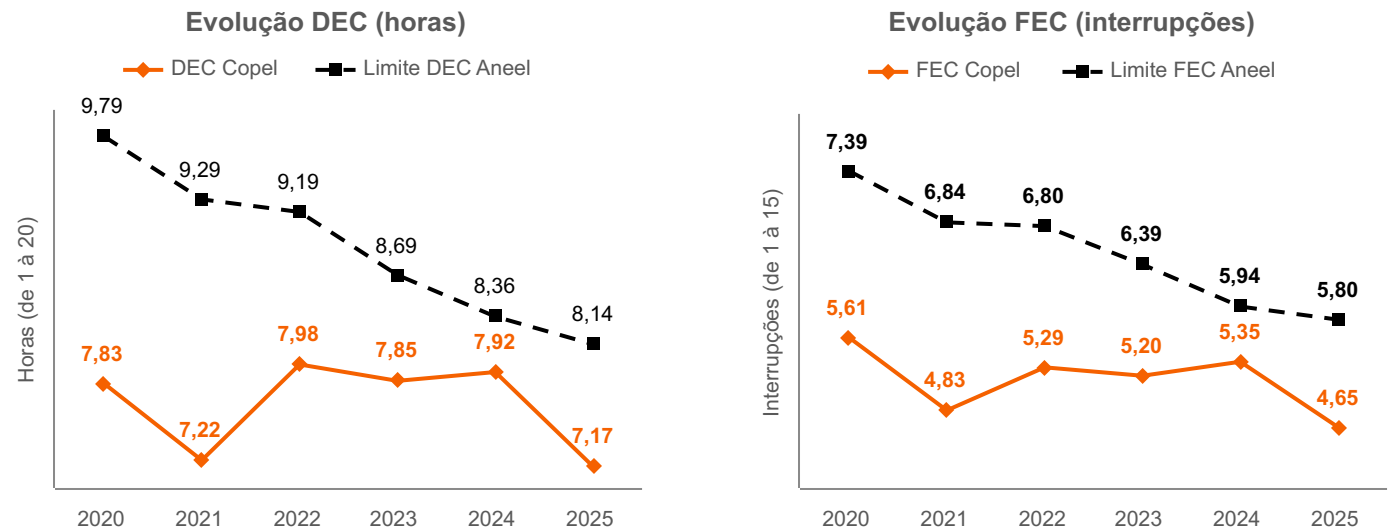
Parque de subestações aberto por tensão:

Tensão	2025		2024	
	Automatizas	MVA	Automatizadas	MVA
34,5 kV	244	1.962	236	1.695
69,0 kV	36	2.656	36	2.502
88,0 kV	—	5	—	5
138,0 kV	138	8.950	124	8.368
Total	418	13.573	396	12.570

• **Indicadores de qualidade de fornecimento de energia elétrica – DEC e FEC**

A Copel Distribuição vem apresentando desempenho positivo em relação à qualidade e continuidade do serviço prestado ao consumidor, medidos pelos indicadores Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), atendendo aos limites regulatórios definidos pela Aneel e constantes do Contrato de Concessão. Esses resultados decorrem dos investimentos em obras de desempenho e expansão, incremento de manutenções periódicas e inspeções preventivas, fazendo frente às fortes intempéries climáticas ocorridas no período.

Os gráficos a seguir apresentam os resultados histórico de DEC e FEC comparados às metas Aneel:



É a partir do DEC e do FEC que a Aneel estabelece os parâmetros individuais de continuidade (DIC e FIC). Quando esses indicadores individuais ultrapassam os limites estabelecidos ao longo do período, os consumidores recebem uma compensação financeira na fatura de energia.

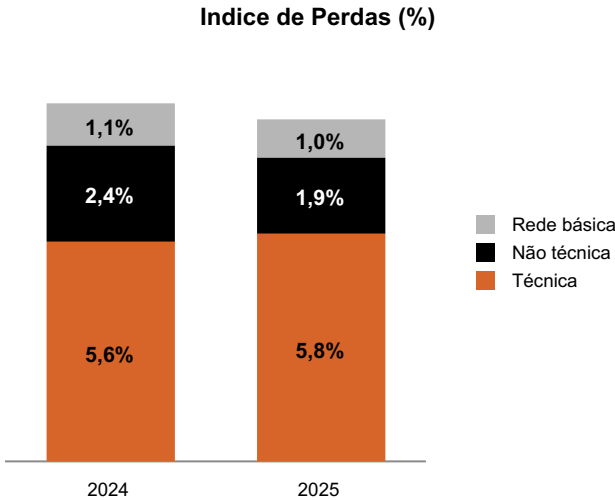
• **Indicador de eficiência na gestão econômico-financeira da concessão**

A Copel Distribuição cumpriu e está em conformidade com os indicadores eficiência na gestão econômico-financeira em 2024. Em relação ao exercício de 2025, o resultado será divulgado nas Demonstrações Contábeis Regulatórias de 2025 da Copel Distribuição, que ocorrerá em 15.04.2026, tendo em vista que o cálculo é baseado no resultado regulatório anual.

• **Gestão de perdas de energia**

Em 2025, as perdas globais (total apurado desde a geração até o consumidor final) representaram 8,7% de toda energia injetada no sistema da Distribuidora, sendo 5,8% de perdas técnicas, 1,9% de perdas não técnicas e 1,0% de perdas na rede básica.

Em 2025, o volume total de inspeções foi de 68.459, em função de uma estratégia mais seletiva e orientada por dados, priorizando alvos com maior probabilidade de irregularidade. Foram identificados 6.500 procedimentos irregulares e com uma taxa de efetividade de 9,49%. As prospecções, para a realização das inspeções, são realizadas por meio de ferramenta *data analytics* do grupo A para clientes cativos, análise de dados de consumo e do cadastro de unidades consumidoras, análise de denúncias externas e internas e mutirões de ações específicas.



• **Inadimplência de Consumidores**

Em dezembro de 2025, a inadimplência de consumidores da Copel Distribuição foi de R\$ 291,3 milhões, resultado acima do realizado no ano de 2024, quando atingiu R\$ 247,2 milhões em razão do aumento de consumo. O indicador acumulado de 2025 do índice foi de 1,15% do seu faturamento dos 12 meses anteriores, resultado acima do realizado no ano de 2024, quando atingiu 1,05% do faturamento.

Indicador	2025	2024	Variação %
Inadimplência Companhia (1)	1,15%	1,05%	9,52 %
Inadimplência Abradee (2)	2,17%	2,14%	1,40 %

(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 buscando conter a evolução da inadimplência e assegurar a sustentabilidade financeira da operação.

• **Sobrecontratação**

No processo de compra de energia elétrica, a Copel Distribuição finalizou o ano de 2025 com um nível de contratação de 113,6%, entretanto, 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.

• **Bandeiras Tarifárias**

O ano de 2025 iniciou com condições favoráveis de geração de energia. A bandeira tarifária permaneceu verde de janeiro a abril, refletindo os bons níveis dos reservatórios e a geração hidrelétrica suficiente no período chuvoso. Com a transição para o período seco, a bandeira passou para amarela em maio devido à redução das chuvas. A partir de junho, as condições se deterioraram progressivamente: a bandeira atingiu o patamar vermelho 1 em junho e julho, avançando para o patamar vermelho 2 em agosto e setembro, diante de cenário de afluições abaixo da média em todo País, conforme indicado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). Em outubro e novembro, houve uma leve melhora com o retorno para a bandeira vermelha patamar 1. Por fim, com o início do novo período chuvoso, a bandeira passou para amarelo em dezembro.

• **Reajuste Tarifário Anual – RTA**

O resultado do RTA de 2025 da Copel Distribuição foi homologado pela Aneel por meio da RH nº 3.472 de 17.06.2025, autorizando o reajuste médio de 2,02% percebido pelos consumidores (0,00% em junho/2024 pela RH nº 3.336 de 18.06.2024), e cuja aplicação ocorreu integralmente às tarifas a partir de 24.06.2025. Para os consumidores da alta tensão o reajuste médio ficou em 2,99% e em 1,55% para os da baixa tensão (respectivamente, 0,05% e -0,03% em 2024). O detalhamento dos itens do reajuste está divulgado na Nota Técnica nº 137/2025-STR/Aneel, de 16.06.2025.

DESTAQUES DISTRIBUIÇÃO

No segmento de distribuição destacamos também:

Programa Transformação: O Programa Transformação é um amplo plano de investimentos destinado a modernizar, automatizar e renovar a rede de distribuição e comunicação da Copel Distribuição, por meio de projetos de manutenção e expansão do sistema elétrico. Entre seus principais benefícios estão o reforço das redes rurais para reduzir desligamentos e apoiar o crescimento do agronegócio no Paraná, a diminuição dos custos operacionais e de manutenção, além do aprimoramento dos indicadores de qualidade DEC e FEC. Os investimentos também devem elevar a base de remuneração da distribuidora, a ser considerada na revisão tarifária prevista para 2026.

Redes elétricas inteligentes: O programa de redes elétricas inteligentes implanta uma rede de comunicação privada e padronizada para automação e medição avançada, permitindo o uso de medidores inteligentes e a leitura remota do consumo, dando ao consumidor mais autonomia e reduzindo deslocamentos de equipes, o que diminui emissões de CO₂.

Paraná Trifásico: O Projeto Paraná Trifásico modernizou e renovou as redes rurais da Copel por meio da implantação de rede trifásica e criação de redundância nos principais ramais, melhorando a qualidade do fornecimento, a segurança e a conexão de propriedades que dependem de energia trifásica. Concluído em 2025, o programa totalizou 25 mil quilômetros de redes e R\$ 3,3 bilhões em investimentos, reduzindo desligamentos e impulsionando a economia rural do Paraná.

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, com objetivo de evitar cortes e podas de árvores e reduzir o número de desligamentos, melhorando a qualidade do fornecimento. Ao final de dezembro/2025, a extensão das redes compactas e protegidas instaladas era de 36.782 km (32.544 km em dezembro/2024), acréscimo de 4.238 km, 13,02%, em doze meses.

Rede Secundária Isolada: A Copel Distribuição investe em redes secundárias isoladas de baixa tensão para melhorar DEC e FEC, reduzir furtos de energia e ampliar a segurança e a preservação ambiental. Essas redes também diminuem podas, quedas de tensão e curtos-circuitos, aumentando a vida útil dos transformadores. Até dezembro de 2025, a extensão instalada chegou a 24.724 km, um crescimento de 1.038 km (4,38%) em relação a 2024.

6.4. Comercialização

A carteira de clientes da Copel Mercado Livre em 2025 era composta por 1.537 consumidores livres, atendidos em 23 estados, atingindo o volume de 3,2 GW médios de energia comercializados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, representando um aumento de 18% de comercialização em comparação ao ano anterior.

Em 2025, foram realizadas ações para aprimoramento dos sistemas de atendimento ao cliente e de contabilização e faturamento, contribuindo para uma operação mais eficiente.

O aprimoramento de sistemas integrados melhorou a gestão contratual e o atendimento pós-venda, especialmente preparado para a crescente demanda do mercado varejista.

Simultaneamente, os processos das operações comerciais foram revisados e remodelados, focando em um processo de tomada de decisão robusto, de forma a mitigar os riscos inerentes ao negócio.

6.5. Serviços

A Copel Serviços S.A. busca contribuir ativamente para o desenvolvimento do Grupo Copel, mantendo-se atenta às oportunidades de mercado e alinhada às diretrizes estratégicas corporativas.

Em 2025, iniciou a oferta de seguros massificados, alcançando uma Taxa de Crescimento Anual Composta (CAGR em inglês) de 27% no período, englobando também a implantação da cobrança de valores de terceiros, ambos com arrecadação realizada diretamente na conta de energia.

No mês de dezembro 2025, a empresa alienou a totalidade de sua participação nos projetos de geração solar fotovoltaica, cuja energia estava alocada à consumidores de baixa tensão, na geração distribuída compartilhada, em decorrência da revisão do Planejamento Estratégico da Companhia (NE nº 37.4).

Para 2026, a estratégia está focada na ampliação da atuação da Copel Serviços em novos segmentos de negócio. Entre as iniciativas previstas estão a oferta de serviços de infraestrutura, antecipação de recebíveis, parcelamento de faturas e microcrédito, além do avanço contínuo em iniciativas de inovação, com foco na redução de custos, no aumento de receitas e no fortalecimento da proposta de valor ao cliente.

7. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

7.1. Receita Operacional Líquida

Em R\$ mil	2025	2024	Variação	
			R\$	%
Fornecimento	7.932.853	8.454.990	(522.137)	(6,2)
Suprimento	4.784.669	3.120.628	1.664.041	53,3
Disponibilidade da rede	6.974.666	7.048.036	(73.370)	(1,0)
Receita de construção	3.303.150	2.550.809	752.341	29,5
Valor justo do ativo indenizável da concessão	161.244	82.424	78.820	95,6
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	2.348.143	838.280	1.509.863	180,1
Outras receitas	612.131	555.869	56.262	10,1
	26.116.856	22.651.036	3.465.820	15,3

A Receita Operacional Líquida consolidada da Copel atingiu R\$ 26.116,9 milhões em 2025, crescendo 15,3% em relação a 2024, decorrente principalmente de:

1) aumento de 53,3% no Suprimento de Energia Elétrica, refletindo, principalmente, o crescimento das vendas no Ambiente de Contratação Livre (ACL ou mercado livre) na Copel COM, bem como o melhor desempenho da Copel GeT no Mercado de Curto Prazo (MCP), em especial, com a modulação do portfólio de geração hidrelétrica diante do comportamento do PLD do submercado Sul, e do maior volume de energia vendida para contratos bilaterais. Contribuíram ainda para esse resultado o aumento das vendas de energia no MCP e no Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MSCD) pela Copel DIS. No segmento de geração eólica, houve redução da provisão para desvio de geração para os contratos ACR, decorrente do ressarcimento de *curtailment*, conforme Lei nº 15.269/2025.

2) aumento de 180,1% no Resultado de Ativos e Passivos Financeiros Setoriais, decorrente principalmente dos efeitos dos reajustes tarifários.

3) aumento de 29,5% da Receita de Construção em 2025 refletindo o forte aumento dos investimentos no segmento de distribuição, com destaque para os projetos Paraná Trifásico e Rede Elétrica Inteligente (REI), orientados para modernização, automação e renovação da rede de distribuição, por meio da adoção de tecnologias padronizadas voltadas ao atendimento dos sistemas de automação. Adicionalmente, contribuíram para esse desempenho os reforços e melhorias realizados no segmento de transmissão.

4) aumento de 95,6% no Valor Justo do Ativo Financeiro Indenizável da Concessão, reflexo da correção pelo IPCA sobre a base de ativos blindados além do maior efeito de atualização do valor justo sobre a base incremental, tendo em vista os investimentos realizados no período pela Copel DIS.

5) queda de 6,2% da Receita de Fornecimento de Energia Elétrica em 2025 associada à: (i) redução de volume comercializado para consumidores livres pela Copel COM; (ii) redução de 5,7% no consumo do mercado cativo da Copel DIS, além dos efeitos dos Reajustes Tarifários Periódicos que reduziram a tarifa de energia, compensados pelo crescimento da receita de subvenções para descontos tarifários.

6) queda de 1,0% na Receita de Disponibilidade da Rede Elétrica em 2025 decorrente, principalmente, do aumento de encargos da CDE na Copel DIS e do impacto negativo de R\$ 115,1 milhões, em função da revisão dos valores do componente financeiro da RAP na Rede Básica do Sistema Existente (RBSE), conforme Resolução Homologatória nº 3.467/2025 da Aneel. Estes resultados foram parcialmente compensados pelo crescimento de 1,1% do Mercado Fio na Copel DIS e da consolidação da transmissora Mata de Santa Genebra na Copel GeT, como resultado da combinação de negócio estratégico.

7.2. Custos e Despesas Operacionais

Em R\$ mil	2025	2024	Variação	
			R\$	%
Energia elétrica comprada para revenda	11.110.778	8.924.895	2.185.883	24,5
Encargos de uso da rede elétrica	2.755.534	2.865.490	(109.956)	(3,8)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	—	936	(936)	(100,0)
Pessoal e administradores	960.788	1.081.797	(121.009)	(11,2)
Planos previdenciário e assistencial	234.547	259.352	(24.805)	(9,6)
Material	108.061	86.882	21.179	24,4
Serviços de terceiros	1.192.282	1.074.308	117.974	11,0
Perdas de créditos, provisões e reversões	270.787	345.102	(74.315)	(21,5)
Outros custos e despesas operacionais	(75.584)	240.842	(316.426)	(131,4)
Depreciação e amortização	1.481.886	1.465.478	16.408	1,1
Custo de construção	3.272.763	2.522.908	749.855	29,7
	21.311.842	18.867.990	2.443.852	13,0

A variação dos Custos e Despesas Operacionais em 2025 decorre, principalmente, da combinação de:

- 1) crescimento de 24,5% nos custos com energia elétrica comprada para revenda, devido ao maior volume de energia proveniente do sistema de compensação de MMGD e aumento dos custos na CCEE na Copel DIS e ao aumento de compra de energia na Copel COM para fazer frente aos maiores volumes vendidos;
- 2) elevação de 29,7% dos custo de construção, em linha com o ciclo robusto de investimentos da Companhia, especialmente no Programa Transformação da Copel DIS e nos reforços de transmissão;
- 3) elevação de 11,0% com serviços de terceiros impulsionada pela maior volume de manutenção da rede elétrica e de consultorias especializadas, principalmente serviços jurídicos e suportes sistêmicos, e pelo atendimento aos consumidores com maior volume de ligações e atendimentos do call center;
- 4) aumento 1,1% da Depreciação e amortização decorrente da entrada em operação de novos ativos de distribuição compensada pela cessação de depreciação de ativos que estiveram na condição de mantidos para venda durante o ano de 2025, além da mudança de estimativa da depreciação e amortização de ativos da GET em função da renovação das concessões ocorridas em 2024;
- 5) redução expressiva em outros custos e despesas operacionais, decorrente dos ganhos com a alienação de usinas e com o descruzamento de ativos efetuados pela Copel GeT em 2025 (NE nº 37) e pelo ressarcimento do *curtailment* para os contratos ACL em decorrência da Lei 15.269/2025, compensados pelas perdas relacionadas à desativação de ativos associadas ao programa de investimento da Copel DIS;
- 6) redução 11,2% de despesas com pessoal e administradores em razão, principalmente, da redução do quadro de empregados que impactou na queda do total dos custos com remuneração, encargos e auxílios, e do menor valor de provisões por desempenho e participação nos lucros de empregados e administradores. Estes eventos foram compensados pelo acréscimo dos honorários de administradores e Incentivos a Longo Prazo (ILP) e pela atualização salarial decorrente do acordo coletivo de trabalho; e
- 7) queda de 21,5% em perdas de créditos, provisões e reversões, decorrente principalmente de menores valores de provisões para litígios cíveis além da reversão de impairment registrada em 2024, não recorrente em 2025.

7.3. Lucro Bruto

No exercício de 2025, o Lucro Bruto atingiu R\$ 5.661,5 milhões, ante R\$ 4.891,2 milhões no mesmo período do ano anterior e representando uma margem bruta de 21,7% ante 21,6% em 2024, com um ganho de R\$ 770,2 milhões, 15,7% acima.

7.4. Resultado da Equivalência Patrimonial

O Resultado da Equivalência Patrimonial totalizou R\$ 240,0 milhões em 2025, demonstrando uma queda de 14,7% ou R\$ 41,2 milhões, consequência principalmente da consolidação de 100% da transmissora Mata de Santa Genebra S.A. - MSG, a partir de 1º.06.2025.

7.5. Lucro antes do Resultado Financeiro e dos Tributos

O Lucro antes do Resultado Financeiro e dos Tributos atingiu R\$ 5.045,0 milhões em 2025 contra R\$ 4.064,2 milhões em 2024, representando um crescimento de R\$ 980,8 milhões ou 24,1% em função das variações já mencionadas acima nas rubricas de receita e custos operacionais.

7.6. Resultado Financeiro

O Resultado Financeiro totalizou R\$ 1.798,4 milhões de despesas financeiras líquidas em 2025 comparado a R\$ 1.157,0 milhões de despesas financeiras líquidas em 2024, devido ao aumento de 34,2% na rubrica de Despesas Financeiras em função principalmente da atualização monetária e encargos sobre a dívida, tendo em vista, principalmente a variação do CDI que constitui o indexador de 57,5% das dívidas da Companhia, além da consolidação das despesas financeiras da MSG e de Mauá a partir de junho de 2025, após descruzamento de ativos com a Axia. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo crescimento de 13,4% das receitas financeiras no período, principalmente decorrente de aumento de juros e acréscimo moratórios sobre contas a receber.

7.7. Lucro Operacional

O lucro operacional atingiu R\$ 3.246,7 milhões no exercício de 2025 comparativamente a R\$ 2.907,2 milhões verificados em 2024, demonstrando um aumento de R\$ 339,4 milhões, equivalente a 11,32%. A margem operacional foi de 12,4% em 2025, contra 12,8% em 2024, uma redução de 0,4 pontos percentuais (pp).

7.8. Imposto de Renda e Contribuição Social

Em 2025, o imposto de renda e a contribuição social totalizaram R\$ 577,6 milhões, frente a R\$ 599,4 milhões em 2024, redução de R\$ 21,8 milhões. Essa variação é reflexo do maior benefício fiscal decorrente da distribuição de juros sobre capital próprio, compensado pelo aumento de tributos em função do maior lucro apurado neste exercício.

7.9. Operações Descontinuadas

As operações descontinuadas que totalizaram R\$ 18,9 milhões positivos em 2025 são decorrentes dos resultados da Geração Céu Azul, empresa adquirida e vendida em 2025 (NE nº 37.3). Os R\$ 491,6 milhões registrados em 2024 são reflexo da venda da Compagas e da UEGA concluídos em julho e setembro de 2024, respectivamente.

7.10. Lucro Líquido

Em 2025, o lucro líquido consolidado da Copel, considerando operações descontinuadas, foi de R\$ 2.687,9 milhões, sendo -4,0% que no ano anterior, ou R\$ 111,5 milhões, ao obtido no exercício anterior, de R\$ 2.799,4 milhões. A Margem Líquida ficou em 10,0% em 2025 ante 10,2% em 2024, 2,1 pp inferior, impulsionado principalmente pela elevação de 34,2% nas despesas financeiras. Ao mesmo tempo, a redução de R\$ 20,9 milhões de imposto de renda e contribuição social contribuiu positivamente para o resultado. Esses movimentos, combinados ao menor resultado de operações descontinuadas (R\$ 18,9 milhões em 2025 vs. R\$ 491,6 milhões em 2024), explicam a queda moderada do lucro líquido consolidado no exercício de 2025.

O lucro líquido recorrente, que desconsidera os itens não recorrentes e os ganhos de capital com operações descontinuadas, totalizou R\$ 2.104,6 milhões, uma redução de 1,6% em relação ao ano anterior. Essa queda decorre, principalmente, do menor resultado financeiro, parcialmente compensados pelo melhor desempenho operacional e menor pagamento de tributos, em função do maior pagamento de Juros sobre Capital Próprio.

7.11. Ebitda

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 que 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.

Em R\$ milhões	Consolidado		
	2025	2024	Δ
Lucro líquido do exercício	2.687,9	2.799,4	(4,0)%
Lucro líquido do exercício - operações descontinuadas	(18,9)	(491,6)	(96,2)%
IRPJ e CSLL diferidos	381,4	421,4	(9,5)%
Provisão IRPJ e CSLL	196,2	178,0	10,2 %
Despesas (receitas) financeiras, líquidas	1.798,4	1.157,0	55,4 %
Lajir/Ebit	5.045,0	4.064,2	24,1%
Depreciação e Amortização	1.481,9	1.465,5	1,1 %
Lajida/Ebitda	6.526,9	5.529,7	18,0%
Itens não recorrentes			
(-/+) Valor justo na compra e venda de energia	(18,6)	36,6	— %
(-/+) Plano de Demissão Voluntária	21,5	18,3	17,5 %
(-/+) Alienação de Ativos/descruzamento	(477,3)	(264,4)	80,5 %
(-/+) Ressarcimento Curtailment	(265,7)	—	— %
(-/+) Ebitda op. descontinuadas	—	58,6	(100,0)%
(-/+) Equivalência Patrimonial	(240,0)	(281,2)	(14,7)%
(-/+) VNR	(161,2)	(82,4)	95,6 %
(-/+) Diferença Receita Transmissão Societária/Regulatória	148,2	6,5	>300%
Lajida/Ebitda Recorrente	5.533,8	5.021,7	10,2%

O Ebitda totalizou R\$ 6.526,9 milhões em 2025 contra R\$ 5.529,7 milhões em 2024, 18,0% superior ou R\$ 997,2 milhões de aumento. Esse desempenho foi impulsionado, principalmente, pela estratégia de comercialização de energia, que combina a modulação eficiente dos recursos do portfólio, a identificação de janelas de oportunidade com preços atrativos, além da comprovada eficiência operacional, especialmente no segmento de distribuição.

Desta forma, a Margem EBITDA foi de 25,0% em 2025 ante 24,4% no mesmo período de 2024.

7.12. Fluxo de Caixa

O Fluxo de Caixa das atividades operacionais apresentou geração de R\$ 3.028,4 milhões em 2025, ante R\$ 3.393,5 milhões em 2024, refletindo principalmente o consumo maior de capital de giro, parcialmente compensados pela expansão da receita operacional e pela estabilidade do lucro operacional.

O Fluxo de Caixa das atividades de investimentos registrou consumo de R\$ 1.759,4 milhões em 2025, inferior ao consumo de R\$ 5.739,4 milhões em 2024, reflexo principalmente do pagamento do bônus de outorga pela renovação das concessões em 2024. Adicionalmente, em 2025 a Companhia teve o efeito das alienações de investimentos, líquido das aquisições realizadas no ano e compensado também pelos investimentos estratégicos na expansão e modernização dos ativos.

O Fluxo de Caixa das atividades de financiamento apresentou consumo de R\$ 2.300,7 milhões em 2025, frente à geração de R\$ 803,9 milhões em 2024, resultado impactado, sobretudo, pela maior amortização de dívidas e pelo pagamento do prêmio pago aos acionistas no processo de migração para o Novo Mercado, compensado por um maior valor de captações realizadas em 2025 pela Copel DIS e Copel GeT, medidas alinhadas às diretrizes de disciplina financeira e geração de valor ao acionista.

7.13. Situação Patrimonial

O Patrimônio Líquido totalizou R\$ 23.092,0 milhões em 31.12.2025, representando 38,2% de capital próprio, com redução de 9,9% (R\$ 2.545,0 milhões) em relação ao exercício encerrado em 31.12.2024, que totalizava R\$ 25.636,9 milhões, especialmente atribuído ao pagamento de dividendos e do prêmio referente ao resgate das ações PNCs.

7.14. Valor Adicionado

No exercício de 2025 a Copel apurou R\$ 18.081,8 milhões de Valor Adicionado, 8,8% superior ao ano anterior, no montante de R\$ 16.623,6 milhões. A apresentação, na íntegra, encontra-se nas Demonstrações Financeiras.

Distribuição do Valor Adicionado	2025	2024	%
Acionistas	6,1 %	10,5 %	(42)%
Retido	8,7 %	3,3 %	164%
Terceiros	16,9 %	13,7 %	23%
Pessoal	6,9 %	8,3 %	(17)%
Operações descontinuadas	0,1 %	4,9 %	(98)%
Governo	61,3 %	59,3 %	3%
Total	100,0%	100%	—%

7.15. Programa de Investimentos

Seguem valores dos programas de investimentos realizados e os previstos para 2026, aprovados pelo Conselho de Administração:

Subsidiária	Realizado		Previsto	Variação %
	2025	2024	2026	2025-2024
Copel Geração e Transmissão (1)	626,7	263,0	971,6	138,3
Copel Distribuição (2)	2.959,0	2.196,9	1.942,8	34,7
Copel Comercialização	2,0	1,3	1,9	53,8
Copel Serviços e outras participações (3)	1,1	40,6	55,4	(97,3)
Holding	3,7	2,0	49,6	85,0
Total	3.592,5	2.503,8	3.021,3	43,5

(1) Inclui os empreendimentos SPEs Bela Vista (Ger), Marumbi (Tra), Costa Oeste (Tra), Uirapuru (Tra) e FDA (Ger) e o pagamento de R\$ 196,6 milhões relativo ao descruzamento de ativos

(2) Inclui Programa "Transformação" composto pelos projetos Paraná Trifásico, Rede Elétrica Inteligente e Confiabilidade Total.

(3) Inclui plano e programas de Inovação da Copel.

Para os próximos 5 anos, a Copel prevê R\$ 17,8 bilhões em investimentos, com alocação estratégica voltada ao fortalecimento da qualidade do serviço e ampliação da eficiência operacional, reforçando o compromisso com a geração de valor sustentável para seus acionistas e clientes. Para 2026, o plano de investimentos prevê aplicação de aproximadamente R\$ 3,0 bilhões.

O plano plurianual de investimentos foi elaborado com rigor na avaliação de projetos com retornos claramente definidos, como os investimentos orgânicos na concessão de distribuição, que somam mais de R\$ 13,0 bilhões, e em transmissão, com aproximadamente R\$ 2,0 bilhões. Essa priorização está alinhada à premissa central da nossa tese, baseada em um modelo de negócios de baixo risco.

No Copel Day de 2025 foi apresentado o *framework* analítico da Companhia que direciona a alocação de capital, com fundamentos para o retorno mínimo que incorporam a Taxa de Desconto do Negócio (Ke e WACC), a TIR implícita e a Taxa Mínima de Retorno (TMR) com spread de risco do projeto e o custo de oportunidade.

Esses montantes são relativos ao CAPEX previsto para 2026:

- R\$ 1,9 bilhão são destinados aos ativos regulatórios da Copel DIS para modernização da rede, com instalação de dispositivos elétricos, como *trip save* e *self healing*, construção de novas subestações e expansão do km de rede.
- R\$ 972 milhões para Copel GeT, sendo R\$ 450 milhões para transmissão, principalmente em reforços e melhorias da rede, e R\$ 440 milhões em geração, para modernização de usinas hídricas e recuperação de performance de eólicas.

A Companhia adota uma disciplina rigorosa de alocação de capital, estruturada sobre pilares claros e bem definidos. O primeiro pilar é a Política de Dividendos, uma das mais robustas do setor elétrico brasileiro, sustentada por uma estrutura de capital ótima e por uma previsibilidade de alavancagem que assegura a distribuição mínima de 75% do lucro líquido, reforçando o compromisso com a geração de retorno aos acionistas.

O segundo pilar é um *framework* estruturado de análise de investimentos, que estabelece critérios rigorosos de retorno mínimo, garantindo seletividade, criação de valor e alinhamento estratégico em todas as decisões de capital.

A partir dessa base disciplinada, a Copel mantém flexibilidade para executar oportunidades de alocação de capital em múltiplas frentes, incluindo: i) investimentos orgânicos em linha com o plano plurianual; ii) distribuição consistente de dividendos; e iii) outras opcionalidades de geração de valor como programa de recompra de ações e M&A.



Essa abordagem equilibrada reforça a capacidade da Companhia de combinar crescimento, retorno ao acionista e disciplina financeira, sustentando a criação de valor no médio e longo prazo.

A integração dos sistemas de controles e processos no SAP S/4HANA, em uma arquitetura única e *state of the art*, consolidará e agilizará os controles, permitindo uma tomada de decisão mais eficiente.

7.16. Endividamento

Em R\$ milhões	Consolidado		
	2025	2024	Var
Dívida Bruta	20.038,9	17.753,9	12,9 %
Empréstimos e Financiamentos	3.368,4	5.126,5	(34,3)%
Debêntures (a)	16.670,5	12.627,4	32,0 %
(-) Disponibilidade	3.738,9	4.596,4	(18,7)%
Caixa e equivalente de caixa (a)	3.130,4	4.161,9	(24,8)%
Títulos e valores mobiliários (b)	608,5	434,5	40,0 %
Dívida Líquida	16.300,0	13.157,5	23,9 %
Alavancagem	2,7	2,6	

(a) Contempla o valor das debêntures e do swap registrado na rubrica de Outras contas a pagar

(b) Considera títulos e valores mobiliários circulante e garantias de contratos de dívida não circulante

A Dívida Bruta totalizou R\$ 20.038,9 milhões em 31.12.2025 ante R\$ 17.753,8 milhões no encerramento do exercício, em 31.12.2024. O aumento de R\$ 2.285,1 milhões, equivalente a 12,9%, foi devido principalmente às necessidades de investimento e de capital de giro. A Disponibilidade totalizou R\$ 4.596,4 milhões em 31.12.2024 para R\$ 3.738,8 milhões em 31.12.2025, equivalente a R\$ 857,6 milhões de redução no ano.

O Endividamento da Copel em 2025 consolidou a dívida de Mata de Santa Genebra e Mauá e os investimentos realizados no exercício. O custo médio da dívida em taxa nominal em 31.12.2025 é de 13,07% a.a. (11,96% a.a. em 31.12.2024), o que equivale a 87,74% do CDI (98,46% do CDI em 2024).

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.

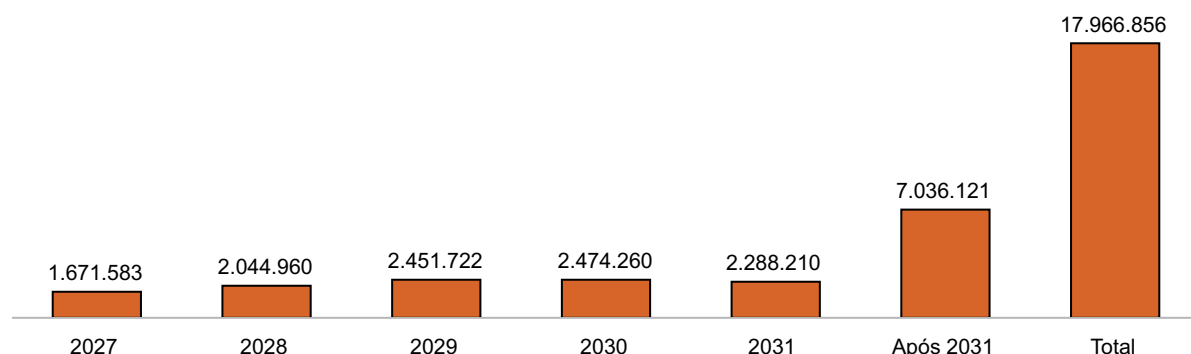
É importante ressaltar que a Companhia busca investir em projetos e, para tanto, utiliza linhas de financiamento disponíveis no mercado, que façam sentido na estrutura de capital da Copel, no que tange à alavancagem financeira frente ao retorno dos projetos. Salienta-se que as perspectivas de financiamentos, bem como as disponibilidades de caixa, serão suficientes para atendimento ao plano de investimentos do exercício de 2026. Em 2025 foram obtidos os recursos apresentados no quadro a seguir:

Ingressos (Em R\$ milhões)	Empresa	Financiador	Valor
BB/BNDES UHE Mauá Eletrobras 21 (¹)	Copel Geração e Transmissão	BB/BNDES	35.226
BNDES UHE Mauá Eletrobras 08 (¹)	Copel Geração e Transmissão	BNDES	38.912
Debêntures - 10ª emissão 1ª série	Copel Geração e Transmissão	Debêntures	500.000
Debêntures - 10ª emissão 2ª série	Copel Geração e Transmissão	Debêntures	500.000
Debêntures - 10ª emissão 3ª série	Copel Geração e Transmissão	Debêntures	1.000.000
Debêntures - 10ª emissão 1ª série	Copel Distribuição	Debêntures	1.300.000
Debêntures - 10ª emissão 2ª série	Copel Distribuição	Debêntures	500.000
Debêntures - 10ª emissão 3ª série	Copel Distribuição	Debêntures	1.200.000
Debêntures - 2ª emissão (¹)	Mata de Santa Genebra	Debêntures	183.580
Debêntures - 3ª emissão, 1ª série (¹)	Mata de Santa Genebra	Debêntures	403.840
Debêntures - 3ª emissão, 2ª série (¹)	Mata de Santa Genebra	Debêntures	611.772
Debêntures - 3ª emissão, 3ª série (¹)	Mata de Santa Genebra	Debêntures	595.080
Total			6.868.410

(¹) Consolidação da dívida da Mata de Santa Genebra e Mauá em razão da operação de descruzamento de ativos realizada entre a subsidiária integral Copel Geração e Transmissão S.A. - Copel GeT e a Axia (antiga Eletrobrás), ocorrida em 05.2025

Os pagamentos ocorridos no ano totalizaram R\$ 6.546,5 milhões, sendo R\$ 4.571,9 milhões de principal e R\$ 1.974,6 milhões de encargos. O cronograma de vencimentos da dívida de longo prazo, contemplando empréstimos, financiamentos e debêntures está demonstrado a seguir:

Pagamento da dívida (R\$ milhões)



7.17. Distribuição de dividendos e juros sobre o capital próprio

Foram distribuídos R\$ 2.450.00 milhões brutos de remuneração aos acionistas sob a forma de dividendos e Juros sobre Capital, deliberados durante 2025, com pagamentos das aprovações especificadas na tabela abaixo:

(em R\$ mil)	2025		
	Total	JCP	Dividendos (1)
Aprovação na AGO	23.04.2026		
Aprovação no CAD		18.11.2025	10.12.2025
Data de pagamento		19.01.2026	ATÉ 30.06.2026
Base para distribuição de dividendos	2.596.820		
Valor para Ações ON	2.450.000	1.100.000	1.350.000
Total Distribuído Bruto	2.450.000	1.100.000	1.350.000

(1) Dividendo proposto, a ser deliberado na AGO do dia 23.04.2026

(em R\$ mil)	2024				
	Total	JCP	Dividendos	JCP	Dividendos (1)
Aprovação na AGO	24.04.2025				
Aprovação no CAD		11.09.2024	11.09.2024	25.11.2024	
Data de pagamento		29.11.2024	29.11.2024	23.12.2024	
Base para distribuição de dividendos	2.702.513				
Valor para Ações ON	963.583	116.786	83.405	247.602	515.790
Valor para Ações PNA	2.553	309	221	655	1.368
Valor para Ações PNB	1.369.000	165.905	118.485	351.743	732.867
Total Distribuído Bruto	2.335.136	283.000	202.111	600.000	1.250.025

(1) Dividendo proposto, deliberado na AGO do dia 24.04.2025

A distribuição de dividendos intercalares representa uma fonte previsível e recorrente de caixa para o acionista, ao diluir a remuneração ao longo do exercício e reduzir o risco de concentração do retorno em um único momento. Esse formato amplia a previsibilidade da renda e diminui a incerteza associada ao recebimento dos dividendos, contribuindo para um perfil de retorno mais equilibrado e consistente.

É importante destacar que a decisão pela distribuição intercalar está totalmente alinhada à Política de Dividendos da Companhia, sendo sustentada por uma estrutura ótima de capital. Dessa forma, a antecipação da remuneração aos acionistas ocorre de maneira responsável e disciplinada, sem comprometer a solidez financeira, a capacidade de investimento ou a previsibilidade dos resultados no médio e longo prazo.

Como citado anteriormente, a estrutura ótima de capital que sustenta nossa Política de Dividendos leva em consideração a avaliação do FCF - Fluxo de Caixa de Financiamento, de todas as unidades de negócio, e atribui um modelo probabilístico com variáveis macroeconômicas e regulatórias. Com isso, o nível de alavancagem definida na política, com banda entre 2,5x a 3,1x e convergência a 2,8x em 24 meses, está alinhada com as principais premissas de operação e permite previsibilidade na distribuição de proventos.

7.18. Ações

Volume negociado das ações 2025:

Volume negociado		ON (CPLE3)	
		Total	Média diária
B3	Negócios	2.139.646	8.593
	Quantidade	1.560.537.900	6.267.220
	Volume (R\$ mil)	17.601.181	70.687
	Presença nos pregões	249	100%
NYSE	Quantidade	2.067.098	8.613
	Volume (US\$ mil)	16.856	70
	Presença nos pregões	240	1
Latibex	Quantidade	2.491	415
	Presença nos pregões	6	—

Desempenho na cotação das ações:

	Ação (1) (2)	2025	2024	Variação %
B3	CPLE3	R\$13,08	R\$8,24	58,7
	Ibovespa	161.125	120.283	34,0
	Índice de Energia Elétrica	123.056	77.455	58,9
NYSE	ELPC	US\$ 9,51	US\$ 5,33	78,4
	Índice Dow Jones	48.063	42.544	13,0
LATIBEX	XCOPO	€ 1,99	€ 1,50	32,7
	Índice Latibex	2.205	1.906	15,7

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

(2) Com a migração para o Novo Mercado da B3 as ações CPLE6, ELP e XCOP foram descontinuadas em novembro de 2025 e, a CPLE5 foi descontinuada em dezembro de 2025

A valorização de 58,7% nas ações da Companhia em 2025 fundamenta-se em pilares estratégicos fundamentais. Esse desempenho é reflexo direto da redução de custos e do aumento da eficiência operacional, aliados ao aprimoramento da governança corporativa. Ademais, a eficientização da estrutura de capital, o incremento de remuneração para aos acionistas a consistência na entrega de resultados consolidaram a confiança do mercado e impulsionaram este expressivo crescimento.

8. PERFORMANCE ESG

A Copel integra os princípios ESG (Ambiental, Social e Governança) à sua estratégia corporativa, fundamentando sua atuação nos temas materiais identificados junto às partes interessadas e nas diretrizes da nossa Política de Sustentabilidade, tendo a integridade como valor transversal que orienta todas as nossas práticas, compromisso com a ética, transparência e conformidade. Essa abordagem é complementada por compromissos voluntários alinhados aos Princípios do Pacto Global e aos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável da ONU (Agenda 2030).

O ESG na estratégia da Copel visa promover uma cultura sistêmica e ampla de sustentabilidade, com origem nas partes interessadas, e os temas materiais orientam programas e iniciativas que geram valor compartilhado, minimizam riscos e potencializam oportunidades.

No aspecto ambiental, a descarbonização, adaptação e resiliência climática, biodiversidade e ecoeficiência são direcionadores para projetos e iniciativas, como o *Plano de Neutralidade de Carbono*, pelo qual a Companhia adota medidas para neutralizar sua emissão direta de carbono até 2030. A Copel investe em energias 100% renováveis, pesquisa fontes alternativas e reduz emissões de gases de efeito estufa, reforçando seu compromisso no combate às mudanças climáticas.

No campo social, o pilar Pessoas é central, com foco na saúde e segurança dos colaboradores, direitos humanos e diversidade. A Copel valoriza a promoção de um ambiente de trabalho saudável, com meta de zero acidentes fatais, atuando de forma justa e inclusiva com colaboradores e partes interessadas, além de fortalecer o engajamento com as comunidades.

Na governança, a Copel adota uma abordagem estruturada e transparente, com destaque para o Programa de Integridade, que é fundamentado no Código de Conduta e alinhado aos princípios do Pacto Global. O programa desenvolve ações voltadas à prevenção de riscos, à promoção de uma cultura ética e ao engajamento contínuo dos colaboradores. A Companhia também mantém uma gestão robusta de riscos e controles internos, assegurando a conformidade com normas e regulamentos e fortalecendo a governança em todos os níveis organizacionais.

O desempenho ESG é monitorado continuamente por indicadores de referência, como o Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da B3 e o Corporate Sustainability Assessment (CSA) da S&P Global.

Destaques em ESG 2025:

- Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE): Em 2025, a Copel continua fazendo parte da carteira do ISE B3. O ISE é uma lista exclusiva de empresas comprometidas com o desenvolvimento sustentável.
- Índice Carbono Eficiente (ICO2): Mais uma vez, a Companhia foi reconhecida como referência em sustentabilidade ao ser incluída na carteira do ICO2 da B3. Esse reconhecimento reforça a posição da Companhia entre as mais eficientes na gestão das emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) e solidifica sua liderança no setor elétrico brasileiro, consolidando seu compromisso com a transição para uma economia de baixo carbono.
- Copel media Painel no Maior Evento Brasileiro sobre Emissões de GEE: Em agosto de 2025, a Copel foi convidada para mediar um painel no maior evento brasileiro sobre mudanças climáticas, promovido pelo programa GHG Protocol, que divulgou os resultados dos inventários corporativos de emissões de GEE de 2024/25. O convite reconhece o histórico da empresa em ações sustentáveis, como o Plano de Neutralidade de Carbono até 2030. Fundadora do GHG Protocol no Brasil, a Copel reafirma seu papel de destaque na transição energética e na sustentabilidade.
- Ação de Voluntariado e Reconhecimento: Em comemoração ao Dia Nacional do Voluntariado (28 de agosto), o projeto Tricopel, que opera sob o guarda-chuva do programa corporativo EletriCidadania, ganhou destaque em uma matéria produzida pelo jornal da UB Play (afiliado da TV Cultura). O programa permite que colaboradores dediquem até 8 horas de sua jornada de trabalho a cada dois meses para ações sociais e ambientais de interesse da comunidade.
- Lançamento do Novo Código de Conduta do Fornecedor: A Copel lançou seu Código de Conduta do Fornecedor, um documento que estabelece diretrizes claras para a atuação de suas empresas fornecedoras. O Código foca em ética, sustentabilidade e responsabilidade corporativa, apresentando diretrizes sobre temas como integridade, responsabilidade socioambiental, prevenção de riscos e respeito aos direitos humanos.
- Prêmio Parceiro Pura Energia 2025: A Copel promoveu, em 27.08, a cerimônia de reconhecimento dos vencedores do Prêmio Parceiro Pura Energia 2025. Este evento, que se enquadra no pilar de Governança e Responsabilidade Social, reconhece os parceiros por sua atuação alinhada aos valores e propósitos da Companhia. A iniciativa reforça o compromisso da Copel com o estabelecimento de parcerias éticas e sustentáveis.

8.1. Governança Corporativa

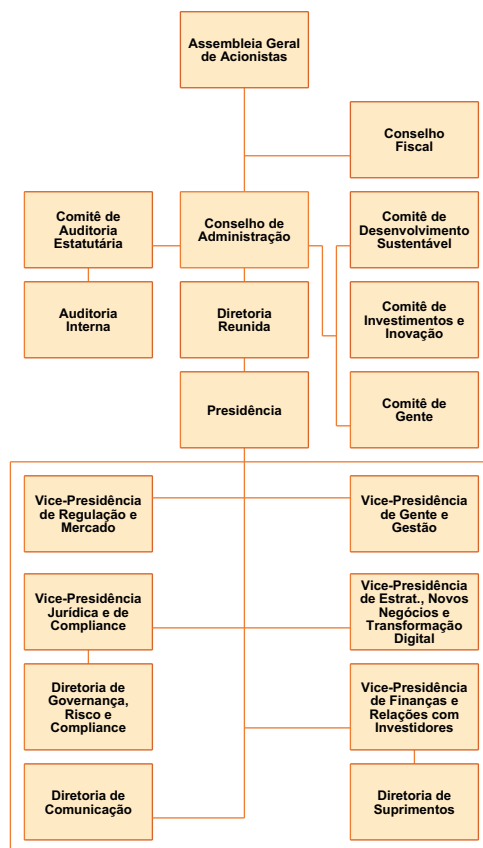
Após sua transformação em companhia de capital disperso e sem acionista controlador ("Corporação"), em 2023, a Copel deu continuidade à adoção de uma série de mecanismos para fortalecer sua estrutura de governança corporativa, aperfeiçoando seus instrumentos e buscando manter uma estrutura robusta que acompanha a evolução das práticas de mercado. 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.

Em dezembro de 2025, a Companhia passou a integrar o rol das empresas com padrões mais elevados de governança corporativa com a conclusão do processo de migração para o Novo Mercado da B3 - Brasil, Bolsa e Balcão. A migração ao Novo Mercado exigiu a reforma do Estatuto Social da Copel, trazendo modernização e melhorias de governança, refletindo os requisitos obrigatórios do Regulamento do Novo Mercado.

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.

8.1.1. Estrutura de Governança



Conselheiro	Cargo
Marcel Martins Malczewski	Presidente - independente
Marco Antônio Barbosa Cândido	Conselheiro independente e coordenador do Comitê de Auditoria Estatutária
Raul Almeida Cadena	Conselheiro independente e Coordenador do Comitê de Investimento e Inovação
Geraldo Corrêa de Lyra Junior	Conselheiro independente e Coordenador do Comitê de Desenvolvimento Sustentável
Jacildo Lara Martins	Conselheiro independente
Viviane Isabela de Oliveira Martins	Conselheira independente e Coordenadora do Comitê de Gente
Pedro Franco Sales	Conselheiro independente, Membro dos Comitês de Auditoria Estatutária e Investimentos e Inovação
Moacir Carlos Bertol	Conselheiro e Membro do Comitê de Desenvolvimento Sustentável

O Comitê de Auditoria conta com especialista financeiro, membro externo, Sr. Carlos Biedermann.

Diretoria Holding	Cargo
Daniel Pimentel Slaviero	Presidente
David Campos	Diretor de Comunicação
Felipe Gutterres Ramella	Vice-Presidente de Finanças e de Relações com Investidores
Yuri Müller Ledra	Vice-Presidente Jurídico e de Compliance
Vicente Loíácono Neto	Diretor de Governança, Risco e Compliance
Diogo Mac Cord de Faria	Vice-Presidente de Estratégia, Novos Negócios e Transformação Digital
Márcia Cristine Ribeirete Baena	Vice-Presidente de Gente e Gestão
André Luiz Gomes da Silva	Vice-Presidente de Regulação e Mercado
Anderson Cotias e Silva	Diretor de Suprimentos

Conselho Fiscal	
Titulares	Suplentes
Demetrius Nichele Macei	José Paulo da Silva Filho
Sérgio Henrique da Fonseca	Paulo Roberto Franceschi
Filipe Bordalo di Luccio	Verônica Gomes Vairo

Ainda, no âmbito dos comitês estatutários, são membros externos, o Sr. Bruno Bretas de Macedo Silva do Comitê de Gente e a Sra. Lavinia Rocha de Hollanda do Comitê de Desenvolvimento Sustentável.

8.1.2. 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 colaboradores, 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 é 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 2025.

Código de Conduta

Criado em 2003, o Código de Conduta foi revisado e atualizado em 2024, incorporando as mudanças decorrentes da transformação da Companhia em corporação e melhores práticas de mercado. 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, cibersegurança e inteligência artificial. 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.

Em 2025 a Companhia formalizou um Código de Conduta específico para Fornecedores. O objetivo do documento é registrar de forma clara as diretrizes que devem ser seguidas por todos os fornecedores da Companhia. No caso de contratações e compras, as empresas se comprometem formalmente em seguir as diretrizes do documento.

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 canais de manifestação específicos para esses fins, com garantia de sigilo.

O Canal de Denúncia é gerido pela Diretoria 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.

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/>

8.1.3. Gestão de riscos

A Gestão de Riscos fortalece a Governança Corporativa ao aumentar a segurança no alcance dos objetivos, ampliar a transparência e aprimorar os controles internos. Também busca gerar e proteger valor por meio da identificação de oportunidades e ameaças, do cumprimento de normas legais e da melhoria da eficiência operacional, incluindo a gestão de crises e incidentes.

A Política de Gestão de Riscos da Copel, fundamentada nos valores da Companhia, no Código de Conduta e nas diretrizes do *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission* (COSO), orienta a identificação, avaliação, tratamento e monitoramento dos riscos que podem afetar seus objetivos. Suas diretrizes abrangem áreas corporativas, subsidiárias e controladas, e são recomendadas às demais empresas do grupo. A alta administração recebe treinamentos específicos, enquanto os demais empregados são capacitados na metodologia de gestão de riscos, permitindo identificar exposições e adotar ações mitigadoras.

Os riscos estratégicos são revisados na elaboração do Planejamento Estratégico, em trabalho conjunto da alta administração da Copel e das subsidiárias, envolvendo identificação, análise e definição de planos de controle, contingência e monitoramento. Além disso, os principais riscos são classificados em Financeiros, Operacionais e de Conformidade.

Para definir seu apetite ao risco, a Copel considera pilares como elevados padrões éticos e de compliance, alinhamento às práticas ESG com foco em clima e aspectos socioambientais, rigor na segurança do trabalho, aprimoramento contínuo da segurança cibernética e investimentos compatíveis com a Política de Investimento e o Planejamento Estratégico, baseados em integração, disciplina de capital e inovação.

De acordo com a Política de Gerenciamento de Riscos da Companhia, são realizados reportes periódicos à alta administração sobre o portfólio de riscos e os respectivos planos de mitigação, incluindo aspectos ambientais, sociais e de governança. Esse processo é continuamente aprimorado, garantindo alinhamento às melhores práticas de mercado e à legislação vigente.

8.1.4. Auditoria Externa

A política de contratação de serviços de auditores independentes assegura que não haja conflito de interesses, perda de independência ou objetividade. 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 PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes - PwC para a prestação de serviços de auditoria independente de suas demonstrações financeiras até o fim do exercício social de 2028. A PwC iniciou suas atividades a partir da revisão das demonstrações financeiras intermediárias do primeiro trimestre do exercício de 2024.

No exercício social encerrado em 31.12.2025 a PwC recebeu honorários no valor de R\$ 6,5 milhões e o auditor antecessor (Deloitte) recebeu o valor de R\$ 0,2 milhões, perfazendo um total R\$ 6,7 milhões referentes aos serviços regulares de auditoria independente. Adicionalmente, foram pagos R\$ 0,3 milhão para a PwC em 2025 por serviços não relacionados à auditoria independente referentes a asseguaração das informações do Relato Integrado e da estrutura de controles para o processo de compilação e apuração de índice financeiro.

8.2. Dimensão Social

No campo social, o pilar Pessoas é central, com foco na saúde e segurança dos colaboradores, direitos humanos e diversidade. A Copel valoriza a promoção de um ambiente de trabalho saudável, com meta de zero acidentes fatais, atuando de forma justa e inclusiva com colaboradores e partes interessadas, além de fortalecer o engajamento com as comunidades.

8.2.1. Promoção dos direitos Humanos e Responsabilidade Social

A Política de Sustentabilidade define diretrizes para prevenir, mitigar e reparar violações, garantindo ambientes de trabalho dignos, inclusivos e livres de desigualdades. Desde 2022, a Companhia vem padronizando processos de monitoramento e avaliação por meio da devida diligência de fornecedores, do levantamento de temas prioritários de direitos humanos e do uso de indicadores como saúde e segurança, registros do Canal de Denúncias e relatórios internos para identificar riscos e oportunidades de melhoria.

Entre 2022 e 2025, foram realizadas capacitações sobre direitos humanos em áreas estratégicas, abordando impactos na cadeia de valor, monitoramento, prevenção e, avanços no processo de diligência corporativa. Em 2024, lançou o Curso de Direitos Humanos durante a Semana Integrada de ESG, ampliando e aprofundando os temas de inclusão e responsabilidade social. Já em 2025, a programação explorou os temas de compliance e inclusão, com ênfase na neurodiversidade, reforçando o compromisso da Companhia com ambientes de trabalho cada vez mais inclusivos e alinhados às melhores práticas internacionais.

Engajamento Social e Desenvolvimento Comunitário

A Copel desenvolve ações sociais alinhadas às expectativas da sociedade e à Agenda 2030 da ONU, promovendo desenvolvimento nas comunidades onde atua e mitigando impactos socioambientais. As iniciativas incluem programas sociais obrigatórios dos PBAs e projetos corporativos, como EletriCidadania, Cultivar Energia e Educa ODS.

A Política de Sustentabilidade também define diretrizes para o investimento social privado e, as subsidiárias reportam trimestralmente à Diretoria de Governança, Risco e Compliance todas as doações e contribuições, garantindo transparência e alinhamento estratégico.

Mais informações sobre esses programas podem ser encontradas no [Relato Integrado](#).

8.2.2. 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 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 a possibilidade de aproveitamento do quadro interno, uma vez que a transposição entre carreiras agora é permitida, facilitando assim a mobilidade dos profissionais.

Movimentação do quadro de pessoal	
Quadro em 31.12.2024	4.396
Admissões/readmissões	458
Desligamentos (1)	571
Quadro em 31.12.2025	4.287
Turnover em 2025	11,7

A Copel adota uma política de terceirização que segue as exigências legais, normas de segurança do trabalho e disposições internas, como o Manual do Fornecedor e o Regulamento de Contratação.

(1) Incluídos os colaboradores que saíram no Programa de Demissão Voluntária durante o ano de 2025

A Copel é reconhecida por suas boas práticas em gestão de pessoas. A Companhia celebrou, desde 2023 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.

• Política de Equidade

A Copel defende a equidade como o tratamento justo e isonômico a ser dispensado a cada uma das partes interessadas (conforme as suas especificidades e demandas), sempre baseado em respeito, diversidade, inclusão e igualdade de direitos e oportunidades. A equidade estimula a competitividade e constrói um ambiente que viabiliza decisões mais assertivas e justas, com atenção especial a grupos vulneráveis e sujeitos à discriminação.

Para a Copel, o compromisso com a equidade de gênero e com o papel da mulher no Brasil e no mundo são uma missão de todos. Por isso, constitui pilar fundamental dentre as suas diretrizes estratégicas e está refletido nos seus documentos empresariais, em especial no Código de Conduta e nas Políticas de Sustentabilidade, de Governança Corporativa, de Gestão de Pessoas e de Indicação, Remuneração e Avaliação Anual de Desempenho.

O Código de Conduta da Copel expressa o seu compromisso com a criação e a manutenção de ambiente de trabalho respeitoso, cordial, que incentive a diversidade, equidade e inclusão, proporcionando a dignidade dos colaboradores e favorecendo o trabalho em equipe. A Política de Indicação, Remuneração e Avaliação Anual de Desempenho estabelece, dentre suas diretrizes, a observância da diversidade de gênero, idade, orientação sexual e identidade de gênero, raça e/ou etnia, visando promover a igualdade de oportunidades. Na mesma linha, a Política de Governança prevê o dever dos Agentes de Governança de tratar os acionistas e demais partes interessadas de maneira justa e uma abordagem diferenciada conforme as relações e demandas de cada parte interessada com a organização, motivada pelo senso de justiça, respeito, diversidade, inclusão, pluralismo e igualdade de direitos e oportunidades.

Adicionalmente, o respeito aos direitos humanos em todas as atividades laborais está previsto como diretriz específica da Política de Sustentabilidade, considerando que homens e mulheres devem ter acesso a um trabalho decente e produtivo, em condições de liberdade, equidade, segurança e dignidade, conforme determina a Organização Internacional do Trabalho - OIT. Além disso, a Política de Gestão de Pessoas orienta a Companhia a zelar pela manutenção de um ambiente de trabalho inclusivo, seguro e saudável, livre de qualquer tipo de assédio, e de promover e estimular ações que garantam o respeito à diversidade, a equidade nas relações, a qualidade de vida e a saúde integral.

A Copel também garante, em suas normativas internas, a igualdade de gênero, assim como de raça, cor e orientação sexual, de modo que as ações adotadas refletem na retenção de colaboradores e no impulso à performance e à sustentabilidade dos negócios.

Destaca-se que a Copel conta, ainda, com uma Comissão Permanente de Promoção de Diversidade, cujo objetivo central é fomentar a equidade, com atenção especial a grupos vulneráveis e sujeitos a discriminação.

Por fim, como a primeira empresa do setor a se tornar signatária do Pacto Global da ONU (no ano 2000), a Copel assumiu compromissos e metas para o atingimento dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável – ODS, dentre os quais o ODS 5 (Igualdade de Gênero), o ODS 8 (Trabalho Decente e Crescimento Econômico) e o ODS 10 (Redução das Desigualdades).

Seguem os dados referentes à quantidade de mulheres contratadas, bem como à proporção de remuneração entre homens e mulheres:

Quantidade de mulheres				
Categoria funcional	2024	% total	2025	% total
Profissional técnico de nível médio	81	6,7	77	5,8
Profissional de nível médio	553	26,6	478	28,6
Profissional de nível superior	327	29,5	397	30,8
Total	961	21,9	952	22,3

Quantidade de mulheres				
Órgãos de governança	2024	% total	2025	% total
Diretoria	1	4,00	2	7,69
Conselho de Administração	3	12,00	3	13,64
Conselho Fiscal	5	16,67	5	16,67
Comitês Estatutários	2	16,67	2	16,67

Nota: a apuração referente aos órgãos estatutários considera o número de posições existentes, e não o número de indivíduos que as ocupam. Adicionalmente, os membros suplentes do Conselho Fiscal são contemplados na base de cálculo, uma vez que são formalmente eleitos e participam das reuniões e deliberações na ausência dos respectivos titulares. Utilizado como referência as premissas utilizadas na norma GRI 405-1 (GRI = Global Reporting Initiative), relacionada à Diversidade em órgãos de governança e empregados, mesma metodologia utilizada para divulgação da informação no Relatório Integrado da Companhia.

Proporção entre salário-base e a remuneração recebidos pelas mulheres e aqueles recebidos pelos homens ¹				
Categoria funcional	2024		2025	
	Razão do salário-base	Razão da remuneração	Razão do salário-base	Razão da remuneração
Profissional técnico de nível médio	1,00	0,94	1,03	0,94
Profissional de nível médio	1,04	0,91	1,03	0,92
Profissional de nível superior	0,83	0,81	0,84	0,87
Total	0,98	0,90	1,01	0,92

¹ Para o cálculo das médias de salário-base e remuneração, não foram incluídos empregados com jornada de trabalho inferior a 8 horas diárias. A remuneração total foi determinada somando-se o salário-base, adicionais, Participação nos Lucros e Resultados (PLR), Prêmio por Desempenho Copel (PPD) e Abono previsto no Acordo Coletivo de Trabalho.

• Cultura Copel

Em 2025, a Companhia passou por uma intensa revisão da cultura para apoiar o momento de transformação, pois entende-se que a gestão da Cultura é um tema estruturante e indispensável para a Copel neste momento e deixa claro quais são os comportamentos que irão levar a organização para o futuro. O processo contou com o apoio de uma consultoria externa que respaldou na definição integrada dos Valores, construídos a várias mãos, definição da ambição e da razão de Ser da Copel:

Razão de Ser:	Iluminar vidas com pura energia.
Ambição:	Ser a empresa que mais gera valor no setor elétrico brasileiro.
Nossa força é nossa gente:	Somos um time protagonista que se desenvolve junto com o negócio.
Cada cliente importa:	Impulsionamos as conquistas dos nossos clientes
Entregamos resultados extraordinários:	Construímos resultados sustentáveis ao longo do tempo.
Movidos a futuro:	Somos fonte de conhecimento e inovação.
Segurança e ética são inegociáveis:	Nosso exemplo faz a diferença.

• Saúde, Bem-estar e Benefícios

Saúde e Qualidade de Vida são temas que permeiam nosso compromisso com o cuidado, saúde e bem-estar dos colaboradores, reforçando nossos Valores “Nossa Força é Nossa Gente” e “segurança e Ética são Inegociáveis” orientando nosso Jeito de Ser e Fazer dentro da Copel. Temos como premissa a construção de um ambiente organizacional saudável, seguro, com equilíbrio entre a vida pessoal e profissional, visando a promoção da saúde integral, coordenando ações, programas e benefícios.

Entre os benefícios financeiros concedidos pela Companhia a todos os seus colaboradores, além dos previstos pela legislação, destacam-se: auxílio-educação; adiantamento de férias; participação nos lucros e resultados - PLR; prêmio por desempenho - PPD; auxílio-alimentação e refeição; vale lanche; auxílio-creche; auxílio a colaboradores com deficiência e a colaboradores que tenham dependente com deficiência; complementação de auxílio-doença, entre outros.

A Companhia oferece ainda benefícios não financeiros que impactam positivamente na qualidade de vida e bem-estar, como: liberação para acompanhamento de familiar, liberação para realização do pré-natal e acompanhamento da gestante, licença maternidade e licença paternidade estendidas; horas para voluntariado; flexibilidade de jornada; redução de jornada de 8 para 6 horas; banco de horas.

As ações e programas de Saúde e Bem-estar da Companhia são estruturados em quatro pilares, baseados nas premissas da Organização Mundial de Saúde: saúde física, saúde mental, bem-estar social e bem-estar financeiro, com uma visão integral do ser humano com destaque para:

Saúde Física	Saúde Mental
Exames de rastreamento e diagnóstico precoce	Canal de atendimento psicológico de urgência e emergência
Plano de Saúde	Programa de dependência química
Vacina da Gripe	Psicoterapia online
Incentivo à prática de atividade física e hábitos saudáveis	Letramento e psicoeducação em saúde mental
Letramento em Saúde	Gestão dos fatores psicossociais no trabalho
Tratamento para obesidade	
Restrição e reabilitação funcional	
Bem-estar Social	Bem-estar Financeiro
Semana da família	Plano de Previdência
Pessoa com Deficiência	Programa de Preparação para Aposentadoria e Pós emprego
Gestão de afastados	Educação financeira e previdenciária
Programa de Home Office	Assessoria Jurídica e financeira
Programa Bem Gestar	
Suporte a vítima de violência doméstica	

• Remuneração

As práticas de remuneração, reconhecimento e incentivo estão baseadas no modelo de remuneração estruturado pela Companhia, apoiando-se em três pilares: remuneração fixa (comparação de mercado e mérito) e, remuneração variável de curto prazo e incentivos de longo prazo. A remuneração variável de curto prazo compreende a 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. Os incentivos de longo prazo, aplicáveis a públicos estratégicos definidos pela Companhia, visam alinhar os interesses de médio e longo prazo dos profissionais elegíveis aos objetivos sustentáveis e à geração de valor no negócio, em consonância com as práticas de mercado.

A proporção entre o menor salário praticado pela Companhia em dezembro de 2025 (R\$ 2.435,00) e o salário-mínimo nacional vigente naquela data (R\$ 1.518,00) era de 1,60 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 16 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 colaborador recebe o feedback da sua liderança, considerando o desempenho apresentado. No momento da avaliação e do feedback, também é contratado o desempenho esperado para o próximo período. Para que os colaboradores 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 programa e também sobre o plano de desenvolvimento.

Em 2025, não tivemos a aplicação da avaliação de desempenho em razão do projeto de revisão dos Valores e Cultura, visto a necessidade de alinhamento entre esses temas. Dessa forma, após a finalização da revisão da Cultura, foi iniciada a atualização do programa de Gestão de Desempenho com implantação prevista para o início de 2026.

- **Mobilidade Interna e Novas Admissões**

Com a transformação da Copel em corporação em 2023, a Companhia deixou de ter obrigatoriedade de realizar concursos públicos para contratação. Esse novo cenário levou à implantação, no primeiro semestre de 2024, do **Programa de Mobilidade Interna**, que prioriza o preenchimento de vagas por meio de processos seletivos internos, amplamente divulgados aos colaboradores.

Embora a prioridade seja o aproveitamento interno do quadro, algumas funções e posições demandam a contratação de mercado. Assim, a partir do segundo semestre de 2024, a Copel passou a realizar processos de recrutamento e seleção externos, com o apoio de consultorias especializadas.

- **Desenvolvimento de Pessoas**

A Copel implementa programas estruturados e abrangentes voltados ao aperfeiçoamento contínuo das competências de seus colaboradores, contemplando diferentes escopos e públicos ao longo de suas trajetórias profissionais. As iniciativas têm como foco o desenvolvimento técnico, comportamental e estratégico, alinhado às necessidades do negócio, à transformação digital, à inovação e à sustentabilidade organizacional.

No âmbito da capacitação técnica e comportamental, a Companhia promove cursos, treinamentos e palestras direcionados ao fortalecimento de habilidades essenciais para a operação, capacitações de segurança e obrigatórias.

Adicionalmente, a Copel promove iniciativas voltadas ao desenvolvimento de competências estratégicas e à preparação de suas lideranças para os desafios de longo prazo. Essas ações, conduzidas com apoio de especialistas externos e, reforçam a educação corporativa como ferramenta de engajamento e transformação cultural.

Destacam-se, a seguir, alguns dos programas de desenvolvimento corporativos realizados em 2025:

- Iniciativas de desenvolvimento na temática “Inovação”;
- Iniciativas de desenvolvimento na temática “Transformação Digital”;
- Programa de Capacitação para LGPD;
- Treinamentos na temática de Sustentabilidade e Diversidade;
- Trilhas de aprendizagem;
- Programa de Cibersegurança.

8.2.3. Fornecedores

Ao longo de 2025, a Copel avançou de forma estruturada na centralização da gestão da cadeia de suprimentos em um modelo corporativo, estabelecendo os principais fundamentos para a evolução de sua maturidade, governança e integração dos processos de contratação. Esse movimento representou um passo relevante na transição para um modelo mais integrado, alinhado à estratégia da Companhia de posicionar a cadeia de suprimentos como um pilar estratégico para a geração de valor, mitigação de riscos e sustentabilidade do negócio, em consonância com seu novo contexto corporativo.

A centralização da gestão passou a criar as condições necessárias para maior padronização, rastreabilidade e consistência na tomada de decisão, apoiada pela integração progressiva dos processos e pela incorporação de critérios ESG ao longo do ciclo de contratação. Esse modelo contribui para ampliar a transparência, fortalecer os controles e promover ganhos de eficiência operacional, respeitando os requisitos regulatórios e os compromissos socioambientais da Companhia.

A Companhia também reforçou sua atuação preventiva em integridade e conformidade desde as etapas iniciais de triagem e homologação de fornecedores, por meio de análises de capacidade técnica, enquadramento jurídico, integridade e saúde econômico-financeira, complementadas pelo acompanhamento de riscos ao longo da execução contratual. Essas práticas constituem a base para uma classificação mais consistente da criticidade dos fornecedores e para o aprimoramento contínuo da gestão da cadeia de suprimentos.

Como parte do fortalecimento do relacionamento com seus parceiros estratégicos, a Copel realizou, em 2025, a primeira edição do Prêmio Parceiro Pura Energia, com escopo ampliado e foco em performance, sustentabilidade, segurança do trabalho e qualidade. A iniciativa reconhece fornecedores que se destacaram em suas práticas e reforça o alinhamento da cadeia de suprimentos aos objetivos estratégicos da Companhia, aos Princípios do Pacto Global das Nações Unidas e ao Código de Conduta para Fornecedores da Copel, promovendo valores éticos, responsáveis e sustentáveis em toda a cadeia de valor.

8.2.4. Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação

Conforme legislação, as concessionárias e permissionárias de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica estão obrigadas a destinar anualmente parte de sua Receita Operacional Líquida - ROL regulatória para projetos de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D e, as distribuidoras, também, em Programa de Eficiência Energética - PEE.

Geração e Transmissão

Em 2025, a Copel GeT aplicou aproximadamente R\$ 2,8 milhões na execução de projetos aderentes aos programas, sendo a maioria com possibilidade de afetar diretamente a redução dos impactos nocivos ao meio ambiente relacionados às atividades da Companhia.

Destaca-se ainda que em 2025 a Copel GeT obteve a soma de R\$ 103.317,47 em *royalties* provenientes da comercialização do equipamento MEDCAP no mercado nacional, além de sua introdução no mercado americano com expressiva previsão de *royalties* para o próximo ano. O MEDCAP 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.

Nesse exercício a Copel GeT deu continuidade ao “Kit Monitoramento de Qualidade de Água”, tecnologia que permitirá realizar diagnósticos da qualidade da água de reservatórios e afluentes de forma rápida, eficaz e baixo custo, e iniciou a contratação de quatro novos projetos:

- (i) Projeto PD-06491-0011/2024, com o objetivo de disponibilizar um sistema completo para monitoramento e diagnóstico para prevenir e evitar falhas catastróficas em buchas capacitivas que integram os transformadores de potência dos sistemas de transmissão de energia;
- (ii) Projeto PD-06491-0009/2023, cujo objetivo é desenvolver um modelo de negócio capaz de viabilizar a implantação de usinas reversíveis em circuitos fechado, semiaberto e aberto;
- (iii) Projeto PD-06491-0012/2024, com o objetivo do uso de software que opere como ferramenta unificada para previsão de despachos ótimos.
- (iv) Em complementação, com a consolidação da totalidade das participações da Mata de Santa Genebra Transmissão S.A. - MSG em seu portfólio, a Copel GeT absorve o projeto PD-08852-0001/2024, cujo objetivo é obter medições para um modelo matemático-computacional para predição da propagação sonora do ruído gerado pela subestação Fernão Dias, localizada no município de Atibaia-SP.

Estima-se, portanto, a disponibilização de dois produtos comercialmente inovadores para usufruto da Copel e setor elétrico ao fim dos próximos dois anos, os quais permitirão melhorias nos processos de operação e manutenção, aumento da segurança e eficiência nos trabalhos de campo e geração de *royalties*, atrelados a possibilidade de redução/mitigação de impactos nocivos ao meio ambiente e aumento da garantia de bem-estar do consumidor.

Distribuição

A pesquisa e desenvolvimento tem impacto significativo e positivo no setor elétrico, por consequência na sociedade como um todo, tendo em vista a necessidade de eficiência energética no Brasil e de soluções inovadoras no setor, bem como do volume de recursos que movimenta.

A Copel DIS aplicou R\$ 25,2 milhões em P&D em 2025, distribuídos em categorias de projetos dentro do escopo da distribuição de energia elétrica, como qualidade e confiabilidade dos serviços, planejamento, segurança, operação, medição, entre outros. Os investimentos previstos para os próximos 3 anos totalizam um montante de R\$ 90,9 milhões.

Entre os projetos concluídos em 2025 destacam-se: sensoriamento e auditoria inteligente do ambiente de trabalho, que apresenta uma solução de inteligência artificial com computação de borda que atua como um guardião da vida virtual nos trabalhos de construção, operação e manutenção de redes elétricas; plataforma de baixo custo para testes, pré-certificação e homologação de dispositivos aderentes ao padrão Wi-SUN/FAN, que visa garantir que os medidores inteligentes sigam um padrão de comunicação comum; e o desenvolvimento de nova topologia de redes aéreas com cabo coberto e reforço estrutural para regiões rurais, que propõe uma nova configuração de rede protegida, mais moderna, segura e eficiente.

Os projetos de PEE são selecionados pela Copel Distribuição através de chamadas públicas anuais, onde consumidores podem apresentar propostas de projetos a serem custeadas com recursos do PEE. Já os projetos prioritários de eficiência energética são realizados pela Aneel, considerando temas de interesse e importância para a sociedade.

Em relação ao PEE, em 2025, a Companhia aplicou R\$ 88,5 milhões em recursos para a execução de 174 projetos. Adicionalmente, conforme a Lei nº 14.120/2021, foram destinados R\$ 18,1 milhões à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), contribuindo para a modicidade tarifária.

Em 2025 deu-se continuidade a implementação de obras de implantação do projeto de eficiência energética em escolas. Também, foram iniciados os projetos Trocou/Economizou, voltado ao subsídio à aquisição de refrigeradores por consumidores residenciais, o projeto de eficiência energética em hospitais universitários do Estado do Paraná e, o projeto de eficiência energética destinado a consumidores residenciais afetados por evento climático de 07.11.2025 no município de Rio Bonito do Iguaçu.

8.3. Dimensão Ambiental

No aspecto ambiental, descarbonização, adaptação e resiliência climática, biodiversidade e ecoeficiência são direcionadores para projetos e iniciativas, como o Plano de Neutralidade de Carbono, pelo qual a Companhia adota medidas para neutralizar sua emissão direta de carbono até 2030. A Copel investe em energias 100% renováveis, pesquisa fontes alternativas e reduz emissões de gases de efeito estufa, reforçando seu compromisso no combate às mudanças climáticas.

A Copel é signatária do Pacto Global, incorporando compromissos voluntários alinhados aos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável da ONU (Agenda 2030).

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 aborda em seus diversos capítulos os temas Ambiental, Biodiversidade, Direitos Humanos, Engajamento com Partes Interessadas, Investimento Social Privado e Mudança do Clima e é base para outras normas internas de Gestão de Resíduos, de Gestão dos Efeitos de Mudança do Clima, entre outras.

As principais diretrizes relacionadas à dimensão ambiental são:

- Afirmar compromisso permanente com a preservação e respeito ao meio ambiente, considerando-o na estratégia corporativa, na tomada de decisão, nos processos de gestão e operação, nos estudos e implementação de novos negócios, e na ampla comunicação com as partes interessadas;
- Gerir os aspectos, riscos e indicadores ambientais visando à melhoria contínua do desempenho ambiental, a mitigação dos impactos negativos e a potencialização dos impactos positivos nas suas atividades e negócios, buscando o desenvolvimento com sustentabilidade;
- Promover a ecoeficiência em todos os processos da Copel, visando à redução do consumo e o uso sustentável dos recursos naturais e a manutenção dos serviços ecossistêmicos;
- Incorporar o tema mudanças do clima no planejamento estratégico, na gestão integrada de riscos corporativos, na avaliação financeira e na identificação de oportunidades, bem como na estratégia dos negócios, principalmente na expansão e operação de seus ativos;
- Priorizar a energia proveniente de fontes renováveis na compra e comercialização de energia;
- Considerar na construção de ativos, as adequadas práticas construtivas e tecnologias permitindo a mínima emissão de gases de efeito estufa, tais como subestação blindada, uso de drones, e outras mais; e
- Incorporar medidas de adaptação às mudanças do clima na operação e expansão de seus ativos em cada um de seus negócios.

Programas de Gestão Ambiental

As subsidiárias efetuam estudos ambientais prévios para implantação dos seus empreendimentos, com o objetivo de identificar e gerenciar potenciais impactos ambientais.

A Copel se baseia nos resultados dos estudos ambientais para desenvolver programas específicos. Por meio desses programas ambientais, as subsidiárias buscam preservar, recuperar e mitigar os impactos negativos nas áreas atingidas pelos empreendimentos realizados, bem como nas regiões que estão inseridos, sobretudo em florestas e áreas urbanas arborizadas.

8.3.1. Ecoeficiência

A Copel, de forma corporativa, 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. Além disso o programa também busca disseminar a educação para a sustentabilidade, o respeito ao meio ambiente e a preocupação com as futuras gerações.

8.3.2. 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. 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 o desinvestimento na Usina Termelétrica de Araucária (UEGA), na Compagas e na Usina Termelétrica de Figueira.

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, que reduz significativamente os deslocamentos das equipes reduzindo assim a emissão de gases de efeito estufa.

Os estudos e investimentos auxiliam no monitoramento e previsão para disponibilidade de equipes no atendimento a emergências, tendo em vista que, os efeitos da mudança do clima incidem diretamente sobre os negócios da Copel Distribuição, impactando sua operação.

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.

8.3.3. 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; e
- 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.

Informações Adicionais

No Relato Integrado da Copel é possível conhecer as outras ações voltadas aos aspectos de energia, mudança do clima, biodiversidade, água, materiais e resíduos, Inventário de Emissões de gases de efeito estufa, e demais informações relacionadas à gestão ambiental da Companhia.

8.4. Balanço Social

BALANÇO SOCIAL ANUAL					
Em dezembro de 2025 e 2024					
(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)					
		2025		2024	
	1 - BASE DE CÁLCULO				
NE 28	Receita Líquida - RL		26.116.856		22.651.036
	2 - INDICADORES SOCIAIS INTERNOS		% Sobre RL	% Sobre RL	
	Remuneração dos administradores	32.292	0,1	32.035	0,1
	Remuneração dos empregados	573.503	2,2	725.577	3,2
	Alimentação (Auxílio alimentação e outros)	116.340	0,4	136.752	0,6
	Encargos sociais compulsórios	212.275	0,8	257.289	1,1
	Plano previdenciário	55.221	0,2	68.226	0,3
	Saúde (Plano assistencial)	213.462	0,8	231.235	1,0
	Capacitação e desenvolvimento profissional	11.966	0,0	16.140	0,1
NE 29.2	Provisões por desempenho e participação nos lucros	165.978	0,6	179.283	0,8
NE 29.2	Incentivos de longo prazo	24.972	0,1	5.595	0,0
NE 29.2	Programa de desligamentos voluntários	21.489	0,1	18.306	0,1
	Cultura	3.115	0,0	4.096	0,0
	Creches ou auxílio-creche	773	0,0	983	0,0
	Segurança e saúde no trabalho	5.946	0,0	3.646	0,0
	Educação	1.435	0,0	2.257	0,0
	Benefício maternidade prorrogado	323	0,0	520	0,0
	Vale transporte excedente	84	0,0	111	0,0
	Total	1.439.174	5,5	1.682.051	7,4
	3 - INDICADORES SOCIAIS EXTERNOS		% Sobre RL	% Sobre RL	
	Educação	—	0,0	15	0,0
	Cultura	14.669	0,1	14.114	0,1
	Saúde e saneamento	662	0,0	888	0,0
	Esporte	20.528	0,1	23.231	0,1
	Programa Morar Bem	—	0,0	1.904	0,0
	Fundo para a infância e a adolescência	362	0,0	444	0,0
	Pesquisa & Desenvolvimento	67.223	0,3	82.521	0,4
	Programa de Eficiência Energética	99.823	0,4	68.656	0,3
	Fundo do Idoso	362	0,0	444	0,0
	Outros	1.607	0,0	5.678	0,0
	Total das contribuições para a sociedade	205.236	0,8	197.895	0,9
	Tributos (excluídos encargos sociais)	10.880.113	41,7	9.603.571	42,4
	Total	11.085.349	42,4	9.801.466	43,3
	4 - INDICADORES AMBIENTAIS		% Sobre RL	% Sobre RL	
	Investimentos e gastos com manutenção nos processos operacionais para a melhoria do meio ambiente	1.836.599	7,0	838.315	3,7
	Investimentos e gastos com a preservação e/ou recuperação de ambientes degradados	2.617	0,0	2.221	0,0
	Investimentos e gastos com a educação ambiental para empregados, terceirizados, autônomos e administradores da entidade	5	0,0	70	0,0
	Investimentos e gastos com educação ambiental para a comunidade	588	0,0	686	0,0
	Investimentos e gastos com outros projetos ambientais	2.746	0,0	1.530	0,0
	Total	1.842.555	7,1	842.822	3,7

NE - Nota Explicativa

		2025			2024		
(1)	Quantidade de sanções ambientais judiciais no exercício			3			1
	Valor das sanções ambientais em (R\$ Mil)			13			5
Metas ambientais		2025			Metas 2026		
	– 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			() não possuirá metas		
		() cumpre de 0 a 50%			() cumprirá de 0 a 50%		
		() cumpre de 51% a 75%			() cumprirá de 51% a 75%		
		(x) cumpre de 76% a 100%			(x) cumprirá de 76% a 100%		
5 - INDICADORES DO CORPO FUNCIONAL (inclui controladas)				2025			2024
Empregados no final do exercício				4.287			4.396
Admissões e readmissões				458			13
Escolaridade dos empregados(as):		Homens	Mulheres	Total	Homens	Mulheres	Total
	Extensão universitária	1.007	439	1.446	992	428	1.420
	Ensino superior	1.268	389	1.657	1.248	395	1.643
	Ensino técnico	734	33	767	431	21	452
	Ensino médio	314	91	405	756	120	876
	Ensino fundamental	1	0	1	5	0	5
Faixa etária dos empregados(as):							
	De 18 até 30 anos (exclusive)			156			8
	De 30 até 45 anos (exclusive)			2.263			2.571
	De 45 até 60 anos (exclusive)			1.827			1.762
	60 anos ou mais			30			55
Mulheres que trabalham na empresa				952			961
% Mulheres em cargos gerenciais:							
	em relação ao nº total de mulheres			7,8			8,6
	em relação ao nº total de gerentes			22,0			22,5
Negros(as) que trabalham na empresa				625			600
% Negros(as) em cargos gerenciais:							
	em relação ao nº total de negros(as)			4,8			5,2
	em relação ao nº total de gerentes			8,9			8,4
Portadores(as) de necessidades especiais				105			114
Dependentes				17.207			16.979
Terceirizados				11.230			11.848
(2)	Aprendiz (es)			44			113
(2)	Estagiários(as)			314			390
Empregados com mais de 10 anos de serviço				3.655			4.023
Divisão do maior salário da empresa pelo menor salário - incluindo administradores				91			63
Quantidade de empregados com salário superior a 2 salários mínimos				4.052			4.244
Processos trabalhistas							
	Nº de processos trabalhistas em andamento no final do exercício			3.134			3.277
	Nº de processos incluídos no exercício			1.205			1.299
	Nº de processos trabalhistas encerrados no exercício			1.430			1.733

6 - INFORMAÇÕES RELEVANTES QUANTO AO EXERCÍCIO DA CIDADANIA EMPRESARIAL					
		2025		2024	
(3)	Número total de Acidentes de Trabalho (inclui acidentes com contratados)	67		101	
Número total de reclamações e críticas de consumidores:					
	na empresa		27.660		21.360
(4)	de segundo nível		12.819		5.395
	na justiça		12.899		10.637
% de reclamações e críticas atendidas ou solucionadas:					
	na empresa		100,0%		99,9%
(4)	de segundo nível		100,0%		100,0%
	na justiça		22,9%		23,1%
		2025		Metas 2026	
	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		2025		2024	
Valor adicionado total a distribuir		18.081.751		16.623.558	
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):					
	Terceiros	16,9%		13,7%	
	Pessoal	6,9%		8,3%	
	Governo	61,3%		59,3%	
	Acionistas	6,1%		10,5%	
	Retido	8,7%		3,3%	
(5)	Operações descontinuadas	0,1%		4,9%	
8 - OUTRAS INFORMAÇÕES					
• 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.					
(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 em 2024 e dos resultados da Geração Céu Azul, adquirida e vendida pela Copel GeT em 2025 (NE nº 37.6).					

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

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS

Dezembro/2025



Balanços Patrimoniais

em 31 de dezembro de 2025 e de 2024
(Em milhares de reais)

ATIVO	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
CIRCULANTE					
Caixa e equivalentes de caixa	5	38.537	280.340	3.130.363	4.161.939
Títulos e valores mobiliários	6	93	95	895	623
Cauções e depósitos vinculados		–	–	9	9
Clientes	7	–	–	4.300.957	3.962.702
Dividendos a receber		1.407.012	2.644.431	141.297	82.278
Ativos financeiros setoriais	8	–	–	400.463	–
Contas a receber vinculadas à concessão	9	–	–	12.867	10.609
Ativos de contrato	10	–	–	392.594	283.896
Valor justo na compra e venda de energia	32.2.10	–	–	263.645	217.350
Outros créditos	11	345.002	301.929	1.050.086	949.674
Estoques		–	–	173.398	136.324
Imposto de renda e contribuição social		80.125	32.349	502.825	296.128
Outros tributos a recuperar	12.2	68	–	426.106	994.618
Despesas antecipadas		485	944	60.972	63.211
Partes relacionadas	33	21.462	4.754	–	621
		1.892.784	3.264.842	10.856.477	11.159.982
Ativos classificados como mantidos para venda	37	–	–	25.177	1.881.826
		1.892.784	3.264.842	10.881.654	13.041.808
NÃO CIRCULANTE					
Realizável a Longo Prazo					
Títulos e valores mobiliários	6	–	–	690.886	529.085
Outros investimentos temporários		10.874	15.894	30.627	30.603
Clientes	7	–	–	162.189	116.180
Depósitos judiciais	13	117.742	136.677	373.949	394.364
Ativos financeiros setoriais	8	–	–	400.463	–
Contas a receber vinculadas à concessão	9	–	–	4.590.579	3.497.351
Ativos de contrato	10	–	–	9.202.412	6.927.010
Valor justo na compra e venda de energia	32.2.10	–	–	597.856	479.938
Outros créditos	11	32	298.120	794.296	681.846
Imposto de renda e contribuição social		313	79.504	102.589	164.043
Imposto de renda e contribuição social diferidos	12.1	114.618	136.536	991.404	1.174.175
Outros tributos a recuperar	12.2	43.458	42.126	1.127.582	1.320.526
Despesas antecipadas		–	–	507	–
		287.037	708.857	19.065.339	15.315.121
Investimentos	14	23.589.425	22.431.868	2.849.002	3.577.937
Imobilizado	15	7.361	7.248	8.145.552	8.516.697
Intangível	16	10.514	8.546	19.206.609	16.623.610
Direito de uso de ativos	24.1	7.731	7.815	266.300	308.983
		23.902.068	23.164.334	49.532.802	44.342.348
TOTAL DO ATIVO		25.794.852	26.429.176	60.414.456	57.384.156

As notas explicativas ("NE") da Administração são parte integrante das demonstrações financeiras.

Balancos Patrimoniais

em 31 de dezembro de 2025 e de 2024 (continuação)

(Em milhares de reais)

PASSIVO	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
CIRCULANTE					
Obrigações sociais e trabalhistas	17	24.721	20.805	310.773	411.102
Partes relacionadas	33	2.442	1.690	–	–
Fornecedores	18	6.447	3.362	3.059.667	2.324.423
Imposto de renda e contribuição social		1.204	–	81.875	83.482
Outras obrigações fiscais	12.2	17.650	614	677.273	302.345
Empréstimos e financiamentos	19	–	–	217.827	1.231.205
Debêntures	20	–	–	1.850.538	2.025.110
Dividendos a pagar		2.325.889	3.881	2.325.889	3.878
Benefícios pós-emprego	21	4.944	4.348	118.854	95.383
Encargos setoriais a recolher		–	–	60.108	44.825
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	22	–	–	99.244	179.149
Contas a pagar vinculadas à concessão	23	–	–	147.205	113.092
Passivos financeiros setoriais	8	–	–	883.990	935.322
Passivo de arrendamentos	24.2	736	604	58.741	57.502
Valor justo na compra e venda de energia	32.2.10	–	–	262.821	214.955
Outras contas a pagar	25	173	369.395	788.232	1.199.195
Provisão para destinação de crédito de PIS e Cofins	12.3	–	–	119.280	580.000
		2.384.206	404.699	11.062.317	9.800.968
Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda	37	–	–	–	541.412
		2.384.206	404.699	11.062.317	10.342.380
NÃO CIRCULANTE					
Obrigações sociais e trabalhistas	17	3.172	427	4.764	457
Partes relacionadas	33	5.851	5.851	–	–
Fornecedores	18	–	–	133.544	142.380
Imposto de renda e contribuição social diferidos	12.1	–	–	1.982.596	1.895.459
Outras obrigações fiscais	12.2	–	–	239.448	291.195
Empréstimos e financiamentos	19	–	–	3.150.592	3.387.589
Debêntures	20	–	–	14.796.386	10.602.255
Benefícios pós-emprego	21	36.083	37.631	1.359.303	1.063.326
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	22	–	–	311.856	241.294
Contas a pagar vinculadas à concessão	23	–	–	959.122	992.252
Passivos financeiros setoriais	8	–	–	–	142.488
Passivo de arrendamentos	24.2	7.806	7.761	234.221	271.004
Valor justo na compra e venda de energia	32.2.10	–	–	268.621	170.837
Outras contas a pagar	25	89.106	90.966	224.415	247.021
Provisão para destinação de crédito de PIS e Cofins	12.3	–	–	661.273	1.000.588
Provisões para litígios e outras provisões	26	138.609	207.123	1.934.020	956.696
		280.627	349.759	26.260.161	21.404.841
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Atribuível aos acionistas da empresa controladora					
Capital social	27.1	12.821.758	12.821.758	12.821.758	12.821.758
Reservas de capital	27.4	18.638	5.595	18.638	5.595
Ajustes de avaliação patrimonial	27.2	287.992	517.408	287.992	517.408
Ações em tesouraria	27.5	(113.389)	(50.044)	(113.389)	(50.044)
Reserva legal		1.900.541	1.766.110	1.900.541	1.766.110
Reserva de retenção de lucros		8.214.479	9.363.866	8.214.479	9.363.866
Dividendo adicional proposto	27.6	–	1.250.025	–	1.250.025
		23.130.019	25.674.718	23.130.019	25.674.718
Atribuível aos acionistas não controladores		–	–	(38.041)	(37.783)
		23.130.019	25.674.718	23.091.978	25.636.935
TOTAL DO PASSIVO		25.794.852	26.429.176	60.414.456	57.384.156

As notas explicativas ("NE") da Administração são parte integrante das demonstrações financeiras.

Demonstrações de Resultados

dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e de 2024

(Em milhares de reais)

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	28	–	–	26.116.856	22.651.036
Custos Operacionais	29	–	–	(20.455.357)	(17.759.792)
LUCRO OPERACIONAL BRUTO		–	–	5.661.499	4.891.244
Despesas com vendas	29	–	–	(133.601)	(137.121)
Despesas gerais e administrativas	29	(177.901)	(165.896)	(876.873)	(825.350)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	29	(217)	(87.455)	153.989	(145.727)
Resultado da equivalência patrimonial		2.916.352	2.512.087	239.997	281.202
		2.738.234	2.258.736	(616.488)	(826.996)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS		2.738.234	2.258.736	5.045.011	4.064.248
Resultado Financeiro	30				
Receitas financeiras		111.888	211.411	1.343.658	1.184.779
Despesas financeiras		(149.817)	(147.583)	(3.142.010)	(2.341.793)
		(37.929)	63.828	(1.798.352)	(1.157.014)
LUCRO OPERACIONAL		2.700.305	2.322.564	3.246.659	2.907.234
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	12.4				
Imposto de renda e contribuição social		(9.069)	6.732	(196.186)	(177.999)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		(21.520)	16.645	(381.432)	(421.436)
		(30.589)	23.377	(577.618)	(599.435)
LUCRO LÍQUIDO PROVENIENTE DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE		2.669.716	2.345.941	2.669.041	2.307.799
OPERAÇÕES DESCONTINUADAS					
Lucro líquido (prejuízo) proveniente de operações descontinuadas	37.6	18.898	463.690	18.898	491.571
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		2.688.614	2.809.631	2.687.939	2.799.370
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações em continuidade		–	–	2.669.716	2.345.941
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações descontinuadas		–	–	18.898	463.690
Atribuído aos acionistas não controladores decorrente de operações em continuidade		–	–	(675)	(26.800)
Atribuído aos acionistas não controladores decorrente de operações descontinuadas		–	–	–	16.539
LUCRO LÍQUIDO BÁSICO POR AÇÃO ATRIBUÍDO AOS ACIONISTAS DA EMPRESA CONTROLADORA - OPERAÇÕES CONTINUADAS - em reais	27.3				
Ações ordinárias		0,89888	0,74447		
Ações preferenciais classe "A"		–	0,81978		
Ações preferenciais classe "B"		–	0,81899		
LUCRO LÍQUIDO DILUÍDO POR AÇÃO ATRIBUÍDO AOS ACIONISTAS DA EMPRESA CONTROLADORA - OPERAÇÕES CONTINUADAS - em reais	27.3				
Ações ordinárias		0,89743	0,74335		
Ações preferenciais classe "A"		–	0,81978		
Ações preferenciais classe "B"		–	0,81899		
LUCRO LÍQUIDO BÁSICO POR AÇÃO ATRIBUÍDO AOS ACIONISTAS DA EMPRESA CONTROLADORA - em reais	27.3				
Ações ordinárias		0,90524	0,89163		
Ações preferenciais classe "A"		–	0,98165		
Ações preferenciais classe "B"		–	0,98086		
LUCRO LÍQUIDO DILUÍDO POR AÇÃO ATRIBUÍDO AOS ACIONISTAS DA EMPRESA CONTROLADORA - em reais	27.3				
Ações ordinárias		0,90379	0,89051		
Ações preferenciais classe "A"		–	0,98165		
Ações preferenciais classe "B"		–	0,98087		

As notas explicativas ("NE") da Administração são parte integrante das demonstrações financeiras.



Demonstrações de Resultados Abrangentes

dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e de 2024

(Em milhares de reais)

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		2.688.614	2.809.631	2.687.939	2.799.370
Outros resultados abrangentes					
Itens que não serão reclassificados para o resultado					
Ajustes de passivos atuariais	27.2				
Benefícios pós-emprego		1.171	9.483	(284.731)	363.466
Benefícios pós-emprego – equivalência patrimonial		(188.695)	233.629	–	–
Tributos sobre outros resultados abrangentes		(398)	(3.224)	96.809	(123.578)
Itens que poderão ser reclassificados para o resultado	27.2				
Ajustes de ativos financeiros		–	–	2.271	(569)
Ajustes de ativos financeiros - equivalência patrimonial		1.143	(184)	–	–
Tributos sobre outros resultados abrangentes		–	–	(711)	243
Total de outros resultados abrangentes, líquido de tributos		(186.779)	239.704	(186.362)	239.562
RESULTADO ABRANGENTE DO EXERCÍCIO		2.501.835	3.049.335	2.501.577	3.038.932
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações em continuidade				2.482.937	2.585.645
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações descontinuadas				18.898	463.690
Atribuído aos acionistas não controladores decorrente de operações em continuidade				(258)	(26.942)
Atribuído aos acionistas não controladores decorrente de operações descontinuadas				–	16.539

As notas explicativas ("NE") da Administração são parte integrante das demonstrações financeiras.

Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido

dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e de 2024

(Em milhares de reais)

	NE nº	Atribuível aos acionistas da empresa controladora									Atribuível aos acionistas não controladores	Total Consolidado	
		Capital social	Reserva de capital	Ações em tesouraria	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 2024		12.821.758	—	—	564.723	(257.673)	1.625.628	9.000.506	131.211	—	23.886.153	305.514	24.191.667
Lucro líquido do exercício		—	—	—	—	—	—	—	—	2.809.631	2.809.631	(10.261)	2.799.370
Outros resultados abrangentes													
Ajustes de passivos atuariais, líquidos de tributos	27.2	—	—	—	—	239.888	—	—	—	—	239.888	149	240.037
Ajustes de ativos financeiros	27.2	—	—	—	—	(184)	—	—	—	—	(184)	(291)	(475)
Resultado abrangente total do exercício		—	—	—	—	239.704	—	—	—	2.809.631	3.049.335	(10.403)	3.038.932
Realização do custo atribuído do imobilizado, líquida de tributos	27.2	—	—	—	(33.364)	—	—	—	—	33.364	—	—	—
Realização de investimento - passivo atuarial	27.2	—	—	—	—	4.018	—	(4.018)	—	—	—	—	—
Alienação de participação societária	14.2.2	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(299.199)	(299.199)
Incentivos de longo prazo	27.4	—	5.595	—	—	—	—	—	—	—	5.595	—	5.595
Recompra de ações	27.5	—	—	(50.044)	—	—	—	—	—	—	(50.044)	—	(50.044)
Deliberação do dividendo adicional proposto		—	—	—	—	—	—	—	(131.211)	—	(131.211)	—	(131.211)
Dividendos e Juros sobre o capital próprio		—	—	—	—	—	—	(114.888)	—	(970.222)	(1.085.110)	(33.695)	(1.118.805)
Destinação proposta à A.G.O.:													
Reserva legal		—	—	—	—	—	140.482	—	—	(140.482)	—	—	—
Dividendos	27.6	—	—	—	—	—	—	(577.570)	1.250.025	(672.455)	—	—	—
Reserva de retenção de lucros		—	—	—	—	—	—	1.059.836	—	(1.059.836)	—	—	—
Saldo em 31 de dezembro de 2024		12.821.758	5.595	(50.044)	531.359	(13.951)	1.766.110	9.363.866	1.250.025	—	25.674.718	(37.783)	25.636.935
Lucro líquido do exercício		—	—	—	—	—	—	—	—	2.688.614	2.688.614	(675)	2.687.939
Outros resultados abrangentes													
Ajustes de passivos atuariais, líquidos de tributos	27.2	—	—	—	—	(187.922)	—	—	—	—	(187.922)	—	(187.922)
Ajustes de ativos financeiros	27.2	—	—	—	—	1.143	—	—	—	—	1.143	417	1.560
Resultado abrangente total do exercício		—	—	—	—	(186.779)	—	—	—	2.688.614	2.501.835	(258)	2.501.577
Realização do custo atribuído do imobilizado, líquida de tributos	27.2	—	—	—	(42.637)	—	—	—	—	42.637	—	—	—
Incentivos de longo prazo	27.5	—	13.043	6.701	—	—	—	1.834	—	—	21.578	—	21.578
Recompra de ações	27.5	—	—	(70.046)	—	—	—	—	—	—	(70.046)	—	(70.046)
Prêmio pago aos acionistas	27.7	—	—	—	—	—	—	(1.298.041)	—	—	(1.298.041)	—	(1.298.041)
Deliberação do dividendo adicional proposto		—	—	—	—	—	—	—	(1.250.025)	—	(1.250.025)	—	(1.250.025)
Dividendos e Juros sobre o capital próprio	27.6	—	—	—	—	—	—	(1.350.000)	—	(1.100.000)	(2.450.000)	—	(2.450.000)
Destinação proposta à A.G.O.:													
Reserva legal		—	—	—	—	—	134.431	—	—	(134.431)	—	—	—
Reserva de retenção de lucros		—	—	—	—	—	—	1.496.820	—	(1.496.820)	—	—	—
Saldo em 31 de dezembro de 2025		12.821.758	18.638	(113.389)	488.722	(200.730)	1.900.541	8.214.479	—	—	23.130.019	(38.041)	23.091.978

As notas explicativas ("NE") da Administração são parte integrante das demonstrações financeiras.



Demonstrações dos Fluxos de Caixa

dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e de 2024

(Em milhares de reais)

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS					
Lucro líquido do exercício proveniente de operações em continuidade		2.669.716	2.345.941	2.669.041	2.307.799
Ajustes para a reconciliação do lucro líquido do exercício com a geração de caixa das atividades operacionais:					
Encargos e variações monetárias não realizadas – líquidas		(76.385)	23.958	2.650.447	2.071.041
Juros efetivos - bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas	9	–	–	(119.557)	(120.800)
Resultado dos contratos de concessão de transmissão		–	–	(867.817)	(833.630)
Imposto de renda e contribuição social		9.069	(6.732)	196.186	177.999
Imposto de renda e contribuição social diferidos		21.520	(16.645)	381.432	421.436
Resultado da equivalência patrimonial		(2.916.352)	(2.512.087)	(239.997)	(281.202)
Apropriação de obrigações de benefícios pós emprego	21.3	10.665	10.766	234.835	257.711
Apropriação de programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	22.1	–	–	204.301	181.675
Reconhecimento do valor justo do ativo indenizável da concessão	28.1	–	–	(161.244)	(82.424)
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	28.1	–	–	(2.587.485)	(923.724)
Depreciação e amortização	29	4.160	3.245	1.481.886	1.465.478
Provisão decorrente do programa de demissão voluntária	29.2	248	748	21.489	18.306
Incentivos de longo prazo	29.2	17.920	5.428	24.972	5.595
Perdas estimadas, provisões e reversões operacionais líquidas	29.4	5.104	83.596	270.787	345.102
Realização de mais/menos valia em combinações de negócios	10	–	–	(2.134)	(722)
Valor justo nas operações de compra e venda de energia no mercado ativo	28.1 e 29.1	–	–	(18.563)	36.604
Ajuste a valor justo de instrumentos da dívida e Hedge (swap)	30	–	–	39.513	–
Baixas de contas a receber vinculadas à concessão	9	–	–	6.089	3.265
Baixas de ativos de contrato	10	–	–	20.453	14.496
Resultado das baixas de imobilizado	15.2	32	45	42.783	32.234
Resultado das baixas de intangíveis	16	55	27	148.017	76.183
Resultado das baixas de direito de uso de ativos e passivo de arrendamentos – líquido	24.1 e 24.2	–	–	225	(4.774)
Resultado da alienação de ativos	29.6	1.897	–	(335.595)	(264.434)
Resultado de combinação de negócios	1.2	–	–	(141.661)	–
Outros		–	–	(34.624)	–
		(252.351)	(61.710)	3.883.779	4.903.214
Redução (aumento) dos ativos					
Clientes		–	–	583.133	602.196
Dividendos e juros sobre o capital próprio recebidos		3.165.375	186.686	218.472	223.985
Depósitos judiciais		26.671	9.022	61.233	18.427
Ativos financeiros setoriais		–	–	705.732	354.421
Outros créditos		(809)	(3.713)	(124.395)	(73.515)
Estoques		–	–	(37.074)	38.402
Imposto de renda e contribuição social a recuperar		171.875	(49.766)	(169.338)	(295.650)
Outros tributos a recuperar		14	530	(168.880)	(50.731)
Despesas antecipadas		459	953	1.705	(342)
Partes relacionadas		(16.708)	(4.700)	621	715
		3.346.877	139.012	1.071.209	817.908
Aumento (redução) dos passivos					
Obrigações sociais e trabalhistas		11.036	(1.915)	161	(313.552)
Partes relacionadas		752	(148)	–	–
Fornecedores		3.085	(10.646)	441.154	72.730
Outras obrigações fiscais		(58.498)	107.037	1.151.954	882.575
Benefícios pós-emprego	21.3	(10.446)	(10.684)	(200.116)	(219.780)
Encargos setoriais a recolher		–	–	15.283	(16.641)
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	22.1	–	–	(232.611)	(336.956)
Contas a pagar vinculadas à concessão	23.1	–	–	(117.607)	(110.385)
Outras contas a pagar		(382.693)	(333.207)	(435.763)	(131.259)
Provisões para litígios quitadas	26.1	(80.522)	(31.108)	(344.547)	(345.138)
		(517.286)	(280.671)	277.908	(518.406)
CAIXA GERADO (UTILIZADO) PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS					
Imposto de renda e contribuição social pagos		(7.865)	(1.476)	(197.793)	(219.219)
Encargos de empréstimos e financiamentos pagos		–	–	(425.192)	(471.276)
Encargos de debêntures pagos	20.2	–	–	(1.549.452)	(1.089.013)
Encargos de passivo de arrendamentos pagos	24.2	(885)	(779)	(32.013)	(33.292)
Encargos de empréstimos concedidos/obtidos de partes relacionadas		–	276	–	–
CAIXA LÍQUIDO GERADO (UTILIZADO) PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS PROVENIENTES DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE		2.568.490	(205.348)	3.028.446	3.389.916
CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS PROVENIENTES DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS	37.6	–	21.674	–	3.620
CAIXA LÍQUIDO GERADO (UTILIZADO) PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS		2.568.490	(183.674)	3.028.446	3.393.536

(continua)

Demonstrações dos Fluxos de Caixa

dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e de 2024

(Em milhares de reais)

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO					
Aplicações financeiras		5.022	15.832	64.707	(32.939)
Empréstimos concedidos a partes relacionadas		–	(22.200)	–	–
Recebimento de empréstimos concedidos a partes relacionadas		–	22.200	–	–
Aquisições de ativos de contrato		–	–	(2.903.661)	(2.174.902)
Aquisição de controladas, líquida do caixa adquirido	1.2	–	–	(190.433)	–
Alienação de investimentos		332.239	2.066	2.536.421	47.066
Aquisição de investimentos	37.3	–	–	(1.060.804)	–
Aportes em investimentos		(550.000)	(613.150)	–	–
Redução de capital em investidas	14.1	294	–	294	37.129
Aquisições de imobilizado		(1.363)	(17)	(162.100)	(137.635)
Alienações de imobilizado		–	–	–	11.440
Aquisições de intangível	16	(2.952)	(2.378)	(43.788)	(4.098.286)
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO PROVENIENTES DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE		(216.760)	(597.647)	(1.759.364)	(6.348.127)
CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO PROVENIENTES DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS	37.6	–	467.566	–	608.713
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO		(216.760)	(130.081)	(1.759.364)	(5.739.414)
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO					
Ingressos de empréstimos e financiamentos	19.2	–	–	–	5.051
Custos de transação na captação de empréstimos e financiamentos	19.2	–	–	–	(1.693)
Ingressos de debêntures emitidas	20.2	–	–	5.000.000	3.920.000
Custos de transação na emissão de debêntures	20.2	–	–	(66.366)	(60.623)
Amortizações de principal de empréstimos e financiamentos		–	–	(1.254.405)	(261.753)
Amortizações de principal de debêntures	20.2	–	–	(3.317.499)	(1.079.912)
Amortizações de principal de passivo de arrendamentos	24.2	(715)	(709)	(69.583)	(70.949)
Recompra de ações próprias	27.5	(70.046)	(50.044)	(70.046)	(50.044)
Prêmio pago aos acionistas	1	(1.273.727)	–	(1.273.727)	–
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos		(1.249.045)	(1.586.565)	(1.249.045)	(1.586.565)
CAIXA LÍQUIDO (UTILIZADO) GERADO PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO PROVENIENTES DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE		(2.593.533)	(1.637.318)	(2.300.671)	813.512
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO PROVENIENTES DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS	37.6	–	–	–	(9.656)
CAIXA LÍQUIDO (UTILIZADO) GERADO PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO		(2.593.533)	(1.637.318)	(2.300.671)	803.856
TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		(241.803)	(1.951.073)	(1.031.589)	(1.542.022)
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	5	280.340	2.231.413	4.161.939	5.634.623
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	5	38.537	280.340	3.130.363	4.161.939
Caixa e equivalentes de caixa proveniente de ativos classificados como mantidos para venda		–	–	(13)	(69.338)
VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		(241.803)	(1.951.073)	(1.031.589)	(1.542.022)

As notas explicativas ("NE") da Administração são parte integrante das demonstrações financeiras.

Demonstrações do Valor Adicionado

dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e de 2024
(Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Receitas				
Venda de energia e outros serviços	—	—	30.142.323	27.870.642
Receita de construção	—	—	3.470.063	2.631.688
Valor justo do ativo indenizável da concessão	—	—	161.244	82.424
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	—	—	2.587.485	923.724
Outras receitas	24.334	13.692	653.139	366.885
Perdas de crédito esperadas	—	—	(102.457)	(100.730)
	24.334	13.692	36.911.797	31.774.633
(-) Insumos adquiridos de terceiros				
Energia elétrica comprada para revenda	—	—	11.860.206	9.590.891
Encargos de uso da rede elétrica (-) ESS e EER	—	—	2.634.290	2.707.665
Material, insumos e serviços de terceiros	35.688	49.604	1.353.084	1.206.075
Custo de construção	—	—	3.243.885	2.407.318
Perda de valores ativos	19.128	8.330	251.136	152.323
Outros insumos	31.387	121.732	191.444	442.600
	86.203	179.666	19.534.045	16.506.872
(=) VALOR ADICIONADO BRUTO	(61.869)	(165.974)	17.377.752	15.267.761
(-) Depreciação e amortização	4.160	3.245	1.481.886	1.465.478
(=) VALOR ADICIONADO LÍQUIDO	(66.029)	(169.219)	15.895.866	13.802.283
(+) Valor adicionado transferido				
Resultado da equivalência patrimonial	2.916.352	2.512.087	239.997	281.202
Receitas financeiras	111.888	211.411	1.343.658	1.184.779
Outras receitas	1.484	1.858	583.332	548.365
	3.029.724	2.725.356	2.166.987	2.014.346
Valor adicionado proveniente de operações descontinuadas	18.898	708.085	18.898	806.929
	2.982.593	3.264.222	18.081.751	16.623.558

(continua)

Demonstrações do Valor Adicionado

dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e de 2024 (continuação)
(Em milhares de reais)

DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO	Controladora				Consolidado			
	31.12.2025	%	31.12.2024	%	31.12.2025	%	31.12.2024	%
Pessoal								
Remunerações e honorários	45.725		40.349		681.868		769.956	
Planos previdenciário e assistencial	10.117		10.149		234.547		259.352	
Auxílio alimentação e educação	1.377		1.608		82.540		97.709	
Encargos sociais – FGTS	1.857		2.846		34.587		42.611	
Incentivos de longo prazo	17.920		5.428		24.972		5.595	
Programa de desligamentos voluntários	248		748		21.489		18.306	
Provisões por desempenho e participação nos lucros	16.700		12.949		165.978		179.283	
	93.944	3,1	74.077	2,3	1.245.981	6,9	1.372.812	8,2
Governo								
Federal								
Tributos	175.036		73.898		2.504.407		2.264.963	
Encargos setoriais	–		–		4.961.552		4.081.963	
Estadual	10		21		3.616.450		3.503.637	
Municipal	73		85		9.979		10.297	
	175.119	5,9	74.004	2,3	11.092.388	61,3	9.860.860	59,3
Terceiros								
Juros	20.609		60.973		2.996.109		2.241.122	
Arrendamentos e aluguéis	4.037		1.142		56.080		29.602	
Doações, subvenções e contribuições	270		–		3.254		4.434	
	24.916	0,9	62.115	1,8	3.055.443	16,9	2.275.158	13,7
Acionistas								
Lucros retidos	1.569.716		703.264		1.569.716		691.922	
Juros sobre capital próprio	1.100.000		768.112		1.100.000		768.112	
Dividendos	–		202.110		–		202.110	
Dividendo adicional proposto	–		672.455		–		672.455	
Participações de acionistas não controladores	–		–		(675)		(26.800)	
	2.669.716	89,5	2.345.941	71,9	2.669.041	14,8	2.307.799	13,9
Valor adicionado distribuído proveniente de operações descontinuadas	18.898	0,6	708.085	21,7	18.898	0,1	806.929	4,9
	2.982.593	100,0	3.264.222	100,0	18.081.751	100,0	16.623.558	100,0

As notas explicativas (“NE”) da Administração são parte integrante das demonstrações financeiras.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2025

(Em milhares de reais)

1. Contexto Operacional

A Companhia Paranaense de Energia (“Copel”, “Companhia” ou “Controladora”) é uma companhia de capital aberto, com ações negociadas no Novo Mercado da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão, bem como na Bolsa de Valores de Nova Iorque (NYSE) e na Bolsa de Valores de Madri, no segmento latino-americano (Latibex). A Copel tem sede no Brasil, na Rua José Izidoro Biazetto, nº 158, Bloco A, na cidade de Curitiba, Estado do Paraná.

Entre as principais atividades da Companhia estão a pesquisa, o estudo, o planejamento, a construção e a exploração dos sistemas de produção, transformação, transporte, distribuição e comercialização de energia, em qualquer de suas formas, principalmente a energia elétrica. São atividades regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel, vinculada ao Ministério de Minas e Energia – MME.

A Controladora atua como holding, detendo participação societária em empresas controladas, controladas em conjunto e coligadas. Adicionalmente, a Copel e suas controladas possuem participações em outras empresas, predominantemente no setor de energia.

Migração para o Novo Mercado

Em 23.06.2025, o Conselho de Administração aprovou o início do processo de migração da Companhia para o Novo Mercado, segmento especial do mercado de ações da [B]³ para companhias com as mais elevadas práticas de governança corporativa. Em Assembleia Geral Extraordinária realizada em 22.08.2025 os acionistas da Companhia aprovaram a totalidade das matérias referentes ao processo de migração para o Novo Mercado.

Em 04.11.2025 foi concluída a obtenção de anuências de todos os credores e em 17.11.2025 foi realizada assembleia especial de acionistas preferencialistas que aprovou a ratificação da conversão mandatória da totalidade das ações preferenciais na proporção de uma nova ação ordinária e uma nova ação preferencial (“PNC”) compulsoriamente resgatável. De 19.11 a 18.12.2025 decorreu o período para exercício do direito de recesso pelos acionistas titulares de ações preferenciais dissidentes. Para os acionistas que exerceram esse direito, a Companhia efetuou a recompra das ações.

Em 22.12.2025 foi concluído o processo de migração para o Novo Mercado, ocasião em que as ações preferenciais então existentes foram extintas e, em sua substituição, foram emitidas 1 ação ordinária e 1 ação preferencial classe especial resgatável (“PNC”) para cada ação preferencial, não havendo, portanto, impacto no número total de ações da Companhia. Em 30.12.2025, a Companhia realizou o pagamento do prêmio de R\$ 1.298.041 (R\$ 1.273.727, líquido de tributos) aos acionistas que aderiram a migração.

1.1. Participações societárias da Copel

A Companhia participa direta ou indiretamente, em controladas, em empreendimentos controlados em conjunto e em coligadas. Durante o ano de 2025 ocorreram as seguintes alterações em relação às participações societárias de 31.12.2024:

- venda de SPEs da Copel GET (NE nº 37.1).
- alteração da Mata de Santa Genebra Transmissão S.A. (Mata de Santa Genebra ou MSG) de controlada em conjunto para controlada e dissolução do Consórcio Energético Cruzeiro do Sul, após a conclusão do processo de descruzamento de ativos com a Eletrobras (NEs nºs 1.2 e 37.2).
- aquisição e venda da Geração Céu Azul S.A. (NE nº 37.3).
- venda da participação na Solar Paraná GD Participações S.A. (NE nº 37.4).
- constituição e venda de SPE na Copel SER para venda das UFVs (NE nº 37.4).



1.1.1. Controladas

Controlada	Sede	Atividade principal	%	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	Prestação de serviços	100,0	Copel
Copel Comercialização S.A. (Copel COM)	Curitiba/PR	Comercialização de energia	100,0	Copel
Elejor – Centrais Elétricas do Rio Jordão S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	70,0	Copel
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)	Serra do Mel/RN	Controle e gestão de participações	68,8	Copel GeT
			31,2	Brownfield
Aventura Holding S.A. (Aventura)	Curitiba/PR	Controle e gestão de participações	100,0	Copel GeT
SRMN Holding S.A. (SRMN)	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
Mata de Santa Genebra Transmissão 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.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Aventura
Central Eólica Aventura III S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Aventura
Central Eólica Aventura IV S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Aventura
Central Eólica Aventura V S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Aventura
Central Eólica SRMN I S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	SRMN
Central Eólica SRMN II S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	SRMN
Central Eólica SRMN III S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	SRMN
Central Eólica SRMN IV S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	SRMN
Central Eólica SRMN V S.A.	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.

1.1.2. Empreendimentos controlados em conjunto

Empreendimento controlado em conjunto	Sede	Atividade principal	%	Investidora
Voltalia São Miguel do Gostoso I Participações S.A. (a)	São Paulo/SP	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
Matrinchã Transmissora de Energia (TP NORTE) S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Guaraciaba Transmissora de Energia (TP SUL) S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	24,5	Copel GeT
Cantareira Transmissora de Energia S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT

(a) Controladora da Voltalia São Miguel do Gostoso Participações S.A. que, por sua vez, é holding de 4 SPEs: Usina de Energia Eólica São João S.A., Usina de Energia Eólica Carnaúba S.A., Usina de Energia Eólica Reduto S.A. e Usina de Energia Eólica Santo Cristo S.A.

1.1.3. Coligadas

Coligada	Sede	Atividade principal	%	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

1.2. Combinação de negócios

Com o objetivo de otimizar o portfólio e buscar oportunidades de reciclar ativos e participações, a Copel efetuou a troca de ativos com a Eletrobras (atualmente denominada Axia Energia) detalhada a seguir.

Antes da operação, essa era a participação da Copel GET nos ativos envolvidos na transação:

- proprietária de 100% da Usina Hidrelétrica Colíder (UHE Colíder), que estava registrada no ativo imobilizado da Copel GET.
- participação no consórcio Cruzeiro do Sul, por meio do qual possuía 51% da Usina Hidrelétrica Mauá (UHE Mauá).
- participação de 50,1% na controlada em conjunto Mata de Santa Genebra Transmissão S.A. (MSG).

Em 12.12.2024, conforme Fato Relevante 12/24, a Copel GeT celebrou o Contrato de Trespasse de Estabelecimento, de Compra e Venda de Participação Societária, de Cessão Onerosa de Participação em Consórcio com Compra e Venda de Ativos e Outras Avenças com a Eletrobras e sua subsidiária integral Eletrobras CGT Eletrosul. Em 30.05.2025, com a conclusão da operação, a Copel GeT recebeu a totalidade da participação da Eletrobras de 49% na UHE Mauá e de 49,9% na MSG, passando a deter participação integral destes ativos, configurando-se portanto uma combinação de negócio em estágios, uma vez que antes da transação o controle era conjunto.

Como contraprestação a Copel GeT transferiu para a Eletrobras a integralidade da UHE Colíder (que teve seu valor justo calculado com base no valor justo dos ativos adquiridos), contraprestação contingente e recursos financeiros. A tabela abaixo demonstra o valor justo dos ativos adquiridos da Eletrobras que equivale ao valor total da contraprestação paga pela Copel de modo que, portanto, não houve ágio ou compra vantajosa nesta combinação de negócios.

Ativos líquidos adquiridos a valor justo	
UHE Mauá (49% adquirido)	794.167
MSG (49,9% adquirido)	547.553
	1.341.720
Contraprestação	
Caixa	196.609
Transferência da UHE Colíder (participação anterior de 100%)	1.104.829
Contraprestação contingente	383.115
(-) Ativo de indenização	(342.833)
	1.341.720

O efeito líquido no caixa consolidado da Companhia foi uma saída de R\$ 190.433, tendo em vista a consolidação dos valores de caixa dos empreendimentos adquiridos existentes na data da combinação de negócios, que totalizavam R\$ 6.176.

Como resultado da aquisição esperam-se ganhos de sinergia pela simplificação da estrutura operacional e administrativa, até então compartilhada.

A tabela a seguir resume a contraprestação paga e os valores dos ativos e passivos reconhecidos a valor justo na data da aquisição tanto da participação adquirida quanto da participação existente, conforme determina a norma para combinação de negócio em estágios.

	UHE Mauá	Mata de Santa Genebra	Totais
Contraprestação			1.684.553
Caixa			196.609
Transferência da UHE Colíder			1.104.829
Contraprestação contingente			383.115
Ativo de Indenização			(342.833)
UHE Mauá			(151.087)
MSG			(191.746)
Valor justo da participação acionária mantida antes da combinação de negócios			1.380.581
UHE Mauá			830.834
MSG			549.747
Contraprestação total			2.722.301

Ativos	2.122.351	3.381.044	5.503.395
Caixa e equivalentes de caixa	531	5.645	6.176
Títulos e Valores Mobiliários	556	106.543	107.099
Clientes	–	38.173	38.173
Ativos de contrato	–	3.110.665	3.110.665
Tributos a recuperar	30.432	22.686	53.118
Cauções e depósitos vinculados	51.522	94.777	146.299
Outros créditos	2.780	1.593	4.373
Imposto de renda e contribuição social diferidos	37.519	–	37.519
Imobilizado e Direito de Uso de Ativos	1.197.819	145	1.197.964
Intangível	801.192	817	802.009
Passivos	497.351	2.283.743	2.781.094
Fornecedores	420	7.180	7.600
Debêntures, empréstimos e financiamentos	139.599	1.794.272	1.933.871
Concessões a pagar	48.992	–	48.992
Outras contas a pagar	–	11.721	11.721
Provisão de litígios	9.119	25.474	34.593
Passivos contingentes	299.221	358.787	658.008
Imposto de renda e contribuição social diferidos	–	86.309	86.309
Ativos líquidos a valor justo	1.625.000	1.097.301	2.722.301

Em maio de 2025 a Companhia reconheceu ganho de R\$ 190.070 pelo efeito de mensuração a valor justo da participação existente antes da combinação de negócios na UHE Mauá e na MSG, registrado na rubrica de “Outras receitas (despesas), líquidas”. Este valor, somado aos demais efeitos da combinação de negócios, gerou um ganho líquido de R\$ 141.661 no resultado operacional (R\$ 93.496 no lucro líquido, após impostos).

O contrato prevê o acordo de contraprestação contingente que requer que a Copel indenize a Eletrobras por: (i) qualquer passivo contingente da UHE Colíder existente antes da data de fechamento da operação de transferência, até um valor máximo não descontado de R\$ 250.000; (ii) qualquer efeito do processo que discute o excludente de responsabilidade no atraso na entrada em operação comercial da UHE Colíder. O valor justo dessa contraprestação contingente de R\$ 383.115 foi estimado com base no julgamento da administração pelo desfecho das ações individualmente, sendo que R\$ 354.403 se referem ao processo de excludente de responsabilidade e R\$ 28.712 se referem a outros passivos contingentes.

Adicionalmente, em atendimento à exigência da norma contábil de combinação de negócios, foi reconhecido o valor justo do passivo contingente de R\$ 658.008 referente às ações judiciais da UHE Mauá e da MSG na data do fechamento da operação. Por sua vez, a Eletrobras e sua subsidiária integral Eletrobras CGT Eletrosul concordaram contratualmente em indenizar a Copel e a Copel GeT pelo montante que pode tornar-se devido no que diz respeito às ações acima mencionadas, de modo que foi registrado o ativo de indenização de R\$ 342.833, equivalente ao valor justo do passivo indenizado, proporcional à participação da Eletrobras antes da combinação de negócios. O ativo de indenização é deduzido da contraprestação transferida para a combinação de negócios.

O método utilizado para valorização dos ativos imobilizados da UHE Mauá em R\$ 1.197.964 foi o *cost approach*, reduzido pela obsolescência econômica e funcional. No processo de avaliação foram utilizadas informações sobre (a) custo de instalações de plantas similares; (b) últimos orçamentos de ampliação e substituição de ativos similares; (c) preço à vista de reposição do ativo, contemplando as condições de uso em que o bem se encontra na data da vistoria; e (d) os fluxos de caixa projetados do negócio.

A técnica de avaliação utilizada para mensuração do valor justo dos ativos de concessão significativos adquiridos baseou-se na abordagem de receita que converte fluxo de caixa futuro a valor presente e utilizou as seguintes premissas principais:

- O ativo intangível identificável adquirido de R\$ 801.192 da UHE Mauá inclui principalmente, (i) os contratos de comercialização de energia elétrica no ambiente regulado (CCEAR) para o período de 2025 a 2040, com uma energia contratada de 192 MW médios e (ii) venda de energia de 175 MW médios no ambiente livre (ACL) para o período 2041 até o final da concessão em 2049;
- O ativo de contrato identificável adquirido de R\$ 3.110.664 da MSG inclui principalmente a RAP do contrato de concessão nº 01/2014 para o período de 2025 até o final da concessão em 2044.

Nas demonstrações financeiras intermediárias encerradas em 30.06.2025, a alocação de valores dos ativos adquiridos e passivos assumidos foi feita de forma preliminar pelas adquirentes, sem ajustes até 31.12.2025..

O quadro abaixo apresenta os resultados da MSG e da UHE Mauá antes e depois da data da combinação de negócios.

	UHE Mauá (a)	MSG	Total
Receita operacional líquida	232.938	395.550	628.488
Até 31.05.2025	95.649	198.526	294.175
A partir de 1º.06.2025 até 31.12.2025	137.289	197.024	334.313
Lucro líquido	75.823	103.390	179.213
Até 31.05.2025	24.847	46.021	70.868
A partir de 1º.06.2025 até 31.12.2025	50.976	57.369	108.345

(a) Informações estimadas de 49% do resultado da UHE Mauá, que não é uma entidade jurídica separada, tendo em vista que a receita e o lucro da usina estavam contemplados no balancete da Eletrobrás até 31.05.2025 e no balancete da Copel GeT a partir de 1º.06.2025.

Ressalta-se que 50,1% do resultado da MSG até 31.05.2025 já estava contemplado no lucro líquido da Copel, por meio de equivalência patrimonial. Deste modo, caso a operação tivesse sido efetivada em 1º.01.2025, a demonstração do resultado consolidada apresentaria uma receita líquida *pro forma* de R\$ 26.411.031 e lucro líquido *pro forma* de R\$ 2.735.750.

2. Concessões e Autorizações

Durante o ano de 2025 foram concluídos os desinvestimentos de 12 usinas de pequeno porte e da UHE Baixo Iguaçu, com as respectivas transferências de titularidades dos contratos de concessões para as adquirentes, além do descruzamento de ativos com a Eletrobras em que a Copel GET transferiu a UHE Colíder para a Eletrobras e passou a deter o controle de 100% da UHE Mauá e da participação societária na MSG. Os quadros a seguir já estão atualizados após esses eventos e o detalhamento desses processos está descrito nas NEs nºs 1.2 e 37.

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%	15.06.2040 (b)
	Contrato de concessão nº 125/2001 – UHE Santa Clara		15.05.2040 (b)
	CGHs Fundão I e Santa Clara I		(a)
Dona Francisca Energética	Contrato de concessão nº 188/1998 – UHE Dona Francisca	23%	24.09.2037 (b)
Usina de Energia Eólica São João S.A.	Portaria MME nº 173 /2012 – EOL São João	49%	26.03.2047
Usina de Energia Eólica Carnaúba S.A.	Portaria MME nº 204 /2012 – EOL Carnaúbas	49%	09.04.2047
Usina de Energia Eólica Reduto S.A.	Portaria MME nº 230 /2012 – EOL Reduto	49%	16.04.2047
Usina de Energia Eólica Santo Cristo S.A.	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) A ANEEL homologou e autorizou prazo adicional de extensão de outorga das usinas hidrelétricas participantes do MRE, nos termos da Lei 14.052/2020, da REH 3.439/2025 e da REA 16.467/2025

Usina Hidrelétrica – UHE

Pequena Central Hidrelétrica - PCH / Central Geradora Hidrelétrica - CGH

Usina Eolielétrica – EOL

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

Concessão de geração		Participação %	Vencimento
Contratos de Concessão - Copel GeT			
Contrato de Concessão nº 002/2024 - UHE Gov. Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo) (a)		100	21.11.2054
Contrato de Concessão nº 002/2024 - UHE Gov. José Richa (Salto Caxias) (a)		100	21.11.2054
Contrato de Concessão nº 003/2016 – UHE Gov. Pedro Viriato Parigot de Souza (GPS) (a)		100	06.01.2053
Contrato de Concessão de geração nº 001/2007 – UHE Gov. Jayme Canet Júnior (Mauá) (b)		100	28.06.2049
Contrato de Concessão nº 007/2013 - PCH Derivação do Rio Jordão		100	21.06.2032
Contrato de Concessão nº 045/1999 - UTE Figueira (c)		100	26.03.2019
Contratos de Concessão / Autorização das Participações Societárias			
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 Eurús IV	Portaria MME nº 273/2011 – EOL Eurús IV	100	27.04.2046
Santa Maria	Portaria MME nº 274/2012 – EOL SM	100	08.05.2047
Santa Helena	Portaria MME nº 207/2012 – EOL Santa Helena	100	09.04.2047
Ventos de Santo Uriel	Portaria MME nº 201/2012 – EOL Ventos de Santo Uriel	100	09.04.2047
GE Boa Vista	Portaria MME nº 276/2011 – EOL Dreen Boa Vista	100	28.04.2046
GE Farol	Portaria MME nº 263/2011 – EOL Farol	100	20.04.2046
GE Olho D'Água	Portaria MME nº 343/2011 – EOL Dreen Olho D'Água	100	01.06.2046
GE São Bento do Norte	Portaria MME nº 310/2011 – EOL Dreen São Bento do Norte	100	19.05.2046
Esperança do Nordeste	Portaria MME nº 183/2015 – EOL Esperança do Nordeste	100	11.05.2050
Paraíso dos Ventos do Nordeste	Portaria MME nº 182/2015 – EOL Paraíso dos Ventos do Nordeste	100	11.05.2050
Usina de Energia Eólica Jangada	REA nº 3.257/2011 – EOL GE Jangada	100	05.01.2042
Maria Helena	REA nº 3.259/2011 – EOL GE Maria Helena	100	05.01.2042
Usina de Energia Eólica Potiguar	Portaria MME nº 179/2015 – EOL Potiguar	100	11.05.2050
Usina de Energia Eólica Guajiru	REA nº 3.256/2011 – EOL Dreen Guajiru	100	05.01.2042
Usina de Energia Eólica Cutia	REA nº 3.258/2011 – EOL Dreen Cutia	100	05.01.2042
São Bento do Norte I	Portaria nº 349/2015 – EOL São Bento do Norte I	100	04.08.2050
São Bento do Norte II	Portaria nº 348/2015 – EOL São Bento do Norte II	100	04.08.2050
São Bento do Norte III	Portaria nº 347/2015 – EOL São Bento do Norte III	100	04.08.2050
São Miguel I	Portaria nº 352/2015 – EOL São Miguel I	100	04.08.2050
São Miguel II	Portaria nº 351/2015 – EOL São Miguel II	100	04.08.2050
São Miguel III	Portaria nº 350/2015 – EOL São Miguel III	100	04.08.2050
Foz do Chopim	Autorização - Resolução nº 114/2000 – PCH Arturo Andreoli	36	07.07.2034
PCH Bela Vista (a)	Resolução Autorizativa nº 913/2007 – transferência de titularidade pela Resolução Autorizativa nº 7802/2019	100	06.01.2041
F.D.A. Geração de Energia Elétrica	Contrato de Concessão de Geração nº 001/2024 - UHE GBM	100	20.11.2054
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 ANEEL homologou e autorizou prazo adicional de extensão de outorga das usinas hidrelétricas participantes do MRE, nos termos da Lei 14.052/2020, da REH 3.439/2025 e da REA 16.467/2025

(b) A ANEEL transferiu a titularidade da concessão para a Copel Geração e Transmissão S.A. por meio da REA 16.151/2025, formalizado pela celebração do Quinto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão 001/2007

(c) Em processo de desinvestimento (NE nº 37.1)

Concessões de transmissão		Participação %	Vencimento	Próxima revisão tarifária
Contratos de Concessões de Linhas de Transmissão (LT) e Subestações (SE) - Copel GeT				
Contrato nº 060/2001 – Instalações de transmissão (diversos LTs e SEs) – prorrogado pelo 3º termo aditivo		100	01.01.2043	2028
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	2028
Contrato nº 027/2009 – LT 525 kV Foz do Iguaçu – Cascavel Oeste		100	19.11.2039	2030
Contrato nº 010/2010 – LT 500 kV Araraquara II – Taubaté		100	06.10.2040	2026
Contrato nº 015/2010 – SE Cerquilha 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	2028
Contrato nº 002/2013 – LT 230 kV Assis – Paraguaçu Paulista II e SE Paraguaçu Paulista II 230 kV		100	25.02.2043	2028
Contrato nº 005/2014 – LT 230 kV Bateias – Curitiba Norte e SE Curitiba Norte 230/138 kV		100	29.01.2044	2029
Contrato nº 021/2014 – LT 230 kV Foz do Chopim – Realeza e SE Realeza 230/138 kV		100	05.09.2044	2030
Contrato nº 022/2014 – LT 500 kV Assis – Londrina		100	05.09.2044	2030
Contrato nº 006/2016		100	07.04.2046	2030
LT 525 kV Curitiba Leste – Blumenau				
LT 230 kV Baixo Iguaçu – Realeza				
LT 230 kV Curitiba Centro – Uberaba				
SE Medianeira 230/138 kV				
SE Curitiba Centro 230/138 kV				
SE Andará Leste 230/138 kV				
Contratos de Concessão / Autorização das Participações Societárias				
Costa Oeste Transmissora	Contrato nº 001/2012:	100	12.01.2042	2027
	LT 230 kV Cascavel Oeste – Umuarama			
	SE Umuarama 230/138 kV			
Caiuá Transmissora	Contrato nº 007/2012:	49	10.05.2042	2027
	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	2027
	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	2027
Matrinchã Transmissora	Contrato nº 012/2012:	49	10.05.2042	2027
	LT 500 kV Paranaíba – Cláudia			
	LT 500 kV Cláudia – Paranatinga			
	LT 500 kV Paranatinga – Ribeirãozinho			
	SE Paranaíba 500 kV			
	SE Cláudia 500 kV			
	SE Paranatinga 500 kV			
Guaraciaba Transmissora	Contrato nº 013/2012:	49	10.05.2042	2027
	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	2028
	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 (b)	Contrato nº 001/2014:	100,0	14.05.2044	2029
	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	2030
Uirapuru Transmissora	Contrato nº 002/2005: LT 525 kV Ivaiporã – Londrina	100	04.03.2035	(a)

(a) Não passam por revisão tarifária.

(b) Em maio de 2025 foi concluída a aquisição da totalidade da participação na MSG (NE nº 1.2).

3. Base de Preparação

3.1. Declaração de conformidade

As demonstrações financeiras individuais da Controladora e as demonstrações financeiras consolidadas foram preparadas conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil incluindo os pronunciamentos, interpretações e orientações emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) e as normas contábeis internacionais (IFRS® *Accounting Standards*), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB), incluindo as interpretações emitidas pelo *IFRS Interpretations Committee* (IFRIC® *Interpretations*) ou pelo seu órgão antecessor, *Standing Interpretations Committee* (SIC® *Interpretations*) e evidenciam todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras, e somente elas, as quais estão consistentes com as utilizadas pela administração na sua gestão.

A emissão destas demonstrações financeiras individuais e consolidadas foi autorizada pelo Conselho de Administração em 26.02.2026.

3.2. Base de mensuração

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

3.3. Moeda funcional e moeda de apresentação

As demonstrações financeiras individuais e consolidadas são apresentadas em real, que é a moeda funcional da Companhia. Os valores são apresentados em milhares de reais e são arredondados para o milhar mais próximo, exceto quando indicado de outra forma.

3.4. 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 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. As áreas que requerem maior nível de julgamento e tem maior complexidade, bem como aquelas nas quais as premissas e estimativas são significativas para as demonstrações financeiras individuais e consolidadas são as seguintes:

- NEs nºs 4.2.7, 20 e 32.2.10 - Instrumentos financeiros derivativos: marcação a mercado dos contratos de compra e venda de energia e apuração do valor justo nas operações de *swap* e *hedge*;
- 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 4.7 e 15 - Imobilizado: previsão de vida útil dos ativos;
- NEs nºs 4.8 e 16 - Intangível: previsão de vida útil dos ativos;
- NEs nºs 4.9.1 e 7.2 - Perdas de crédito esperadas: estimativa de valores que não serão recebidos;
- NEs nºs 4.9.2 e 15.4 - Redução ao valor recuperável de ativos não financeiros: definição de premissas, determinação da taxa de desconto e previsão dos fluxos de caixa;
- NEs nºs 4.10 e 26 - Provisões para litígios e passivos contingentes: estimativa de perdas em processos judiciais;
- NEs nºs 4.10 e 12.3 - Provisão para destinação de crédito de PIS e Cofins: avaliação dos montantes que podem ser exigidos para devolução aos consumidores;
- NE nº 4.11, 28 e 32.2.9 - Reconhecimento de receita: estimativa de valores não faturados, margem de construção e provisão de não performance dos empreendimentos eólicos;

- NEs nºs 4.12 e 12.1 - Imposto de renda e contribuição social diferidos: previsão de lucros tributáveis futuros para recuperabilidade dos tributos;
- NEs nºs 4.13 e 21 - Benefícios pós-emprego: premissas atuariais para avaliação dos planos previdenciários e assistenciais;
- NEs nºs 4.14 e 27.4 - Remuneração baseada em ações: apuração do valor justo das outorgas dos planos de Incentivos de Longo Prazo – ILP;
- NEs nºs 4.15 e 24 - Direito de uso de ativos e Passivo de arrendamentos: definição da taxa de desconto para os contratos;
- NEs nºs 4.16 e 37 - Ativos mantidos para venda e operações descontinuadas: avaliação da venda como altamente provável.

3.5. Continuidade operacional

A Administração concluiu não haver incertezas materiais que coloquem em dúvida a continuidade da Companhia. Há expectativa razoável de que a Companhia possui recursos adequados para sua continuidade operacional no futuro próximo e 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) valor do patrimônio líquido (iii) 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.

4. Políticas Contábeis Materiais

As principais políticas contábeis materiais utilizadas na preparação dessas demonstrações financeiras individuais e consolidadas são apresentadas a seguir. Essas políticas foram aplicadas de modo consistente nos exercícios apresentados.

4.1. Base de consolidação

4.1.1. Controladas

As controladas são as entidades em que a Companhia detém o controle. 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. Nas demonstrações financeiras individuais, os investimentos em controladas são contabilizados pelo método da equivalência patrimonial, sendo, inicialmente, reconhecidos ao custo. Nas demonstrações financeiras consolidadas, os ativos, passivos e resultados das controladas são consolidados linha a linha, com eliminação das transações e saldos entre as empresas do grupo.

4.1.2. Coligadas e empreendimentos controlados em conjunto

Coligadas são as entidades sobre as quais a Companhia tem influência significativa, mas não o controle. 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. Os investimentos em coligadas e empreendimentos controlados em conjunto são contabilizados pelo método da equivalência patrimonial, sendo, inicialmente, reconhecidos ao custo.

4.1.3. Combinação de negócios

Em uma combinação de negócios, os ativos identificados, os passivos e os passivos contingentes adquiridos são mensurados 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 a diferença entre o custo de aquisição e o valor justo dos ativos líquidos adquiridos indicar um montante negativo, o ganho com compra vantajosa é reconhecido diretamente no resultado do exercício.

O valor 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, é amortizado pelo período da concessão. O *ágio* decorrente exclusivamente do reconhecimento contábil do tributo diferido (34%) sobre a mais/menos valia registrada na combinação de negócios se caracteriza como *ágio técnico* e não é amortizado, apenas testado por *impairment*.

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.

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 ocorre de forma prospectiva.

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. Ativos financeiros mensurados ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes

Compreendem principalmente investimentos em instrumentos patrimoniais mantidos para fins estratégicos de médio a longo prazo, designados ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes, uma vez que o reconhecimento de flutuações de curto prazo no valor justo desses investimentos no resultado não estaria em linha com a estratégia da Companhia de manutenção e observação de seu potencial de desempenho no longo prazo.

4.2.4. 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.

4.2.5. 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.

4.2.6. 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.

4.2.7. Instrumentos financeiros derivativos

Marcação a mercado dos contratos 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.

Operações de *SWAP* e *Hedge*

A Companhia efetua operações de proteção de exposições aos riscos de taxa de juros de dívidas, através de contratos de *swap*, os quais são reconhecidos como ativo e/ou passivo no balanço patrimonial e mensurados inicialmente e subsequentemente a valor justo. As variações nos valores justos dos derivativos são reconhecidas no resultado financeiro.

Para fins de redução na volatilidade do resultado e transparência dos efeitos do gerenciamento de capital, a Companhia adota a contabilidade de *hedge*. As dívidas da Companhia que são objeto de *hedge* são designadas como “*hedge* de valor justo”, de modo que a variação dos valores justos tanto dos instrumentos de *hedge* quanto dos objetos de *hedge* são registradas no resultado financeiro.

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.

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

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. 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, a qual 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.

4.4.3. Concessão de geração de energia elétrica

A Companhia possui 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

Representa o direito contratual da Companhia relacionado à construção 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 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. 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 faz frente aos custos de operação e manutenção incorridos.

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 parcela suficiente para cobrir os gastos de gerenciamento e acompanhamento da obra.

A taxa implícita de remuneração de cada concessão é determinada pela projeção do custo esperado, da margem de lucro na fase de construção e da projeção da RAP a ser recebida, líquida da estimativa da contraprestação variável (Parcela Variável - PV) e da parcela destinada a remunerar a Operação e Manutenção – O&M. Essa taxa de remuneração é fixada no momento inicial e não se altera durante a performance do contrato.

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 4.11.3), e por sua remuneração financeira (NE nº 4.11.2).

Após o início da operação comercial, na medida em que o serviço de operação e manutenção – O&M é prestado, a parte da RAP referente à 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. Este valor faturado após o cumprimento da performance de O&M é transferido para o ativo financeiro na rubrica de clientes até o seu recebimento efetivo.

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.

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. Imobilizado

Correspondem aos direitos que tenham por objeto bens corpóreos destinados à manutenção das atividades da entidade ou exercidos com essa finalidade, inclusive os decorrentes de operações que transfiram a ela os benefícios, os riscos e o controle desses bens.

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. 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. Como referência utiliza-se as taxas definidas pela Aneel, visto que tais taxas foram objeto de estudos técnicos e estatísticos efetuados pelo órgão regulador, as quais são praticadas e aceitas pelo mercado como representativas da vida útil econômica dos bens.

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

4.8. Intangível

Compreendem principalmente os ativos decorrentes dos contratos de concessão detalhados a seguir, além de valores de direito de concessão/autorização gerados em combinações de negócios (NE nº 4.1.3) e saldos de softwares adquiridos de terceiros ou gerados internamente, que são mensurados pelo custo total de aquisição diminuído das despesas de amortização pelo prazo de cinco anos.

4.8.1. Concessão onerosa de geração de energia elétrica

Corresponde à aquisição de direito de exploração do potencial de geração de energia hidráulica cujo contrato prevê pagamentos à União a título de Uso do Bem Público – UBP e/ou Bônus de Outorga. O montante é reconhecido pelo valor presente das saídas de caixa futuras no período de vigência do contrato de concessão. Na data de início da operação comercial ou da aquisição do direito de exploração do empreendimento, o montante apresentado é fixado e amortizado durante o período da concessão.

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

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

4.8.3. 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. Redução ao valor recuperável de ativos - *Impairment*

Os ativos são avaliados para identificar evidências de desvalorização.

4.9.1. Ativos financeiros

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

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

4.9.2. Ativos não financeiros

Quando houver perda decorrente das situações em que o valor contábil do ativo ultrapasse seu valor recuperável, definido pelo maior valor entre o valor em uso do ativo e o valor 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 periodicamente e em caso de reversão de perdas estimadas em 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 já no grupo de contas a receber de clientes enquanto que para o saldo a receber condicionado a cumprir a obrigação de performance de manter e operar a infraestrutura, a Companhia não apresenta histórico e nem expectativa de perdas, pois são garantidas por estruturas de fianças, pelo rateio compartilhado de eventual inadimplência entre os demais integrantes do sistema interligado nacional gerido pelo Operador Nacional do Sistema - ONS e pela regulamentação do setor.

4.10. Provisões

Uma provisão é reconhecida quando: (i) a Companhia tem uma obrigação presente (legal 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. Para o cálculo de temas que são repetitivos, utiliza-se a experiência histórica da companhia com casos semelhantes para estimar o desfecho mais provável para o conjunto de processos.

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.

Provisões para desmantelamento ou descomissionamento de ativos, quando atenderem aos critérios de reconhecimento e mensuração, são contabilizadas em contrapartida ao custo do respectivo ativo, a valor presente. O ativo é depreciado juntamente com os itens de imobilizado, enquanto o passivo é reconstituído pela passagem do tempo. Caso haja revisão dos montantes provisionados, se estes não decorrerem apenas da passagem do tempo, são reconhecidos novamente em contrapartida ao custo do ativo e depreciados até o fim da vida útil.

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.

4.11. Reconhecimento da receita

4.11.1. Receita de contratos com clientes

A receita é mensurada com base na contraprestação que a Companhia espera receber em um contrato com o cliente, líquida de qualquer contraprestação variável. A Companhia reconhece receitas quando transfere o controle do produto ou serviço ao cliente e quando for provável o recebimento da contraprestação, considerando a capacidade e a intenção do cliente de pagá-la 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 e estimativas de preço e volume.

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. 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.

As informações sobre a receita do segmento de transmissão estão descritas na NE nº 4.5.2.

4.11.2. Receita de juros

A receita de juros é reconhecida quando for provável que os benefícios econômicos futuros deverão fluir para a Companhia e o valor da receita possa ser mensurado com confiabilidade. A receita de juros é reconhecida 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.

4.11.3. Receita e margem de construção

As receitas relativas a serviços de construção da infraestrutura utilizada na prestação de serviços de distribuição e transmissão de energia elétrica são reconhecidas ao longo do tempo com base no estágio de conclusão da obra. Os respectivos custos são reconhecidos quando incorridos, na demonstração do resultado do exercício, como custo de construção.

Considerando que a Copel Distribuição terceiriza a construção de infraestrutura de distribuição com partes não relacionadas, por meio de obras realizadas em curto prazo, a margem de construção para a atividade de distribuição de energia resulta em valores não significativos, o que leva ao seu não reconhecimento 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.

4.12. 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.

4.13. Benefícios Pós-emprego

A Companhia e suas controladas patrocinam planos previdenciários para complementação de aposentadoria e pensão e Plano Assistencial (assistência médica e odontológica). 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). Para o plano assistencial que tem benefício pós emprego (Prosaúde II), o valor do passivo assistencial 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.

4.14. Remuneração baseada em ações

A Companhia opera planos de Incentivos de Longo Prazo – ILP, através dos quais recebe os serviços prestados pelos Participantes Elegíveis (Administradores e/ou Empregados) e estes são liquidados com instrumentos patrimoniais (ações). O valor total da despesa é reconhecido no resultado, na rubrica de pessoal e administradores, com um correspondente aumento no patrimônio líquido, durante o período de aquisição dos direitos (*vesting period*).

O valor reconhecido como despesa é ajustado periodicamente para refletir o número de ações para o qual existe a expectativa de que as condições de tempo e de desempenho serão atendidas, de tal forma que o valor final reconhecido como despesa seja baseado no número de ações que efetivamente atendam às condições na data de aquisição (*vesting date*). O valor justo dos serviços recebidos é mensurado de forma indireta, tomando por base o valor justo dos instrumentos patrimoniais outorgados, o qual é mensurado na data de outorga das ações e não são efetuados ajustes posteriores para as diferenças entre os resultados esperados e os reais.

4.15. 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.

4.16. Ativos e passivos mantidos para venda e operação descontinuada

A classificação dos ativos e passivos como mantido para venda é efetuada quando a venda é altamente provável, ou seja, quando está disponível para venda imediata nas condições atuais e exista 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 valor contábil ou o valor justo líquido das despesas de venda, dos dois o menor. 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.

4.17. Ações em tesouraria

O valor das ações recompradas pela Companhia e os gastos com a transação incorridos no processo de recompra são registrados no Patrimônio Líquido. Os valores não são atualizados enquanto as ações se mantiverem em tesouraria. Em caso de venda dessas ações, se o resultado apurado, líquido dos gastos com a transação, resultar em ganho, é registrado em reserva de capital. Se houver prejuízo, é registrado na conta que originou os recursos para aquisição.

4.18. Demonstração do Valor Adicionado - DVA

A apresentação da Demonstração do Valor Adicionado (DVA), individual e consolidada, é requerida pela legislação societária brasileira e pelas práticas contábeis adotadas no Brasil aplicáveis a companhias abertas. A DVA foi preparada de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - "Demonstração do Valor Adicionado". Essa demonstração tem por finalidade evidenciar a riqueza gerada pelas empresas assim como sua distribuição durante determinado período. As IFRS não requerem a apresentação dessa demonstração. Como consequência, pelas IFRS, essa demonstração está apresentada como informação suplementar, sem prejuízo do conjunto das demonstrações contábeis.

4.19. Pronunciamentos aplicáveis à Companhia a partir de 1º.01.2025

A partir de 1º.01.2025 estão vigentes as alterações de normas a seguir, sem impactos significativos nas demonstrações contábeis da Companhia:

- (i) CPC 02 / IAS 21 - Efeitos das Mudanças nas Taxas de Câmbio intitulada Falta de Conversibilidade;
- (ii) CPC 18 (R3) - Investimento em Coligada e em Empreendimento Controlado em Conjunto;
- (iii) ICPC 09 (R3) – Demonstrações Contábeis Individuais, Demonstrações Separadas, Demonstrações Consolidadas e aplicação do método de equivalência patrimonial;
- (iv) OCPC 10 – Créditos de Carbono (tCO₂e), Permissões de emissão (*allowances*) e Crédito de Descarbonização (CBIO).

4.20. Novas normas que ainda não entraram em vigor

A partir dos exercícios seguintes estarão vigentes as normas novas e/ou revisadas abaixo:

- (i) CPC 48 / IFRS 9 e CPC 40 / IFRS 7 – Classificação e mensuração de instrumentos financeiros e Contratos que tenham como referência energia e cuja geração dependa da natureza (a partir de 1º.01.2026);
- (ii) IFRS 18/CPC 51 - Apresentação e Divulgação nas Demonstrações Financeiras (a partir de 1º.01.2027);
- (iii) IFRS 19 - Subsidiárias sem Responsabilidade Pública: Divulgações (a partir de 1º.01.2027);

(iv) Melhorias Anuais às Normas Contábeis IFRS - Volume 11 (a partir de 1º.01.2026);

(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, exceto a IFRS 18 para a qual a Administração está avaliando os impactos de adoção.

5. Caixa e Equivalentes de Caixa

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Caixa e bancos conta movimento	733	233	379.611	174.798
Aplicações financeiras de liquidez imediata	37.804	280.107	2.750.752	3.987.141
	38.537	280.340	3.130.363	4.161.939

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 se referem a Certificados de Depósitos Bancários - CDBs e a Operações Compromissadas que, dependendo da incidência de IOF e do prazo de liquidez negociado no momento da contratação, são remuneradas entre 70,0% e 102,1% da taxa de variação do Certificado de Depósito Interbancário - CDI.

6. Títulos e Valores Mobiliários

Categoria	Indexador	Controladora		Consolidado	
		31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Cotas de fundos de investimentos ^(a)	CDI	93	95	593.217	418.465
Certificados de Depósitos Bancários – CDB	96% a 101% do CDI	–	–	82.929	94.707
Operação Compromissada	98% do CDI	–	–	15.635	16.536
		93	95	691.781	529.708
Circulante		93	95	895	623
Não circulante		–	–	690.886	529.085

Certificado de Depósito Interbancário – CDI

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

A Companhia e suas controladas possuem títulos e valores mobiliários que rendem taxas de juros variáveis. O prazo desses títulos varia de 3 a 50 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.

7. Clientes

Consolidado	Saldos vencidos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Saldo em 31.12.2025	Saldo em 31.12.2024
Fornecimento de energia e Encargos de uso do sistema - Copel DIS (a)	1.816.229	439.188	161.699	2.417.116	2.255.678
Fornecimento de energia e Encargos de uso do sistema não faturado - Copel DIS	931.460	–	–	931.460	930.801
Fornecimento de energia - consumidores livres	135.042	1.736	4.647	141.425	177.516
Outros créditos de consumidores	68.662	26.691	16.227	111.580	187.204
Suprimento de energia	813.128	6.862	137.615	957.605	666.055
Encargos de uso do sistema de transmissão	102.758	1.354	55.166	159.278	102.342
(-) Perdas de créditos esperadas (NE nº 7.2)	(9.669)	(17.637)	(228.012)	(255.318)	(240.714)
	3.857.610	458.194	147.342	4.463.146	4.078.882
			Circulante	4.300.957	3.962.702
			Não circulante	162.189	116.180

(a) Contempla o saldo do parcelamento de débitos da Copel DIS (NE nº 7.1).



7.1. Parcelamento de débitos

	31.12.2025	31.12.2024
Residencial	99.097	106.440
Industrial	69.950	77.038
Comercial	298.725	181.104
Rural	9.212	10.058
Poderes públicos	4.647	5.011
Iluminação pública	419	454
Serviço público	1.931	2.074
(-) Ajuste a valor presente	(99.910)	(21.251)
	384.071	360.928

Na Copel DIS, o parcelamento de débitos vencidos poderá ser concedido mediante solicitação do consumidor com base nos critérios e condições que consideram o percentual mínimo de entrada, a quantidade de parcelas, bem como exigências de garantias, a depender do valor do débito.

Os saldos de parcelamentos de débitos, em 31.12.2025, estão a valor presente, e consideram o montante a ser descontado, as datas de vencimento das parcelas e a taxa média ponderada de desconto, de 1,2% a.m. (1,28% a.m. em 31.12.2024).

7.2. Perdas de créditos esperadas

Consolidado	Saldo em 1º.01.2024	Adições	Perdas	Reclassificação (a)	Saldo em 31.12.2024	Adições / (Reversões)	Perdas	Efeito de combinação de negócios (b)	Saldo em 31.12.2025
Fornecimento de energia, Encargos de uso do sistema e outros créditos - Copel DIS	133.867	70.627	(120.871)	—	83.623	100.735	(87.304)	—	97.054
Fornecimento de energia e outros créditos - Copel COM	15.324	716	(9.175)	—	6.865	(1.468)	(2.381)	—	3.016
Suprimento de energia e Encargos de uso do sistema de transmissão	133.191	21.172	(4.137)	—	150.226	(1.764)	(2.412)	9.198	155.248
Distribuição de gás	—	7.510	—	(7.510)	—	—	—	—	—
	282.382	100.025	(134.183)	(7.510)	240.714	97.503	(92.097)	9.198	255.318

(a) Reclassificação referente a valores da Compagas, vendida em 2024.
(b) Saldos adquiridos na combinação de negócios descrita na NE nº 1.2.

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.01.2025	Receita Operacional		Resultado Financeiro	Bandeiras Tarifárias	Balanço Patrimonial	Saldo em 31.12.2025
		Constituição	Amortização	Atualização		Constituição	
Parcela A							
Energia elétrica comprada para revenda – Itaipu	78.793	109.999	(21.659)	13.307	–	–	180.440
Energia elétrica comprada p/ revenda – CVA Energ	(62.125)	721.685	154.935	15.948	(451.583)	–	378.860
Transporte de energia pela rede básica	402.396	98.764	(340.198)	30.053	–	–	191.015
Transporte de energia comprada de Itaipu	29.570	5.255	(25.871)	85	–	–	9.039
Encargos de Serviços do Sistema - ESS	112.687	(9.646)	(65.358)	5.273	(45.184)	–	(2.228)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(64.790)	350.530	(19.127)	6.960	–	–	273.573
Proinfa	(7.721)	42.104	(16.191)	3.934	–	–	22.126
Outros componentes financeiros							
Devolução Pis e Cofins (NE nº 12.3)	(568.455)	–	1.017.539	–	–	(864.545)	(415.461)
Neutralidade	(276.986)	(153.256)	285.023	(7.254)	–	–	(152.473)
Risco hidrológico	(481.262)	(392.087)	459.507	(24.873)	–	–	(438.715)
Devoluções tarifárias	(172.956)	(94.351)	129.927	(4.518)	–	–	(141.898)
Sobrecontratação	234.070	265.156	(171.122)	16.034	(194.846)	–	149.292
CDE Escassez hídrica	–	(58.086)	31.728	(2.995)	–	–	(29.353)
CDE Eletrobras	(38.891)	37.956	4.484	(1.940)	–	(13.164)	(11.555)
Antecipação do banco de geração distribuída	–	189.204	–	–	–	–	189.204
Mecanismo atenuação tarifária	(242.372)	(217.211)	262.497	(45.758)	–	–	(242.844)
Outros	(19.768)	(34.134)	39.489	(26.718)	–	(955)	(42.086)
	(1.077.810)	861.882	1.725.603	(22.462)	(691.613)	(878.664)	(83.064)
Ativo circulante	–						400.463
Ativo não circulante	–						400.463
Passivo circulante	(935.322)						(883.990)
Passivo não circulante	(142.488)						–

Consolidado	Saldo em 1º.01.2024	Receita Operacional		Resultado Financeiro	Bandeiras Tarifárias	Balanço Patrimonial	Saldo em 31.12.2024
		Constituição	Amortização	Atualização		Constituição	
Parcela A							
Energia elétrica comprada para revenda - Itaipu	106.561	73.899	(108.421)	6.754	–	–	78.793
Energia elétrica comprada p/ revenda - CVA Energ	(557.165)	153.184	466.293	(43.429)	(81.008)	–	(62.125)
Transporte de energia pela rede básica	601.157	258.551	(515.559)	58.247	–	–	402.396
Transporte de energia comprada de Itaipu	54.593	15.689	(46.482)	5.770	–	–	29.570
ESS	142.484	128.496	(103.966)	11.938	(66.265)	–	112.687
CDE	1.280	(50.074)	(18.442)	2.446	–	–	(64.790)
Proinfa	(14.495)	(15.485)	23.969	(1.710)	–	–	(7.721)
Outros componentes financeiros							
Devolução Pis e Cofins (NE nº 12.3)	(702.895)	–	1.317.355	–	–	(1.182.915)	(568.455)
Neutralidade	(19.622)	(395.710)	154.354	(16.008)	–	–	(276.986)
Risco hidrológico	(475.400)	(430.730)	445.336	(20.468)	–	–	(481.262)
Devoluções tarifárias	(181.607)	(97.904)	113.258	(6.703)	–	–	(172.956)
Sobrecontratação	634.193	150.068	(390.911)	25.573	(184.853)	–	234.070
Bônus Itaipu	(3.243)	–	(55.741)	–	–	58.984	–
CDE Eletrobras	(41.882)	66.074	22.929	(4.733)	–	(81.279)	(38.891)
Mecanismo atenuação tarifária	–	(234.789)	–	(7.583)	–	–	(242.372)
Outros	(17.004)	(14.608)	13.091	(1.247)	–	–	(19.768)
	(473.045)	(393.339)	1.317.063	8.847	(332.126)	(1.205.210)	(1.077.810)
Ativo circulante	15.473						–
Ativo não circulante	15.473						–
Passivo circulante	(476.103)						(935.322)
Passivo não circulante	(27.888)						(142.488)

9. Contas a Receber Vinculadas à Concessão

Consolidado	Distribuição (NE nº 9.1)	Geração		Total
		Bonificação pela outorga (NE nº 9.2)	Contrato de concessão (NE nº 9.3)	
Em 1º.01.2024	1.954.679	792.741	71.835	2.819.255
Transferências de ativos de contrato	578.820	–	–	578.820
Transferências para outros créditos	(1.927)	–	–	(1.927)
Reconhecimento do valor justo	82.424	–	3.590	86.014
Baixas	(3.265)	–	–	(3.265)
Transferências para suprimento de energia elétrica – clientes	–	(91.737)	–	(91.737)
Juros efetivos (NE nº 28.1)	–	120.800	–	120.800
Em 31.12.2024	2.610.731	821.804	75.425	3.507.960
Transferências de ativos de contrato (NE nº 10)	913.668	–	–	913.668
Reconhecimento do valor justo	161.244	–	3.248	164.492
Baixas	(6.089)	–	–	(6.089)
Transferências para suprimento de energia elétrica – clientes	–	(96.142)	–	(96.142)
Juros efetivos (NE nº 28.1)	–	119.557	–	119.557
Em 31.12.2025	3.679.554	845.219	78.673	4.603.446
Circulante				12.867
Não circulante				4.590.579

9.1. Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

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

Saldo relativo à Bonificação pela Outorga do contrato de concessão da UHE GPS pagos ao Poder Concedente, atualizado pelo IPCA e juros remuneratórios, conforme contrato de concessão firmado em 05.01.2016.

9.3. Contrato de concessão de geração de energia elétrica

Saldo residual dos ativos de geração de energia elétrica da UHE GPS e UHE Mourão I, depreciados até 2015, data de vencimento das concessões. Em agosto de 2022 a Copel protocolou na Aneel os laudos de avaliação relativos aos valores residuais, com data base julho de 2015, para fiscalização por parte da agência reguladora. De modo a estabelecer as diretrizes no processo de reconhecimento dos investimentos complementares ao projeto básico, de que trata o art. 2º do Decreto nº 7850/2012 e estabelecer a forma de pagamento às concessionárias de geração, o Ministério de Minas e Energia abriu em 03.07.2025 a Consulta Pública nº 190/2025, a fim de propor o processo a ser observado no pagamento dos valores homologados pela Aneel, nos termos da Resolução Normativa nº 1027/2022, abrangendo as concessionárias de geração, inclusive a Copel, com as UHEs GPS e Mourão. Até o momento não houve a conclusão da referida consulta pública, inclusive sua regulamentação.

10. Ativos de contrato

Consolidado	Distribuição (NE nº 10.1)	Transmissão (NE nº 10.2)		Total
		Ativo concessões	Ativo RBSE	
Em 1º.01.2024	2.201.958	4.087.156	1.315.947	7.605.061
Adições	2.465.040	645.525	188.105	3.298.670
Receita de construção	—	95.610	—	95.610
Participação financeira do consumidor	(268.692)	—	—	(268.692)
Transferências para o intangível (NE nº 16)	(2.103.522)	—	—	(2.103.522)
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 9)	(578.820)	—	—	(578.820)
Baixas	(14.496)	—	—	(14.496)
Realização de mais/menos valia em combinações de negócios	—	722	—	722
Transferências para encargos do uso da rede - clientes	—	(508.832)	(306.596)	(815.428)
Outras transferências	(20)	(8.179)	—	(8.199)
Em 31.12.2024	1.701.448	4.312.002	1.197.456	7.210.906
Adições	3.268.885	845.918	136.968	4.251.771
Receita de construção	—	226.366	—	226.366
Participação financeira do consumidor	(309.835)	—	—	(309.835)
Transferências para o intangível (NE nº 16)	(2.901.548)	—	—	(2.901.548)
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 9)	(913.668)	—	—	(913.668)
Baixas	(20.453)	—	—	(20.453)
Efeito de combinação de negócios (a)	—	3.110.665	—	3.110.665
Realização de mais/menos valia em combinações de negócios	—	2.134	—	2.134
Transferências para encargos do uso da rede - clientes	—	(663.898)	(273.670)	(937.568)
Outras transferências	—	(8.695)	—	(8.695)
Ajuste RBSE - revisão do componente financeiro	—	—	(115.069)	(115.069)
Em 31.12.2025	824.829	7.824.492	945.685	9.595.006
			Circulante	392.594
			Não circulante	9.202.412

(a) Saldos adquiridos na combinação de negócios descrita na NE nº 1.2.

10.1. Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Saldo composto por valores das 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, e que são transferidos para Contas a Receber Vinculados à Concessão e Intangível, na medida em que essas obras são concluídas. Os custos de empréstimos, financiamentos e debêntures capitalizados durante a fase de construção totalizaram R\$ 15.364 em 2025, à taxa média de 0,18% a.a. (R\$ 19.187, à taxa média de 0,25% a.a., em 2024).

10.2. Contratos de concessão de transmissão

Ajuste RBSE - revisão do componente financeiro

Em junho de 2022 foi emitida a Nota Técnica nº 85/2022-SGT/Aneel que tratou da análise dos pedidos de reconsideração sobre o pagamento do componente financeiro e reperfilamento do Ativo RBSE. Em abril de 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. Em 10.06.2025 a Aneel, por meio da Resolução Homologatória nº 3.467/2025, revisou o disposto na Resolução Homologatória nº 2.847/2021 e aprovou, a partir desta data, os novos valores de RAP referentes ao componente financeiro, com impacto negativo de R\$ 115.069 na receita operacional líquida da Copel GeT.

Revisão Tarifária

Em julho de 2024 a Aneel homologou a revisão tarifária de parte dos contratos de concessão de transmissão da Copel GeT, com impacto negativo de R\$ 44.402, principalmente pela avaliação do Valor Novo de Reposição (VNR) dos ativos compensada parcialmente pelo incremento de RAP de reforços e melhorias realizados no último ciclo. A Copel encaminhou recurso administrativo à Aneel solicitando a revisão dos valores e em abril de 2025 foi emitido o Despacho nº 1.228/2025 que deu provimento parcial aos pleitos da Companhia, gerando efeito positivo de R\$ 39.109 na receita operacional líquida da Copel GeT de 2025.



Em julho de 2025, conforme divulgado no Comunicado ao Mercado nº 14/25, a Aneel aprovou o estabelecimento da RAP para o ciclo 2025-2026, com vigência a partir de 1º.07.2025. De acordo com a Nota Técnica 141/2025, as RAPs da Copel GeT e suas participações passam a ser de R\$ 1.811.183, aumento de 13,6%, já considerando 100% da participação na MSG e os efeitos da redução do componente financeiro da RBSE.

Premissas - ativo de contrato

	31.12.2025			31.12.2024		
	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)	9,12% a.a.	8,11% a.a.	11,10% a.a.	9,62% 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	1.033.357	176.267	122.087	611.620	209.055	115.920

(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.

11. Outros Créditos

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Repasse CDE (a)	—	—	394.814	325.657
Alienação de participação societária (b)	340.384	596.203	340.384	596.203
Ativo de Indenização (NE nº 1.2)	—	—	346.634	—
Alienações de bens e direitos (c)	—	—	332.744	315.436
Serviços em curso (d)	3.920	3.056	230.940	239.474
Adiantamentos contratuais a fornecedores	—	—	35.688	44.624
Alienações e desativações em curso	22	—	33.829	35.676
Bandeira tarifária	—	—	17.561	10.076
Adiantamento a empregados	189	256	11.816	12.536
Outros créditos	519	534	99.972	51.838
	345.034	600.049	1.844.382	1.631.520
Circulante	345.002	301.929	1.050.086	949.674
Não circulante	32	298.120	794.296	681.846

(a) Saldo a receber da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE para cobertura dos descontos tarifários (Lei nº 10.438/2002 e Decreto nº 7.891/2013), sendo a quota mensal estipulada em Reajuste/Revisão Tarifária Anual. Mensalmente, a Companhia constitui estimativa de diferenças a serem compensadas no próximo reajuste tarifário. Em 31.12.2025 o saldo a receber referente à cota mensal é de R\$ 88.979, o saldo a compensar no ciclo 2025-2026 é de R\$ 143.611 e o saldo em constituição é de R\$ 162.224 (em 31.12.2024, respectivamente, R\$ 141.619, R\$ 81.610 e R\$ 102.428).

(b) Saldo decorrente principalmente do desinvestimento da Compagas concluído em 2024, com recebimento de R\$ 326.885 em set/25 e previsão de quitação em set/26.

(c) Contempla o saldo a receber decorrente da alienação de ativos inservíveis às concessões da Copel GeT e FDA realizada em 2024.

(d) Referem-se, em sua maioria, aos gastos de projetos de P&D e PEE que durante a execução são registrados no ativo em contrapartida ao caixa. Após concluídos e homologados pela Aneel, os saldos deste ativo são compensados com o respectivo passivo, que foi registrado inicialmente em contrapartida ao resultado, como dedução da receita operacional.

12. Tributos

12.1. Imposto de renda e contribuição social diferidos

Controladora	Saldo em 1º.01.2024	Reconhecido no resultado		Reconhecido no resultado abrangente	Saldo em 31.12.2024	Reconhecido no resultado	Reconhecido no resultado abrangente	Saldo em 31.12.2025
		Operação Continuada	Operação Descontinuada			Operação Continuada		
Ativo não circulante								
Provisões para litígios	293.148	(222.710)	–	–	70.438	(21.228)	–	49.210
Perdas de créditos esperadas	44.592	–	–	–	44.592	–	–	44.592
Benefícios pós-emprego	17.466	28	–	(3.224)	14.270	12	(398)	13.884
Prejuízo fiscal e base de cálculo negativa	15.974	235.796	(236.370)	–	15.400	(4.030)	–	11.370
Programa de desligamentos voluntários	6.205	(4.743)	–	–	1.462	(1.010)	–	452
Outros	17.820	2.271	–	–	20.091	1.242	–	21.333
	395.205	10.642	(236.370)	(3.224)	166.253	(25.014)	(398)	140.841
(-) Passivo não circulante								
Atualização de depósitos judiciais	26.512	(694)	–	–	25.818	(2.836)	–	22.982
Direito de uso de ativos	2.272	75	–	–	2.347	278	–	2.625
Instrumentos financeiros	6.936	(5.384)	–	–	1.552	(936)	–	616
	35.720	(6.003)	–	–	29.717	(3.494)	–	26.223
Líquido	359.485	16.645	(236.370)	(3.224)	136.536	(21.520)	(398)	114.618

Consolidado	Saldo em 1º.01.2024	Reconhecido no resultado		Reconhecido no resultado abrangente	Saldo em 31.12.2024	Reconhecido no resultado	Efeito de combinação de negócios (a)	Reconhecido no resultado abrangente	Saldo em 31.12.2025
		Operação Continuada	Operação Descontinuada			Operação Continuada			
Ativo não circulante									
Benefícios pós-emprego	504.612	12.801	–	(123.578)	393.835	9.815	–	96.808	500.458
Prejuízo fiscal e base de cálculo negativa	103.285	345.316	(229.063)	–	219.538	105.573	149.485	–	474.596
Provisões para litígios	592.478	(294.225)	–	–	298.253	(24.483)	1.815	–	275.585
Provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins	649.412	(112.012)	–	–	537.400	(276.022)	–	–	261.378
Mais/Menos Valia - Combinação de Negócios	5.248	5.220	–	–	10.468	(44.485)	239.294	–	205.277
Valor justo na compra e venda de energia	256.220	(125.049)	–	–	131.171	49.521	–	–	180.692
Perdas de créditos esperadas	140.956	(13.371)	–	–	127.585	1.571	3.127	–	132.283
Passivo de arrendamentos	74.662	(648)	–	–	74.014	8.539	31	–	82.584
Impairment	213.287	3.696	–	–	216.983	(146.283)	–	–	70.700
Amortização do direito de concessão	62.869	5.220	(18.345)	–	49.744	5.220	–	–	54.964
Provisões por desempenho e participação nos lucros	50.803	9.303	–	–	60.106	(9.126)	–	–	50.980
Programa de desligamentos voluntários	207.809	(170.230)	–	–	37.579	(31.070)	–	–	6.509
Provisão para P&D e PEE	67.265	(49.705)	–	–	17.560	(15.920)	1.270	–	2.910
Contratos de concessão	17.633	(1.069)	–	–	16.564	(1.069)	–	–	15.495
Tributos com exigibilidade suspensa	89.853	(89.853)	–	–	–	–	–	–	–
Outros	123.624	15.477	–	–	139.101	46.748	1.136	–	186.985
	3.160.016	(459.129)	(247.408)	(123.578)	2.329.901	(321.471)	396.158	96.808	2.501.396
(-) Passivo não circulante									
Contratos de concessão	2.026.461	46.243	–	–	2.072.704	(182.122)	378.018	–	2.268.600
Valor justo na compra e venda de energia	374.573	(137.495)	–	–	237.078	55.832	–	–	292.910
Mais/Menos Valia - Combinação de Negócios	–	–	–	–	–	277.123	–	–	277.123
Custo atribuído ao imobilizado	290.918	(17.773)	–	–	273.145	(21.379)	–	–	251.766
Direito de uso de ativos	70.325	(881)	–	–	69.444	6.381	–	–	75.825
Atualização de depósitos judiciais	84.890	(36.502)	–	–	48.388	4.457	2.714	–	55.559
Custo de transação – empréstimos e debêntures	41.664	5.837	–	–	47.501	6.735	–	–	54.236
Depreciação acelerada	146.538	15.907	–	–	162.445	(114.567)	–	–	47.878
Outros	53.752	86.971	–	(243)	140.480	27.501	–	710	168.691
	3.089.121	(37.693)	–	(243)	3.051.185	59.961	380.732	710	3.492.588
Líquido	70.895	(421.436)	(247.408)	(123.335)	(721.284)	(381.432)	15.426	96.098	(991.192)
Ativo apresentado no Balanço Patrimonial	1.757.688				1.174.175				991.404
Passivo apresentado no Balanço Patrimonial	(1.686.793)				(1.895.459)				(1.982.596)

(a) Saldos registrados em decorrência da combinação de negócios descrita na NE nº 1.2.

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.

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, depreciação, baixa ou alienação do ativo reduzido, ou pela reversão quando da melhora nas estimativas de recuperabilidade;
- Custo atribuído do imobilizado: realizados a medida em que ocorra a amortização, depreciação, baixa ou alienação 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; e
- 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
2026	19.625	(1.678)	685.149	(330.094)
2027	7.943	(1.679)	369.650	(321.304)
2028	4.563	(1.605)	189.706	(295.584)
2029	3.234	(1.570)	114.916	(257.147)
2030	3.236	(1.575)	86.995	(220.214)
2031 a 2033	9.738	(4.751)	164.470	(456.347)
Após 2033	92.502	(13.365)	890.510	(1.611.898)
	140.841	(26.223)	2.501.396	(3.492.588)

12.1.2. Créditos fiscais não reconhecidos

Além dos créditos de imposto de renda e contribuição social diferidos registrados no ativo, em 31.12.2025 a Companhia não reconheceu créditos de imposto de renda e contribuição social sobre prejuízos fiscais e bases negativas no montante de R\$ 129.694 (R\$ 105.311 em 31.12.2024) 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).

12.2. Outros tributos a recuperar e outras obrigações fiscais

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Ativo circulante				
ICMS a recuperar	–	–	194.698	166.339
PIS/Pasep e Cofins a compensar (a)	–	–	229.626	816.863
Outros tributos a compensar	68	–	1.782	11.416
	68	–	426.106	994.618
Ativo não circulante				
ICMS a recuperar	–	–	298.000	221.313
PIS/Pasep e Cofins a compensar (a)	43.458	42.126	732.077	1.011.036
Outros tributos a compensar	–	–	97.505	88.177
	43.458	42.126	1.127.582	1.320.526
Passivo circulante				
ICMS a recolher	–	–	252.029	189.102
Parcelamento ICMS	–	–	8.030	4.712
PIS/Pasep e Cofins a recolher	16.790	–	149.081	31.033
IRRF sobre JCP	–	–	168.009	–
Programa Especial de Regularização Tributária - Pert	–	–	72.499	66.852
Outros tributos	860	614	27.625	10.646
	17.650	614	677.273	302.345
Passivo não circulante				
ICMS a recolher	–	–	10.965	10.965
Parcelamento ICMS	–	–	4.940	7.251
Programa Especial de Regularização Tributária – Pert	–	–	223.543	272.979
	–	–	239.448	291.195

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 Consolidado estão contidos valores referente a crédito de Pis e Cofins sobre ICMS (NE nº 12.3)

12.3. Crédito de Pis e Cofins sobre ICMS – Copel Distribuição

Saldo decorrente do trânsito em julgado ocorrido em junho de 2020, referente ação movida pela Copel DIS em 2009, que reconheceu o direito de excluir da base de cálculo do PIS e da Cofins o valor integral do ICMS destacado nas notas fiscais de saída.

O crédito tributário atualizado no ativo, 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. O ativo continuará sendo compensado com futuros débitos de tributos federais, respeitando os prazos e limites estabelecidos pela legislação tributária vigente.

O quadro a seguir demonstra a movimentação do ativo.

Em 1º.01.2024		2.665.864
Atualização monetária		144.444
Compensação com tributos a recolher		(1.087.281)
Em 31.12.2024		1.723.027
Atualização monetária		99.441
Compensação com tributos a recolher		(964.794)
Em 31.12.2025		857.674
	Circulante	218.671
	Não circulante	639.003

O quadro a seguir apresenta a movimentação da provisão para destinação de crédito de PIS e Cofins, decorrente dos valores em discussão para devolução ao consumidor. Os valores vêm sendo restituídos aos consumidores via processo tarifário à medida que os créditos tributários no ativo são compensados.

	Passivo a restituir para consumidores	Provisão para destinação de crédito de PIS e Cofins	Total
Em 1º.01.2024	731.726	1.909.775	2.641.501
Atualização monetária	78.675	43.327	122.002
(-) Transferência para passivos financeiros setoriais	(810.401)	(372.514)	(1.182.915)
Em 31.12.2024	–	1.580.588	1.580.588
Atualização monetária	–	64.510	64.510
(-) Transferência para passivos financeiros setoriais (a)	–	(864.545)	(864.545)
Em 31.12.2025	–	780.553	780.553
Circulante	–	119.280	119.280
Não circulante	–	661.273	661.273

(a) Valor definido no reajuste tarifário da Copel DIS de 24.06.2025 com efeito redutor na tarifa durante a vigência do ciclo tarifário 2025-2026.

A Ação Direta de Inconstitucionalidade – ADI, movida pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – Abradee, questionando a Lei nº 14.385/2022, foi julgada parcialmente procedente em 14.08.2025, resultando na confirmação da constitucionalidade desta lei. No entanto, conforme Acórdão publicado em 10.12.2025, determinou-se ainda: (i) que se observe o prazo de 10 anos, contados da data da efetiva restituição do indébito às distribuidoras ou da homologação definitiva da compensação por elas realizada; (ii) que permita-se a dedução dos tributos incidentes sobre a restituição, bem como dos honorários específicos dispendidos pelas concessionárias, para o fim de obter a repetição do indébito; e (iii) que o recebimento de boa-fé a maior pelo usuário consumidor não será objeto de repetição.

Em que pese a publicação do Acórdão, ainda restaram algumas questões a serem dirimidas pelo STF, em especial algumas contradições com o que foi discutido durante o julgamento pelos Ministros e o que constou do Acórdão acerca da aplicação do prazo prescricional.

Diante disso a ABRADEE apresentou recurso de embargos de declaração, razão pela qual ainda restam questões que possivelmente ainda serão abordadas pelo STF no âmbito da ADI 7324. Dessa forma, a Companhia entende que não há elementos suficientes para alteração nos valores já registrados e apresentados nestas demonstrações financeiras. Cumpre destacar que a Companhia continua acompanhando ativamente a medida judicial e eventuais desdobramentos.

12.4. Conciliação da provisão para imposto de renda e contribuição social

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Lucro antes do IRPJ e CSLL	2.700.305	2.322.564	3.246.659	2.907.234
(-) Resultado de participações societárias (a)	(1.520.578)	(1.513.626)	(239.997)	(281.202)
	1.179.727	808.938	3.006.662	2.626.032
IRPJ e CSLL (34%)	(401.107)	(275.039)	(1.022.265)	(892.851)
Efeitos fiscais sobre:				
Juros sobre capital próprio	374.000	300.220	374.000	300.220
Dividendos	126	388	126	388
Despesas indedutíveis	(3.941)	(2.239)	(9.428)	(24.957)
Incentivos fiscais	310	23	3.355	4.251
Prejuízo fiscal e base negativa da CSLL não constituídos	–	–	(24.443)	(17.878)
Diferença entre bases de cálculo do lucro real e presumido	–	–	58.627	(29.949)
Não incidência de IRPJ/CSLL sobre atualização (Selic) de débitos tributários	–	–	34.055	48.918
Outros	23	24	8.355	12.423
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	(30.589)	23.377	(577.618)	(599.435)
Alíquota efetiva – %	2,6%	-2,9%	19,2%	22,8%

(a) Na controladora contempla o saldo de equivalência patrimonial ajustada pelos valores reconhecidos como receita de juros sobre o capital próprio (JCP) de subsidiárias e pela provisão para as perdas em controladas.

No que diz respeito às incertezas sobre tratamento de tributos sobre o lucro, a Companhia efetuou as avaliações e concluiu que é mais provável do que não que os tratamentos sejam aceitos pela autoridade fiscal. Os valores de ações judiciais em andamento referentes à questões de imposto de renda e contribuição social estão divulgados na NE nº 26.

12.5. Reforma tributária do consumo

Em dezembro de 2023, foi promulgada a Emenda Constitucional nº 132 que instituiu a Reforma Tributária no âmbito da tributação sobre o consumo no Brasil, promovendo alterações estruturais relevantes no sistema tributário nacional. Em complemento, foram sancionadas as Leis Complementares nº 214/2025 e nº 227/2025, que estabeleceram os principais dispositivos regulamentares necessários à implementação gradual do novo modelo tributário, o qual ainda depende de regulamentações adicionais e de definições operacionais por parte das autoridades competentes.

Considerando a relevância, a complexidade e o caráter gradual da implementação da Reforma Tributária, a Companhia constituiu um grupo multidisciplinar, envolvendo as áreas fiscal, contábil, jurídica, tecnologia da informação, regulatória e de negócios, com o objetivo de avaliar os impactos potenciais sobre suas operações, posição patrimonial, resultados, fluxos de caixa, sistemas, processos e controles internos.

Com base em estudos iniciais realizados, a Administração definiu um plano de ação estruturado para a adequação às novas exigências legais e operacionais. Ao longo do exercício de 2025, a Companhia iniciou e implementou as ações previstas, incluindo, entre outras, revisões de processos, atualizações e adequações de sistemas, mapeamento de impactos tributários e o fortalecimento dos controles internos relacionados à apuração dos tributos e ao cumprimento das obrigações acessórias.

Para o exercício de 2026, a Companhia dará continuidade à execução do referido plano de ação, com foco na conclusão das medidas necessárias para a adaptação às alterações que entrarão em vigor a partir de 2027, notadamente a extinção das contribuições ao PIS e à Cofins e o início da incidência da Contribuição sobre Bens e Serviços (CBS). No entanto, tendo em vista que o processo de implementação da Reforma Tributária ainda se encontra em evolução, com possíveis alterações legislativas, regulamentações complementares e interpretações por parte das autoridades fiscais.

A Companhia mantém acompanhamento contínuo das atualizações legislativas, das regulamentações infralegais e das discussões no âmbito setorial, revisando periodicamente suas estimativas, premissas e julgamentos à luz das novas informações disponíveis. Eventuais efeitos decorrentes de mudanças futuras na legislação ou em sua interpretação serão refletidos prospectivamente nas demonstrações financeiras do período em que tais alterações forem efetivamente conhecidas ou implementadas.

13. Depósitos Judiciais

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Fiscais	114.511	133.656	216.138	229.141
Trabalhistas	1.260	1.827	86.187	88.398
Cíveis	15	–	47.732	47.919
Servidões de passagem	–	–	16.413	21.564
Consumidores	–	–	2.720	5.865
Outros	1.956	1.194	4.759	1.477
	117.742	136.677	373.949	394.364

14. Investimentos

14.1. Mutação dos investimentos

Controladora	Saldo em 1º.01.2025	Equivalência patrimonial (b)	Ajustes de avaliação patrimonial	Aporte e/ou Afac	Redução de capital	Dividendos e JCP	Outros (a)	Saldo em 31.12.2025
Controladas								
Copel GeT	14.239.420	1.802.415	(77.237)	550.177	–	(1.411.866)	1.755	15.104.664
Copel DIS	7.665.584	1.072.507	(111.662)	612	–	(673.660)	2.308	7.955.689
Copel SER	63.270	(5.968)	175	–	–	–	–	57.477
Copel COM	288.626	67.642	204	529	–	(45.479)	1.198	312.720
Elejor – direito de concessão	8.480	–	–	–	–	–	(754)	7.726
	22.265.380	2.936.596	(188.520)	551.318	–	(2.131.005)	4.507	23.438.276
Empreendimentos controlados em conjunto								
Voltaia São Miguel do Gostoso I	116.225	(7.520)	–	–	–	–	–	108.705
Voltaia São Miguel do Gostoso – direito de autorização	8.203	–	–	–	–	–	(367)	7.836
Solar Paraná (NE nº 37.4)	7.335	480	–	–	(294)	(270)	(7.251)	–
	131.763	(7.040)	–	–	(294)	(270)	(7.618)	116.541
Coligadas								
Dona Francisca Energética	34.725	5.694	–	–	–	(5.811)	–	34.608
	34.725	5.694	–	–	–	(5.811)	–	34.608
	22.431.868	2.935.250	(188.520)	551.318	(294)	(2.137.086)	(3.111)	23.589.425

(a) Contempla o valor da amortização do direito de concessão/autorização e efeitos do ILP nas Subsidiárias e reclassificação de investimento para mantido para venda (NE nº 37.4).

(b) Contempla o valor da equivalência patrimonial de R\$ 18.898 registrado como resultado de operação descontinuada.

Controladora	Saldo em 1º.01.2024	Equivalência patrimonial (a)	Ajustes de avaliação patrimonial	Aporte e/ou Afac	Dividendos e JCP	Reclassificação (b)	Saldo em 31.12.2024
Controladas							
Copel GeT	12.551.604	1.518.678	69.138	600.000	(500.000)	–	14.239.420
Copel DIS	6.782.865	1.134.022	163.531	–	(415.000)	166	7.665.584
Copel SER	54.323	(4.352)	149	13.150	–	–	63.270
Copel COM	342.204	44.084	960	–	(98.622)	–	288.626
Elejor (NE nº 14.2)	–	333	(333)	–	–	–	–
Elejor – direito de concessão	9.235	–	–	–	–	(755)	8.480
	19.740.231	2.692.765	233.445	613.150	(1.013.622)	(589)	22.265.380
Empreendimentos controlados em conjunto							
Voltaia São Miguel do Gostoso I (NE nº 14.3)	117.484	(1.259)	–	–	–	–	116.225
Voltaia São Miguel do Gostoso – direito de autorização	8.570	–	–	–	–	(367)	8.203
Solar Paraná	7.209	215	–	–	(89)	–	7.335
	133.263	(1.044)	–	–	(89)	(367)	131.763
Coligadas							
Dona Francisca Energética (NE nº 14.4)	30.812	5.354	–	–	(1.441)	–	34.725
Carbocampel	1.931	(2)	–	–	–	(1.929)	–
	32.743	5.352	–	–	(1.441)	(1.929)	34.725
	19.906.237	2.697.073	233.445	613.150	(1.015.152)	(2.885)	22.431.868

(a) Valores ajustados em função do passivo a descoberto de Controladas e dos efeitos da operação descontinuada.

(b) Amortização do direito de concessão/autorização, efeitos do ILP na Copel DIS e alienação da Carbocampel.

Consolidado	Saldo em 1º.01.2025	Equivalência patrimonial	Redução de capital	Dividendos e JCP	Outros (a)	Saldo em 31.12.2025
Empreendimentos controlados em conjunto						
Voltaia São Miguel do Gostoso I	116.225	(7.520)	–	–	–	108.705
Voltaia São Miguel do Gostoso – direito de autorização	8.203	–	–	–	(367)	7.836
Caiuá	138.698	13.472	–	(23.723)	–	128.447
Integração Maranhense	214.474	18.591	–	(13.449)	–	219.616
Matrinchã	1.029.198	91.655	–	(83.479)	–	1.037.374
Guaraciaba	517.914	31.955	–	(5.474)	–	544.395
Paranaíba	313.606	30.265	–	(16.227)	–	327.644
Mata de Santa Genebra	695.051	23.057	–	(34.580)	(683.528)	–
Cantareira	486.919	13.642	–	(74.860)	–	425.701
Solar Paraná (NE nº 37.4)	7.335	480	(294)	(270)	(7.251)	–
	3.527.623	215.597	(294)	(252.062)	(691.146)	2.799.718
Coligadas						
Dona Francisca Energética	34.725	5.694	–	(5.811)	–	34.608
Foz do Chopim Energética	15.146	18.706	–	(19.618)	–	14.234
	49.871	24.400	–	(25.429)	–	48.842
Propriedades para investimento	443	–	–	–	(1)	442
	3.577.937	239.997	(294)	(277.491)	(691.147)	2.849.002

(a) Amortização do direito de autorização, bem como efeitos da combinação de negócios que resultou na reclassificação da Mata de Santa Genebra de Controlada em Conjunto para Controlada. (NE nº 1.2) e reclassificação de investimento para mantido para venda (NE nº 37.4).



Consolidado	Saldo em 1º.01.2024	Equivalência patrimonial	Redução de capital	Dividendos e JCP	Outros (a)	Saldo em 31.12.2024
Empreendimentos controlados em conjunto (NE nº 14.3)						
Voltalia São Miguel do Gostoso I	117.484	(1.259)	-	-	-	116.225
Voltalia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	8.570	-	-	-	(367)	8.203
Caiuá	133.074	12.641	-	(7.017)	-	138.698
Integração Maranhense	212.060	18.623	-	(16.209)	-	214.474
Matrinchã	994.999	79.117	-	(44.918)	-	1.029.198
Guaraciaba	492.083	31.193	-	(5.362)	-	517.914
Paranaíba	292.022	29.908	-	(8.324)	-	313.606
Mata de Santa Genebra	736.685	48.533	(37.129)	(53.038)	-	695.051
Cantareira	468.311	42.448	-	(23.840)	-	486.919
Solar Paraná	7.209	215	-	(89)	-	7.335
	3.462.497	261.419	(37.129)	(158.797)	(367)	3.527.623
Coligadas						
Dona Francisca Energética (NE nº 14.4)	30.812	5.354	-	(1.441)	-	34.725
Foz do Chopim Energética (NE nº 14.4)	16.113	14.431	-	(15.398)	-	15.146
Carbocampel	1.931	(2)	-	-	(1.929)	-
	48.856	19.783	-	(16.839)	(1.929)	49.871
Propriedades para investimento	444	-	-	-	(1)	443
	3.511.797	281.202	(37.129)	(175.636)	(2.297)	3.577.937

(a) Amortização do direito de autorização e alienação da Carbocampel.

14.2. Controladas com participação de não controladores

14.2.1. Informações financeiras resumidas

	Elejor	
	31.12.2025	31.12.2024
ATIVO	717.867	748.720
Ativo circulante	115.667	124.996
Ativo não circulante	602.200	623.724
PASSIVO	717.867	748.720
Passivo circulante	114.524	114.110
Passivo não circulante	730.149	760.550
Patrimônio líquido	(126.806)	(125.940)
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO		
Receita operacional líquida	153.989	91.418
Custos e despesas operacionais	(94.480)	(102.299)
Resultado financeiro	(62.923)	(124.476)
Imposto de renda e contribuição social	1.165	46.029
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	(2.249)	(89.328)
Outros resultados abrangentes	1.385	(475)
Resultado abrangente do exercício	(864)	(89.803)
DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA		
Fluxo de caixa das atividades operacionais	(6.433)	(58.715)
Fluxo de caixa das atividades de investimento	(10.867)	(10.747)
TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	(17.300)	(69.462)
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	97.082	166.544
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	79.782	97.082
VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	(17.300)	(69.462)

Os saldos apresentados no quadro acima consideram os valores da empresa antes de qualquer eliminação de saldos *intercompany*. O resultado negativo da Elejor é decorrente principalmente da atualização monetária pelo IGPM sobre o saldo de contas a pagar vinculadas a concessão. Em 08.10.2025 foi promulgada a Lei nº 15.235/2025, proveniente da Medida Provisória nº 1.300/2025, que autoriza a repactuação das parcelas vincendas de UBP. A Administração da Elejor aguarda os termos finais do processo para decidir pela adesão ao termo aditivo.

14.2.2. Mutação do patrimônio líquido atribuível aos acionistas não controladores

	Compagas 49%	Elejor 30%	UEG Araucária 18,8%	Consolidado
Em 1º.01.2024	255.677	(10.841)	60.678	305.514
Prejuízo do exercício	23.823	(26.800)	(7.284)	(10.261)
Outros resultados abrangentes	—	(142)	—	(142)
Dividendos	(33.695)	—	—	(33.695)
Alienação de participação societária	(245.805)	—	(53.394)	(299.199)
Em 31.12.2024	—	(37.783)	—	(37.783)
Prejuízo do exercício	—	(675)	—	(675)
Outros resultados abrangentes	—	417	—	417
Em 31.12.2025	—	(38.041)	—	(38.041)

14.3. Informações resumidas dos principais empreendimentos controlados em conjunto

Saldo em 31.12.2025	Voltalia	Caiuá	Integração Maranhense	Matrinchã	Guaraciaba	Paranaíba	Cantareira
ATIVO	221.874	357.733	610.819	3.004.036	1.650.622	2.126.903	1.779.488
Ativo circulante	7.083	68.270	82.980	376.271	221.929	255.911	185.093
Caixa e equivalentes de caixa	6.870	37.067	19.209	38.985	40.564	40.099	20.775
Outros ativos circulantes	213	31.203	63.771	337.286	181.365	215.812	164.318
Ativo não circulante	214.791	289.463	527.839	2.627.765	1.428.693	1.870.992	1.594.395
PASSIVO	221.874	357.733	610.819	3.004.036	1.650.622	2.126.903	1.779.488
Passivo circulante	26	54.746	21.403	146.226	126.415	131.909	203.753
Passivos financeiros	—	5.866	8.264	97.033	57.172	77.602	50.426
Outros passivos circulantes	26	48.880	13.139	49.193	69.243	54.307	153.327
Passivo não circulante	—	28.377	141.223	740.718	413.196	657.677	706.955
Passivos financeiros	—	12.574	17.703	374.934	269.982	289.440	338.769
Outros passivos não circulantes	—	15.803	123.520	365.784	143.214	368.237	368.186
Patrimônio líquido	221.848	274.610	448.193	2.117.092	1.111.011	1.337.317	868.780
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO							
Receita operacional líquida	—	36.329	57.751	314.494	157.931	232.406	91.979
Custos e despesas operacionais	(114)	(6.870)	(10.057)	(39.620)	(23.742)	(25.497)	(11.395)
Despesas de juros	(2)	(2.249)	(3.329)	(60.582)	(39.476)	(43.407)	(44.149)
Receitas financeiras e demais despesas financeiras	1.042	4.078	2.250	19.166	9.603	9.482	4.969
Equivalência patrimonial	(16.621)	—	—	—	—	—	—
Imposto de renda e contribuição social	(280)	12.567	(8.673)	(46.406)	(39.102)	(49.454)	(13.562)
Lucro líquido do exercício	(15.975)	43.855	37.942	187.052	65.214	123.530	27.842
Outros resultados abrangentes	—	—	—	—	—	—	—
Resultado abrangente do exercício	(15.975)	43.855	37.942	187.052	65.214	123.530	27.842
Participação no empreendimento – %	49,00	49,00	49,00	49,00	49,00	24,50	49,00
Valor contábil do investimento	108.705	134.559	219.616	1.037.374	544.395	327.644	425.701



Saldo em 31.12.2024	Voltaria	Caiuá	Integração Maranhense	Matrinchã	Guaraciaba	Paranaíba	Mata de Santa Genebra	Cantareira
ATIVO	237.464	344.626	598.513	3.017.103	1.622.959	2.097.314	3.747.356	1.831.108
Ativo circulante	9.567	47.085	71.991	414.369	218.490	258.995	559.575	184.550
Caixa e equivalentes de caixa	9.142	17.119	11.248	94.290	48.521	51.417	20.964	18.432
Outros ativos circulantes	425	29.966	60.743	320.079	169.969	207.578	538.611	166.118
Ativo não circulante	227.897	297.541	526.522	2.602.734	1.404.469	1.838.319	3.187.781	1.646.558
PASSIVO	237.464	344.626	598.513	3.017.103	1.622.959	2.097.314	3.747.356	1.831.108
Passivo Circulante	273	20.660	18.337	135.403	139.960	128.717	121.565	85.003
Passivos financeiros	–	5.735	8.080	97.571	61.058	73.612	87.054	45.666
Outros passivos circulantes	273	14.925	10.257	37.832	78.902	55.105	34.511	39.337
Passivo não circulante	–	40.911	142.477	781.295	426.030	688.575	2.238.465	752.391
Passivos financeiros	–	17.921	25.231	446.594	307.648	354.756	1.696.683	375.612
Outros passivos não circulantes	–	22.990	117.246	334.701	118.382	333.819	541.782	376.779
Patrimônio líquido	237.191	283.055	437.699	2.100.405	1.056.969	1.280.022	1.387.326	993.714
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO								
Receita operacional líquida	–	37.505	61.094	333.128	167.286	238.796	391.009	178.483
Custos e despesas operacionais	(94)	(7.875)	(12.148)	(80.106)	(36.486)	(28.129)	(69.978)	(10.429)
Despesas de juros	–	(2.398)	(3.489)	(62.453)	(39.522)	(46.671)	(114.310)	(42.033)
Receitas financeiras e demais despesas financeiras	964	2.542	2.177	18.123	8.226	7.765	(59.962)	4.578
Equivalência patrimonial	(3.273)	–	–	–	–	–	–	–
Imposto de renda e contribuição social	(266)	(3.977)	(9.629)	(47.228)	(35.843)	(49.686)	(49.887)	(43.969)
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	(2.669)	25.797	38.005	161.464	63.661	122.075	96.872	86.630
Outros resultados abrangentes	–	–	–	–	–	–	–	–
Resultado abrangente do exercício	(2.669)	25.797	38.005	161.464	63.661	122.075	96.872	86.630
Participação no empreendimento – %	49,00	49,00	49,00	49,00	49,00	24,50	50,10	49,00
Valor contábil do investimento	116.225	138.698	214.474	1.029.198	517.914	313.606	695.051	486.919

Em 31.12.2025, a participação da Copel nos compromissos assumidos dos seus empreendimentos controlados em conjunto equivale a R\$ 22.602 (R\$ 194.900 em 31.12.2024), enquanto que os passivos contingentes classificados como perda possível equivalem a R\$ 114.902 (R\$ 265.270 em 31.12.2024).

14.4. Informações resumidas das principais coligadas

	Dona Francisca		Foz do Chopim	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
ATIVO	166.414	171.926	41.838	44.234
Ativo circulante	16.229	18.939	8.723	8.726
Ativo não circulante	150.185	152.987	33.115	35.508
PASSIVO	166.414	171.926	41.838	44.234
Passivo circulante	15.060	17.967	2.043	1.888
Passivo não circulante	1.062	3.158	–	–
Patrimônio líquido	150.292	150.801	39.795	42.346
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO				
Receita operacional líquida	66.174	66.349	69.988	53.431
Depreciação e amortização	(8.382)	(8.812)	(2.752)	(2.692)
Outros custos e despesas operacionais	(30.767)	(30.460)	(12.959)	(8.967)
Resultado financeiro	445	(1.281)	354	394
Imposto de renda e contribuição social	(2.744)	(2.549)	(2.336)	(1.820)
Lucro líquido do exercício	24.726	23.247	52.295	40.346
Outros resultados abrangentes	–	–	–	–
Resultado abrangente do exercício	24.726	23.247	52.295	40.346
Participação na coligada – %	23,03	23,03	35,77	35,77
Valor contábil do investimento	34.608	34.725	14.234	15.146

Em 31.12.2025, a participação da Copel nos passivos contingentes das suas coligadas equivale a R\$ 7.729 (R\$ 7.465 em 31.12.2024).

15. Imobilizado

15.1. Imobilizado por classe de ativos

Consolidado	Custo	Depreciação	Saldo em 31.12.2025	Custo	Depreciação	Saldo em 31.12.2024
Em serviço						
Reservatórios, barragens, adutoras	7.124.262	(5.122.566)	2.001.696	6.869.100	(4.885.663)	1.983.437
Máquinas e equipamentos	8.855.177	(3.620.272)	5.234.905	8.745.054	(3.206.049)	5.539.005
Edificações	1.359.954	(963.376)	396.578	1.398.552	(933.130)	465.422
Terrenos	401.001	(85.782)	315.219	388.270	(58.358)	329.912
Veículos	14.127	(10.609)	3.518	12.811	(10.673)	2.138
Móveis e utensílios	13.312	(7.713)	5.599	12.449	(6.880)	5.569
(-) Obrigações especiais	(34.604)	2.211	(32.393)	(19.223)	681	(18.542)
	17.733.229	(9.808.107)	7.925.122	17.407.013	(9.100.072)	8.306.941
Em curso						
Custo	220.430	–	220.430	209.756	–	209.756
	220.430	–	220.430	209.756	–	209.756
	17.953.659	(9.808.107)	8.145.552	17.616.769	(9.100.072)	8.516.697

15.2. Mutação do imobilizado

Consolidado	Saldo em 1º.01.2025	Adições	Depreciação	Baixas	Transferências	Efeito de combinação de negócios (a)	Reclassificação para Ativos mantidos para venda (NE nº 37).	Saldo em 31.12.2025
Em serviço								
Reservatórios, barragens, adutoras	1.983.437	–	(103.964)	–	3.371	343.731	(224.879)	2.001.696
Máquinas e equipamentos	5.539.005	–	(360.861)	(36.881)	117.199	173.682	(197.239)	5.234.905
Edificações	465.422	–	(20.772)	(1.077)	18.787	86.294	(152.076)	396.578
Terrenos	329.912	–	(12.410)	(83)	13.423	56.680	(72.303)	315.219
Veículos e aeronaves	2.138	–	(520)	–	2.031	–	(131)	3.518
Móveis e utensílios	5.569	–	(568)	(10)	465	178	(35)	5.599
(-) Obrigações especiais	(18.542)	–	1.530	–	(15.381)		–	(32.393)
	8.306.941	–	(497.565)	(38.051)	139.895	660.565	(646.663)	7.925.122
Em curso								
Custo	209.756	190.821	–	(4.732)	(131.199)	–	(44.216)	220.430
	209.756	190.821	–	(4.732)	(131.199)	–	(44.216)	220.430
	8.516.697	190.821	(497.565)	(42.783)	8.696	660.565	(690.879)	8.145.552

(a) Saldos adquiridos na combinação de negócios descrita na NE nº 1.2.

Consolidado	Saldo em 1º.01.2024	Adições	Depreciação	Baixas	Transferências	Reclassificação para Ativos mantidos para venda (NE nº 37).	Saldo em 31.12.2024
Em serviço							
Reservatórios, barragens, adutoras	3.132.338	–	(137.424)	(2.852)	13.078	(1.021.703)	1.983.437
Máquinas e equipamentos	6.702.720	29.258	(388.447)	(6.992)	196.068	(993.602)	5.539.005
Edificações	832.663	–	(35.563)	(13.341)	32.125	(350.462)	465.422
Terrenos	429.764	–	(12.027)	(7.272)	16.337	(96.890)	329.912
Veículos e aeronaves	1.936	–	(489)	(8)	701	(2)	2.138
Móveis e utensílios	5.726	–	(549)	(287)	948	(269)	5.569
(-) Impairment (NE nº 15.4)	(674.077)	(27.755)	–	–	–	701.832	–
(-) Obrigações especiais	(6.367)	–	470	–	(12.703)	58	(18.542)
	10.424.703	1.503	(574.029)	(30.752)	246.554	(1.761.038)	8.306.941
Em curso							
Custo	415.597	142.584	–	(1.482)	(244.677)	(87.387)	224.635
(-) Impairment (NE nº 15.4)	(14.879)	–	–	–	–	–	(14.879)
	400.718	142.584	–	(1.482)	(244.677)	(87.387)	209.756
	10.825.421	144.087	(574.029)	(32.234)	1.877	(1.848.425)	8.516.697

Os custos de empréstimos, financiamentos e debêntures capitalizados durante a fase de construção totalizaram R\$ 3.745 em 2025, à taxa média de 0,063% a.a. na Copel GET (R\$ 2.820, à taxa média de 0,049% a.a. na Copel GeT e R\$ 1.373, à taxa média de 1,97% a.a. na Copel SER, em 2024).

15.3. Operações em conjunto – consórcios

Conforme divulgado nas NEs nº 1.2 e 37.2, a Companhia concluiu o processo de troca de ativos com a Eletrobras envolvendo a compra dos 49% da UHE Mauá e, conseqüentemente, houve a dissolução do Consórcio Energético Cruzeiro do Sul. Conforme divulgado na NE nº 37.3, os saldos da UHE Baixo Iguaçu que compõe o Consórcio Baixo Iguaçu foram vendidos.

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

As unidades geradoras de caixa do segmento geração de energia elétrica são testadas 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. A Companhia trata cada um de seus empreendimentos de geração como unidade geradora de caixa independente.

O cálculo do valor em uso baseia-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 é 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 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 contemplam as seguintes premissas:

- Crescimento compatível com os dados históricos e perspectivas de crescimento da economia brasileira;
- Taxas de desconto 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; e
- Atualização de encargos regulatórios.

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

Consolidado	Saldo em 1º.01.2024	Impairment / Reversão	Reclassificação (a)	Saldo em 31.12.2024	Saldo em 31.12.2025
Em serviço (a)					
UHE Colíder	(498.906)	–	498.906	–	–
Usinas no Paraná	(175.171)	(27.755)	202.926	–	–
	(674.077)	(27.755)	701.832	–	–
Em curso					
Consórcio Tapajós (b)	(14.879)	–	–	(14.879)	(14.879)
	(14.879)	–	–	(14.879)	(14.879)
	(688.956)	(27.755)	701.832	(14.879)	(14.879)

(a) UHE Colíder negociada (NE nº 1.2) e Usinas do Paraná vendidas (NE nº 37.1)

(b) Projeto em desenvolvimento.

As movimentações apresentadas em 2024 se referem às usinas que estavam em processo de desinvestimento e que tiveram a venda concluída em 2025 conforme detalhado na NE nº 37. Em 2025 não houve registro de impairment para nenhuma das usinas da Copel.

O quadro abaixo apresenta as usinas com valor recuperável superior ao valor contábil do ativo imobilizado. A tabela 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 real depois dos impostos 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)
Ativos Eólicos				
Complexo São Bento (a)	7,25 %	21,18 %	19,03 %	16,94 %
Complexo Brisa I (b)	7,25 %	15,12 %	12,28 %	9,52 %
Complexo Brisa II (c)	7,25 %	34,73 %	30,31 %	26,09 %
Complexo Bento Miguel (d)	7,25 %	51,25 %	47,15 %	43,23 %
Complexo Cutia (e)	7,25 %	18,34 %	15,34 %	12,45 %
Complexo Jandaíra (f)	5,84 %	8,18 %	4,72 %	1,44 %
Complexo Vilas (g)	4,93 %	49,97 %	44,65 %	39,55 %
Complexo Aventura (h)	5,26 %	29,58 %	25,64 %	21,87 %
Complexo Santa Rosa e Mundo Novo (i)	5,26 %	41,92 %	37,90 %	34,05 %
Ativos Hídricos				
Foz do Areia	6,28 %	64,28 %	58,77 %	53,55 %
Segredo	6,28 %	32,24 %	28,07 %	24,11 %
Caxias	6,28 %	33,70 %	29,67 %	25,83 %
Mauá	6,28 %	32,86 %	29,88 %	27,01 %
Bela Vista	7,48 %	101,70 %	94,98 %	88,61 %
Elejor	9,00 %	19,45 %	16,24 %	13,17 %

(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 GE 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.

15.5. Taxas de depreciação

Taxas de depreciação (%)	31.12.2025	31.12.2024
Taxas médias do segmento de geração		
Equipamento geral	6,04%	6,06%
Máquinas e equipamentos	3,34%	3,29%
Geradores	3,45%	3,40%
Reservatórios, barragens e adutoras	2,26%	2,26%
Turbina hidráulica	2,71%	2,77%
Unidade de geração eólica	4,86%	4,85%
Unidade Fotovoltaica	—	4,44%
Edificações	2,74%	2,79%
Taxas médias para ativos da Administração central		
Edificações	3,34%	3,34%
Máquinas e equipamentos de escritório	12,53%	12,07%
Móveis e utensílios	6,20%	6,26%
Veículos	14,29%	14,29%

Para todas as usinas com regime de exploração de Produtor Independente de Energia - PIE, a totalidade dos ativos, inclusive terrenos, vinculados as usinas de geração de energia elétrica hídrica e eólica são depreciados e/ou amortizados de forma linear pela maior taxa entre aquela determinada pela vida útil de cada ativo ou a taxa calculada com base no prazo de concessão de cada usina, sem valor residual ao final da concessão/autorização. Para as usinas de geração hídrica em que o contrato de concessão garante direito a indenização os ativos são depreciados de forma linear pela vida útil de cada ativo.

16. Intangível

Consolidado	Contrato de concessão de energia elétrica		Direito de concessão e autorização / ágio técnico	Outros intangíveis	Total
	Distribuição	Geração			
Em 1º.01.2024	8.317.327	1.303.158	1.498.544	51.060	11.170.089
Bônus de Outorga	–	4.073.915	–	–	4.073.915
Outorga Aneel - uso do bem público	–	205.201	–	–	205.201
Aquisições	–	–	–	24.371	24.371
Quotas de amortização - concessão (b)	(556.862)	(230.680)	(44.383)	(8.720)	(840.645)
Transferências de ativos de contrato (NE nº 10)	2.103.522	–	–	–	2.103.522
Outras transferências	15	–	–	(3.287)	(3.272)
Baixas	(75.644)	–	–	(539)	(76.183)
(-) Reclassificação para Ativos Mantidos para venda (NE nº 37).	–	(30.674)	–	(2.714)	(33.388)
Em 31.12.2024	9.788.358	5.320.920	1.454.161	60.171	16.623.610
Efeito de combinação de negócios (a)	–	720.004	–	11.587	731.591
Outorga Aneel - uso do bem público	–	(1.728)	–	–	(1.728)
Aquisições	–	–	–	43.788	43.788
Quotas de amortização – concessão (b)	(673.861)	(201.685)	(44.384)	(10.326)	(930.256)
Transferências de ativos de contrato (NE nº 10)	2.901.548	–	–	–	2.901.548
Baixas	(147.917)	–	–	(100)	(148.017)
(-) Reclassificação para Ativos Mantidos para venda (NE nº 37).	–	(6.154)	–	(7.773)	(13.927)
Em 31.12.2025	11.868.128	5.831.357	1.409.777	97.347	19.206.609

(a) Saldos adquiridos na combinação de negócios descrita na NE nº 1.2, que serão amortizados pelo prazo da concessão.

(b) Distribuição: amortização durante o período de concessão a partir da transferência para intangível em serviço ou da vida útil dos ativos, dos dois o menor. Geração: amortização durante o período de concessão/autorização a partir do início da operação comercial do empreendimento. Outros intangíveis: taxa anual de amortização de 20%.

A Administração não identificou indicativos de perdas pela redução ao valor recuperável de ativos intangíveis.

Os saldos da concessão de distribuição se referem parcela da infraestrutura que será utilizada durante a concessão, líquida das obrigações especiais as quais são 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. O saldos da concessão de geração referem-se aos valores de UBP e de GSF detalhados nas NEs nº 4.8.1 e 4.8.2. E o saldo de outros intangíveis é composto por softwares adquiridos de terceiros ou gerados internamente, mensurados pelo custo total de aquisição diminuído das despesas de amortização

17. Obrigações Sociais e Trabalhistas

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Obrigações sociais				
Impostos e contribuições sociais	6.174	2.348	39.029	33.281
Encargos sociais	3.692	964	24.854	9.753
	9.866	3.312	63.883	43.034
Obrigações trabalhistas				
Folha de pagamento, líquida	136	318	15.606	17.540
Férias	1.468	1.546	53.674	54.854
Provisões por desempenho e participação nos lucros	16.235	12.905	164.277	187.080
Programa de desligamentos voluntários (NE nº 17.1)	178	3.151	17.642	109.028
Outros	10	–	455	23
	18.027	17.920	251.654	368.525
	27.893	21.232	315.537	411.559
Circulante	24.721	20.805	310.773	411.102
Não circulante	3.172	427	4.764	457

17.1. Programa de Desligamentos Voluntários - PDV

Saldo remanescente a pagar aos empregados que deixarão a Companhia até março de 2026 em virtude da adesão aos PDV's instituídos pela Companhia em agosto de 2023 e em fevereiro de 2025.

18. Fornecedores

Consolidado	31.12.2025	31.12.2024
Energia elétrica	2.159.585	1.525.681
Materiais e serviços	677.568	564.368
Encargos de uso da rede elétrica	356.058	376.754
	3.193.211	2.466.803
	Circulante	3.059.667
	Não circulante	133.544
		2.324.423
		142.380

19. Empréstimos e Financiamentos

Consolidado Empresa	Banco	Garantias	31.12.2025	31.12.2024
Copel GET	Itaú Unibanco S.A	Fidejussória Copel	—	1.036.260
	Banco do Brasil – Repasse BNDES	Fidejussória Copel e Receita de comercialização de energia.	53.967	37.507
	BNDES	Fidejussória Copel; receita de comercialização de energia; ou receita de serviços de transmissão de energia; e cessão fiduciária de direitos creditórios.	473.225	597.912
			527.192	1.671.679
Copel DIS	Banco do Brasil	Fidejussória	751.784	751.522
	Caixa Econômica Federal	Receita própria; emissão de notas promissórias e duplicatas de venda mercantil.	1.916	3.831
			753.700	755.353
Complexo Jandaíra	Banco do Nordeste do Brasil	Fiança bancária, com contraprestação fidejussória da Copel GET.	165.041	178.407
Complexo Vilas	Banco do Nordeste do Brasil	Fiança bancária, com contraprestação fidejussória da Copel GET.	486.428	505.155
Complexo Aventura	Banco do Nordeste do Brasil	Fiança bancária, com contraprestação fidejussória da Copel GET.	299.015	313.777
Complexo SRMN	Banco do Nordeste do Brasil	Fiança bancária, com contraprestação fidejussória da Copel GET.	516.797	531.766
Complexo Brisa	BNDES	Fidejussória Copel GET; fiança da Copel; penhor de ações de propriedade da Copel GET; cessão fiduciária de direitos creditórios e de receitas.	49.301	56.551
Complexo São Bento	BNDES	Fidejussória Copel GET; Penhor de ações de propriedade da Copel GET; cessão fiduciária de recebíveis de venda de energia; cessão fiduciária de máquinas e equipamentos.	98.240	116.679
Cutia	BNDES	Fidejussória Copel GET; Penhor de ações de propriedade da Copel GET; Cessão fiduciária de direitos creditórios;	477.502	497.199
Costa Oeste	BNDES	Fidejussória Copel GET; Penhor de ações de propriedade da GET; Cessão fiduciária de direitos creditórios;	6.613	8.657
Marumbi	BNDES	Fidejussória Copel GET; Penhor de ações de propriedade da GET; Cessão fiduciária de direitos creditórios;	9.551	11.972
		Dívida bruta	3.389.380	4.647.195
		(-) Custo de transação	(20.961)	(28.401)
		Total	3.368.419	4.618.794
		Circulante	217.827	1.231.205
		Não Circulante	3.150.592	3.387.589

O custo médio da dívida está divulgado na NE nº 32.3.

19.1. Vencimentos das parcelas de longo prazo

Saldo em 31.12.2025	Consolidado		
	Dívida bruta	(-) Custo de transação	Total
2027	591.918	(2.274)	589.644
2028	550.308	(2.035)	548.273
2029	174.444	(1.802)	172.642
2030	168.989	(1.755)	167.234
2031	164.598	(1.660)	162.938
Após 2031	1.519.028	(9.167)	1.509.861
	3.169.285	(18.693)	3.150.592

19.2. Mutação de empréstimos e financiamentos

Consolidado	Total
Em 1º.01.2024	5.343.217
Ingressos	5.051
(-) Custos de transação	(1.693)
Encargos e variação monetária	512.924
Pagamento – principal	(261.753)
Pagamento – encargos	(471.276)
Reclassificação para Passivos classificados como mantidos para venda (NE nº 37).	(507.676)
Em 31.12.2024	4.618.794
Efeito de combinação de negócios (a)	74.137
Encargos e variação monetária	403.143
Pagamento – principal	(1.192.032)
Pagamento – encargos	(401.533)
Reclassificação para Passivos classificados como mantidos para venda (NE nº 37).	(134.090)
Em 31.12.2025	3.368.419

(a) Saldos adquiridos na combinação de negócios descrita na NE nº 1.2.

A movimentação do ano de 2025 não contempla os valores de encargos e variação monetária e os pagamentos de principal e de encargos dos financiamentos que foram reclassificados para mantidos para venda em 2024.

19.3. 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 31.12.2025, todos os indicadores e condições contratuais acordados foram integralmente atendidos.

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

Empresa	Instrumento Contratual	Indicadores financeiros anuais	Límite
Copel GeT	BNDES Finem nº 820989.1 – Mauá	Ebitda/ Resultado Financeiro Líquido	≥ 1,3
	Banco do Brasil nº 21/02000-0 – Mauá		
Cutia (a)	BNDES Finem nº 18204611	Índice de cobertura do serviço da dívida Dívida líquida consolidada / Ebitda consolidado	≥ 1,5 ≤ 3,5
Santa Maria	BNDES Finem nº 14212711	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
Santa Helena	BNDES Finem nº 14212721		
São Bento Energia, Investimento e Participações	Contrato de Cessão BNDES	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
GE Boa Vista S.A.	BNDES Finem nº 11211531		
GE Farol S.A.	BNDES Finem nº 11211521		
GE Olho D'Água S.A.	BNDES Finem nº 11211551		
GE São Bento do Norte S.A.	BNDES Finem nº 11211541		
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) A Cutia recebeu autorização do BNDES para substituição temporária, até o exercício de 2029, do procedimento de cálculo do ICSD atual pelo cálculo do ICSD e de Índice de Alavancagem com base nas demonstrações financeiras consolidadas da Copel.

20. Debêntures

Consolidado Empresa	Emissão	Garantia	31.12.2025	31.12.2024
Copel GeT	5ª	Fidejussória Copel	—	82.619
	6ª		—	276.193
	7ª		1.041.335	1.598.771
	8ª		1.417.381	1.386.822
	9ª		1.652.545	1.637.685
	10ª		2.113.824	—
			6.225.085	4.982.090
Copel DIS	5ª	Fidejussória Copel	472.350	678.738
	6ª		641.867	1.620.153
	7ª		1.264.553	1.397.531
	8ª		402.824	1.206.459
	9ª		2.377.775	2.306.826
	10ª		3.178.399	—
			8.337.768	7.209.707
Complexo Brisa	2ª	Real (penhor de ações de propriedade da Copel GeT e cessão de créditos) e fidejussória Copel	65.631	183.225
Copel Serviços	1ª	Fidejussória Copel	71.610	71.247
Cutia	1ª	Real (penhor de ações de propriedade da Copel GeT e cessão de créditos) e fidejussória Copel	316.081	327.685
Mata de Santa Genebra	2ª	Real (penhor de ações de propriedade da Copel GeT e cessão de créditos).	185.535	—
	3ª		1.647.525	—
Dívida bruta			16.849.235	12.773.954
(-) Custo de transação			(218.289)	(146.589)
(-) Ajuste a Valor Justo (a)			15.978	—
Total			16.646.924	12.627.365
Circulante			1.850.538	2.025.110
Não Circulante			14.796.386	10.602.255

(a) Ajuste a valor justo da 3ª série da 10ª emissão de debêntures da Copel GeT e Copel DIS.

O custo médio da dívida está divulgado na NE nº 32.3.

Em 11.03.2025, a Copel GeT efetuou a 10ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, com garantia adicional fidejussória, em três séries, nos montantes de R\$ 500.000, R\$ 500.000 e R\$ 1.000.000, para refinanciamento de compromissos financeiros vencidos em 2025 e para investimentos, conforme detalhamento constante na Escritura de Emissão. A remuneração corresponde à variação acumulada do DI + 0,59% a.a. para a primeira série, DI + 0,79% a.a. para a segunda série e IPCA + 7,4820% a.a. para a terceira série, com prazos de vencimentos de 4, 7 e 12 anos, respectivamente. Em 15.09.2025, a Copel GeT efetuou três contratos de swap de taxa de juros para a 3ª série desta 10ª emissão de debêntures, de modo que o saldo do passivo referente à esta série passou a ter remuneração atrelada à variação de DI.

Em 15.07.2025, a Copel DIS efetuou a 10ª emissão de debêntures incentivadas, não conversíveis em ações, com garantia adicional fidejussória, em três séries, nos montantes de R\$ 1.300.000, R\$ 500.000 e R\$ 1.200.000, para pagamentos futuros relacionados aos investimentos ou reembolso de investimentos em melhoria, renovação, reforço ou ampliação de ativos de distribuição de energia elétrica em um ou mais dos projetos, conforme detalhamento constante na Escritura de Emissão. A remuneração corresponde à variação acumulada do DI + 0,43% a.a. para a primeira série, DI + 0,58% a.a. para a segunda série e IPCA + 6,9543% a.a. para a terceira série, com prazos de vencimentos de 3, 2 e 7 anos, respectivamente. Em 15.07.2025, a Copel DIS efetuou três contratos de swap de taxa de juros para a 3ª série desta 10ª emissão de debêntures, de modo que o saldo do passivo referente à esta série passou a ter remuneração atrelada à variação de DI.

O quadro a seguir apresenta o saldo de debêntures que foram objeto de hedge (3ª série da 10ª emissão tanto da Copel GeT quanto da Copel DIS).

	31.12.2025		
	Copel GeT	Copel DIS	Consolidado
Debêntures	1.046.170	1.235.093	2.281.263
(-) Ajuste de valor justo	9.559	6.419	15.978
Debêntures a valor justo	1.055.729	1.241.512	2.297.241
Efeitos do <i>hedge</i> (swap) de valor justo			
Posição Passiva (a)	2.716	20.818	23.535
Debêntures líquidos dos efeitos do <i>hedge</i>	1.058.445	1.262.330	2.320.776

(a) Saldo registrado na rubrica de Outras contas a pagar (NE nº 25).

20.1. Vencimentos das parcelas de longo prazo

31.12.2025	Consolidado				
	Dívida bruta	(-) Custo de transação	Saldo da dívida	Efeitos de <i>hedge</i> (swap)	Saldo da dívida + <i>hedge</i>
2027	1.109.276	(31.714)	1.077.562	4.377	1.081.939
2028	1.522.239	(29.126)	1.493.113	3.574	1.496.687
2029	2.303.668	(27.581)	2.276.087	2.993	2.279.080
2030	2.329.039	(24.675)	2.304.364	2.662	2.307.026
2031	2.138.730	(18.655)	2.120.075	5.197	2.125.272
Após 2031	5.575.810	(50.625)	5.525.185	1.075	5.526.260
	14.978.762	(182.376)	14.796.386	19.878	14.816.264

20.2. Mutação das debêntures

	Consolidado
Em 1º.01.2024	9.619.106
Ingressos	3.920.000
(-) Custos de transação	(60.623)
Encargos e variação monetária	1.339.067
Pagamento – principal	(1.135.225)
Pagamento – encargos	(1.114.064)
Reclassificação para Passivos classificados como mantidos para venda (NE nº 37).	59.104
Em 31.12.2024	12.627.365
Efeito de combinação de negócios (a)	1.794.272
Ingressos	5.000.000
(-) Custos de transação	(66.366)
Encargos e variação monetária	2.142.626
Pagamento – principal	(3.317.499)
Pagamento – encargos	(1.549.452)
Ajuste a valor justo	15.978
Em 31.12.2025	16.646.924

(a) Saldos adquiridos na combinação de negócios descrita na NE nº 1.2.

20.3. Cláusulas contratuais restritivas – covenants

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

Em 31.12.2025, todos os indicadores financeiros medidos anualmente foram integralmente atendidos, exceto na controlada Ventos de Santo Uriel, dispensada do cumprimento do ICSD no exercício de 2025, conforme carta do BNDES AEC/DEENE2 nº 53/2025. Em 31.12.2025, todos os demais indicadores e condições acordados foram integralmente atendidos.

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

Empresa	Instrumento Contratual	Indicadores financeiros anuais	Limite
Copel GeT	7ª Emissão de Debêntures	Dívida líquida consolidada / Ebitda consolidado Índice de cobertura do serviço da dívida (a)	≤ 3,5 ≥ 1,5
	8ª Emissão de Debêntures		
	9ª Emissão de Debêntures		
	10ª Emissão de Debêntures		
Copel DIS	5ª Emissão de Debêntures		
	6ª Emissão de Debêntures		
	7ª Emissão de Debêntures		
	8ª Emissão de Debêntures		
Copel Serviços	9ª Emissão de Debêntures		
	10ª Emissão de Debêntures		
Cutia	1ª Emissão de Debêntures	Índice de cobertura do serviço da dívida (a)	≥ 1,2
Nova Asa Branca I	2ª Emissão de Debêntures	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
Nova Asa Branca II			
Nova Asa Branca III			
Nova Eurús IV			
Ventos de Santo Uriel			
Mata de Santa Genebra Transmissão S.A.	2ª Emissão de Debêntures	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,2
	3ª Emissão de Debêntures		

(a) Indicador calculado com os valores da demonstração financeira consolidada da Copel.

Para o indicador Dívida líquida consolidada / Ebitda consolidado, no último trimestre de 2025 a Companhia negociou anuências temporárias para o índice de alavancagem de todas as suas emissões de debêntures vigentes, de 3,5 para 4,5, se necessário.

21. Benefícios Pós-emprego

A Companhia patrocina planos previdenciários para complementação de aposentadoria e pensão e plano assistencial para assistência médica e odontológica para seus empregados ativos e seus dependentes legais. A Fundação Copel de Previdência e Assistência é a entidade que administra estes planos.

21.1. Plano de benefício previdenciário e Plano assistencial

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 é um plano de Contribuição Definida – CD na fase contributiva e, após a aposentadoria, torna-se um plano de Benefício Definido – BD.

O Plano IV, único plano disponível para novos participantes, é um plano de Contribuição Definida - CD em que a obrigação legal ou construtiva da entidade está limitada à quantia que ela aceita contribuir para o fundo. Assim, o valor do benefício pós-emprego recebido pelo empregado deve ser determinado pelo montante de contribuições pagas pela entidade patrocinadora e também pelo empregado, juntamente com o retorno dos investimentos provenientes das contribuições. Em consequência, o risco atuarial (risco de que os benefícios sejam inferiores ao esperado) e o risco de investimento (risco de que os ativos investidos venham a ser insuficientes para cobrir os benefícios esperados) recaem sobre o empregado.

A Companhia aloca 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, Prosaúde III e Prosaúde IV. A cobertura inclui exames médicos periódicos em todos os planos.

21.2. Balanço patrimonial e resultado

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

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Planos previdenciários	193	8	6.192	340
Planos assistenciais	40.834	41.971	1.471.965	1.158.369
	41.027	41.979	1.478.157	1.158.709
Circulante	4.944	4.348	118.854	95.383
Não circulante	36.083	37.631	1.359.303	1.063.326

Os valores reconhecidos no resultado (NE nº 29) estão resumidos a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Empregados				
Planos previdenciários	2.630	2.867	38.336	48.087
Plano assistencial – pós-emprego	4.687	4.450	134.384	134.044
Plano assistencial – funcionários ativos	1.487	1.688	59.853	75.412
	8.804	9.005	232.573	257.543
Administradores				
Planos previdenciários	1.247	1.045	1.841	1.595
Plano assistencial	66	99	133	214
	1.313	1.144	1.974	1.809
	10.117	10.149	234.547	259.352

21.3. Mutação dos benefícios pós-emprego

	Controladora	Consolidado
Em 1º.01.2024	51.379	1.484.243
Apropriação do cálculo atuarial	4.450	134.044
Apropriação das contribuições previdenciárias e assistenciais	6.316	123.667
Ganhos atuariais	(9.482)	(363.465)
Amortizações	(10.684)	(219.780)
Em 31.12.2024	41.979	1.158.709
Apropriação do cálculo atuarial	4.687	134.384
Apropriação das contribuições previdenciárias e assistenciais	5.978	100.451
Perdas (ganhos) atuariais	(1.171)	284.729
Amortizações	(10.446)	(200.116)
Em 31.12.2025	41.027	1.478.157

21.4. Avaliação atuarial

21.4.1. Premissas atuariais

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

Consolidado	2025		2024	
	Real	Nominal	Real	Nominal
Econômicas				
Inflação a.a.	–	3,10 %	–	3,50 %
Taxa de desconto/retorno esperados a.a.				
Planos Unificado - Benefício Definido	7,57 %	10,90 %	7,66 %	11,42 %
Planos Unificado - Saldado	7,37 %	10,70 %	7,40 %	11,15 %
Planos III	7,31 %	10,64 %	7,36 %	11,12 %
Planos Assistencial	7,20 %	10,52 %	7,44 %	11,20 %
Crescimento salarial/custos médicos				
Plano Unificado a.a.	1,00 %	4,13 %	1,00 %	4,54 %
Plano III a.a.	1,00 %	4,13 %	1,00 %	4,54 %
Plano Assistencial - Aging Factor	3,10 %	–	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

21.4.2. Número de participantes e beneficiários

Consolidado	Planos previdenciários				Plano Assistencial	
	Plano Unificado		Plano III			
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Número de participantes ativos	1	4	3.975	4.501	3.960	4.302
Número de participantes inativos	3.892	4.013	6.555	6.357	10.039	9.686
Número de dependentes (a)	–	–	–	–	10.749	10.526
Total	3.893	4.017	10.530	10.858	24.748	24.514

(a) O total considera apenas os dependentes dos participantes inativos, tendo em vista que os dependentes dos participantes ativos são considerados no cálculo atuarial com base na premissa de composição familiar.

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

Consolidado	Plano Unificado	Plano III
Em 31.12.2025		
Participantes aposentados	12,13	21,35
Participantes pensionistas	13,35	23,00
Em 31.12.2024		
Participantes aposentados	12,13	22,17
Participantes pensionistas	13,99	24,67

A idade média dos participantes inativos dos planos de aposentadoria e assistência médica é, respectivamente, de 68,6 e 68,17 anos.

21.4.4. Avaliação atuarial

O Plano Unificado e o Plano III apresentaram *superávit* em 31.12.2025. Contudo, pela legislação atual, inexistente direito da Companhia em registrar ativos em seu balanço.

Consolidado	Plano Unificado	Plano III	Plano Assistencial	31.12.2025	31.12.2024
Obrigações total ou parcialmente cobertas	5.566.398	4.203.217	1.671.922	11.441.537	10.764.057
Valor justo dos ativos do plano	(6.631.978)	(4.812.973)	(199.958)	(11.644.909)	(10.866.333)
Estado de cobertura do plano	(1.065.580)	(609.756)	1.471.964	(203.372)	(102.276)
Ativo não reconhecido	1.065.580	609.756	–	1.675.336	1.260.644
	–	–	1.471.964	1.471.964	1.158.368

Os ajustes nos passivos assistenciais com base no relatório atuarial estão apresentados na Demonstração de Resultados Abrangentes.

21.4.5. Movimentação do passivo atuarial

Consolidado	Plano Unificado	Plano III	Plano assistencial
Valor presente da obrigação atuarial líquida em 1º.01.2024	6.416.085	3.820.011	1.657.687
Custo de serviço	(3.150)	1.548	8.100
Custo dos juros	522.986	314.125	140.973
Benefícios pagos	(559.530)	(336.775)	(96.036)
(Ganhos) / perdas atuariais	(908.391)	148.852	(362.428)
Valor presente da obrigação atuarial líquida em 31.12.2024	5.468.000	3.947.761	1.348.296
Custo de serviço	(2.412)	1.121	7.636
Custo dos juros	587.128	420.407	148.020
Benefícios pagos	(578.402)	(361.982)	(105.518)
Perdas atuariais	92.085	195.912	273.487
Valor presente da obrigação atuarial líquida em 31.12.2025	5.566.399	4.203.219	1.671.921

21.4.6. Movimentação do ativo atuarial

Consolidado	Plano Unificado	Plano III	Plano assistencial
Valor justo dos ativos do plano em 1º.01.2024	7.212.015	3.903.624	173.870
Retorno esperado dos ativos	591.774	321.633	15.030
Contribuições e aportes	30.541	6.018	96.036
Benefícios pagos	(559.530)	(336.775)	(96.036)
Ganhos / (perdas) atuariais	(949.846)	456.951	1.028
Valor justo dos ativos do plano em 31.12.2024	6.324.954	4.351.451	189.928
Retorno esperado dos ativos	685.596	465.653	21.273
Contribuições e aportes	31.105	5.302	105.518
Benefícios pagos	(578.402)	(361.982)	(105.518)
Ganhos / (perdas) atuariais	168.725	352.549	(11.243)
Valor justo dos ativos do plano em 31.12.2025	6.631.978	4.812.973	199.958

21.4.7. Custos estimados

Os custos (receitas) estimados para 2026 para cada plano estão demonstrados a seguir:

Consolidado	Plano Unificado	Plano III	Plano assistencial
Custo do serviço corrente	(28.555)	(1.651)	6.967
Custo estimado dos juros	686.247	493.017	171.851
Rendimento esperado do ativo do plano	(688.079)	(493.320)	(21.042)
Custos (receitas)	(30.387)	(1.954)	157.776

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.

21.4.8. Análise de sensibilidade

A tabela a seguir demonstra o saldo das obrigações e do custo do serviço dos planos previdenciários e assistencial com o impacto de alterações nas premissas atuariais significativas.

	Cenários projetados	
	Aumento 0,5%	Redução 0,5%
Sensibilidade da taxa de juros de longo prazo nas obrigações		
Obrigações dos planos previdenciários	9.401.213	10.166.369
Obrigações do plano assistencial	1.570.903	1.784.104
Sensibilidade da taxa de crescimento de custos médicos		
Obrigações do plano assistencial	1.785.811	1.568.813
Custo do serviço do plano assistencial	7.306	5.451
Sensibilidade da taxa de juros de longo prazo no custo do serviço		
Custo do serviço dos planos previdenciários	831	1.143
Custo do serviço do plano assistencial	5.482	7.273

21.4.9. Benefícios a pagar

Os benefícios estimados a serem pagos nos exercícios fiscais subsequentes, estão apresentados abaixo:

Consolidado	Plano Unificado	Plano III	Plano Assistencial	Total
2026	578.460	365.021	79.704	1.023.185
2027	586.484	374.053	84.765	1.045.302
2028	593.688	383.126	92.245	1.069.059
2029	599.316	392.128	101.031	1.092.475
2030	603.963	400.895	110.648	1.115.506
2031 a 2055	11.610.883	10.982.148	6.079.283	28.672.314

21.4.10. Alocação de ativos e estratégia de investimentos

O quadro a seguir apresenta a alocação de ativos para os planos previdenciários e assistencial ao final deste exercício e a meta para o próximo ano.

Consolidado	Meta para 2026 (a)	2025
Renda fixa	83,4 %	83,4 %
Renda variável	2,9 %	3,3 %
Empréstimos	1,3 %	1,3 %
Investimentos imobiliários	3,6 %	3,2 %
Investimentos estruturados	7,3 %	7,3 %
Investimentos no exterior	1,5 %	1,5 %
	100,0 %	100,0 %

(a) 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 para 2026	mínimo	meta para 2026	mínimo
Renda fixa	85,6 %	67,0 %	79,0 %	62,0 %
Renda variável	1,3 %	0,5 %	4,0 %	2,0 %
Empréstimos	0,5 %	0,0 %	2,0 %	0,0 %
Investimentos imobiliários	5,6 %	2,0 %	3,0 %	1,0 %
Investimentos estruturados	7,0 %	3,0 %	10,0 %	5,0 %
Investimentos no exterior	0,0 %	0,0 %	2,0 %	1,0 %

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

21.4.11. Informações adicionais

As contribuições para o Plano III (plano de contribuições variáveis) para todos os empregados ativos totalizaram R\$ 50.115 em 2025 (R\$ 64.825 em 2024).

22. Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética

Consolidado	Aplicado e não concluído	Saldo a recolher	Saldo a aplicar	Saldo em 31.12.2025	Saldo em 31.12.2024
Pesquisa e desenvolvimento – P&D					
FNDCT	–	8.571	–	8.571	7.217
MME	–	4.285	–	4.285	3.608
P&D	57.935	1.695	45.061	104.691	109.233
	57.935	14.551	45.061	117.547	120.058
Programa de eficiência energética – PEE					
Procel	–	19.560	–	19.560	4.322
PEE	149.125	5.124	119.744	273.993	296.063
	149.125	24.684	119.744	293.553	300.385
	207.060	39.235	164.805	411.100	420.443
			Circulante	99.244	179.149
			Não circulante	311.856	241.294

Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT

Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica – Procel

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.

22.1. Mutações dos saldos de P&D e PEE

Consolidado	FNDCT	MME	P&D	Procel	PEE	Total
Em 1º.01.2024	5.781	2.891	201.871	23.613	319.518	553.674
Constituições	41.949	20.973	41.960	13.947	55.787	174.616
Contrato de desempenho	—	—	—	—	7.059	7.059
Juros (NE nº 30)	—	—	4.452	1.495	16.103	22.050
Transferências para o ativo	—	—	—	(4.066)	4.066	—
Recolhimentos	(40.513)	(20.256)	(11.252)	(30.667)	(49.116)	(151.804)
Conclusões	—	—	(127.798)	—	(57.354)	(185.152)
Em 31.12.2024	7.217	3.608	109.233	4.322	296.063	420.443
Efeito de combinação de negócios (a)	216	108	4.609	—	—	4.933
Constituições	46.759	23.379	46.356	15.371	61.488	193.353
Contrato de desempenho	—	—	—	—	10.948	10.948
Juros (NE nº 30)	—	—	5.343	(133)	18.860	24.070
Transferências para o ativo	—	—	(10.036)	—	—	(10.036)
Recolhimentos	(45.621)	(22.810)	(12.483)	—	(36.104)	(117.018)
Conclusões	—	—	(38.331)	—	(77.262)	(115.593)
Em 31.12.2025	8.571	4.285	104.691	19.560	273.993	411.100

(a) Saldos adquiridos na combinação de negócios descrita na NE nº 1.2.

23. Contas a Pagar Vinculadas à Concessão

Consolidado	Empresa	Outorga	Assinatura	Final	Taxa de desconto	Correção Anual	31.12.2025	31.12.2024
UHE Mauá (a)	Copel GeT	29.06.2007	03.07.2007	06.2049	5,65% a.a.	IPCA	47.547	23.733
UHE Baixo Iguaçu (NE 37.3)	Copel GeT	19.07.2012	20.08.2012	01.2047	7,74% a.a.	IPCA	—	9.686
UHEs Fundação e Santa Clara	Elejor	23.10.2001	25.10.2001	05.2037	11,00% a.a.	IGPM	829.934	861.982
UHE Salto Caxias	Copel GeT	19.11.2024	19.11.2024	10.2030	8,23% a.a.	IPCA	78.808	69.404
UHE Segredo	Copel GeT	19.11.2024	19.11.2024	10.2030	8,23% a.a.	IPCA	78.475	69.341
UHE Foz do Areia	FDA	19.11.2024	19.11.2024	10.2030	8,23% a.a.	IPCA	71.563	71.198
							1.106.327	1.105.344
						Circulante	147.205	113.092
						Não circulante	959.122	992.252

(a) Em maio de 2025 a Copel GeT passou a deter 100% da UHE Mauá, conforme detalhado na NE nº 1.2.

Taxa de desconto no cálculo do valor presente: taxa real e líquida, compatível com a taxa estimada de longo prazo, não tendo vinculação com a expectativa de retorno do projeto.

Pagamento à União: parcelas mensais equivalentes a 1/12 do pagamento anual corrigido, conforme definido no contrato de concessão.

23.1. Mutações de contas a pagar vinculadas à concessão

Em 1º.01.2024	893.855
Adição (NE nº 16)	205.201
Ajuste a valor presente	54.474
Variação monetária	94.984
Pagamentos	(110.385)
Reclassificação para Passivos classificados como mantidos para venda (NE nº 37).	(32.785)
Em 31.12.2024	1.105.344
Efeito de combinação de negócios (a)	24.805
Adição (NE nº 16)	(1.728)
Ajuste a valor presente	(18.567)
Variação monetária	124.618
Pagamentos	(117.607)
Reclassificação para Passivos classificados como mantidos para venda (NE nº 37).	(10.538)
Em 31.12.2025	1.106.327

(a) Saldos adquiridos na combinação de negócios descrita na NE nº 1.2.

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

Consolidado	Valor nominal	Valor presente
2026	168.491	142.975
2027	172.261	139.400
2028	172.261	133.650
2029	172.114	129.130
Após 2029	1.300.642	561.172
	1.985.769	1.106.327

24. Direito de Uso de Ativos e Passivo de Arrendamentos

24.1. Direito de uso de ativos

Consolidado	Saldo em 1º.01.2025	Adições	Amortização	Baixas	Transferências	Efeito de combinação de negócios (a)	Reclassificação (b)	Saldo em 31.12.2025
Imóveis	206.609	16.153	(12.331)	—	(38.715)	788	(3.751)	168.753
Veículos	66.803	16.757	(53.560)	(869)	38.498	—	—	67.629
Equipamentos	35.571	4.965	(10.835)	—	217	—	—	29.918
	308.983	37.875	(76.726)	(869)	—	788	(3.751)	266.300

(a) Saldos adquiridos na combinação de negócios descrita na NE nº 1.2.

(b) Reclassificação para Ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 37)

Consolidado	Saldo em 1º.01.2024	Adições	Amortização	Baixas	Reclassificação (a)	Saldo em 31.12.2024
Imóveis	162.614	64.248	(10.909)	(736)	(8.608)	206.609
Veículos	85.475	81.259	(54.508)	(42.852)	(2.571)	66.803
Equipamentos	4.511	43.608	(12.548)	—	—	35.571
	252.600	189.115	(77.965)	(43.588)	(11.179)	308.983

(a) Reclassificação para Ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 37).

24.2. Passivo de arrendamentos

24.2.1. Mutação do passivo de arrendamentos

	Controladora	Consolidado
Em 1º.01.2024	7.086	270.442
Adições	1.988	189.115
Encargos	779	34.089
Pagamento – principal	(709)	(73.287)
Pagamento – encargos	(779)	(34.662)
Baixas	—	(48.362)
Reclassificação para Passivos classificados como mantidos para venda (NE nº 37).	—	(8.829)
Em 31.12.2024	8.365	328.506
Efeito de combinação de negócios (a)	—	877
Adições	892	37.875
Encargos	885	32.013
Pagamento – principal	(715)	(69.583)
Pagamento – encargos	(885)	(32.013)
Baixas	—	(644)
Reclassificação para Passivos classificados como mantidos para venda (NE nº 37).	—	(4.069)
Em 31.12.2025	8.542	292.962
	Circulante	736
	Não circulante	7.806
		234.221

(a) Saldos adquiridos na combinação de negócios descrita na NE nº 1.2.

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.

24.2.2. Vencimentos das parcelas de longo prazo

2027	61.057
2028	39.721
2029	21.378
2030	20.948
2031	20.668
Após 2031	248.146
Valores não descontados	411.918
Juros embutidos	(177.697)
Saldo do passivo de arrendamento	234.221

24.2.3. 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	497.190	292.962
Pis/Cofins potencial	35.287	22.454

24.3. Impacto pela projeção de inflação nos fluxos de caixa descontados

Consolidado	Saldo conforme o CPC 06 (R2) – IFRS 16	Saldo com projeção da inflação	%
Passivo de arrendamentos	292.962	341.436	16,55%
Direito de uso de ativos	266.300	255.061	-4,22%
Despesa Financeira	32.013	36.553	14,18%
Despesa de amortização	76.726	68.182	-11,14%

Na mensuração e na remensuração do Passivo de arrendamento e do Direito de uso é utilizada a técnica de fluxo de caixa descontado sem considerar a inflação futura projetada. Tendo em vista a imprevisibilidade das taxas de juros de longo prazo no cenário econômico brasileiro, a Companhia apresenta no quadro acima os saldos comparativos entre o registrado conforme a norma e o valor que seria registrado se considerada a inflação projetada.

24.4. Compromissos de arrendamentos e aluguéis

Consolidado	Até 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	31.12.2025
Compromissos de arrendamentos e aluguéis	10.858	45.027	238.192	294.077

Saldo de compromissos de arrendamentos e aluguéis. Para os arrendamentos de ativos de baixo valor, tais como computadores, impressoras e móveis, arrendamento de curto prazo, bem como para os contratos de arrendamento de terrenos para desenvolvimento de projetos de geração de energia eólica, cujo pagamento é feito com base em remuneração variável, os valores estão reconhecidos na demonstração de resultado como custos e/ou despesas operacionais (NE nº 29.6).

24.5. Recebíveis de arrendamentos

Consolidado	Até 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	31.12.2025
Compartilhamento de instalações	2.269	9.077	24.580	35.926



25. Outras Contas a Pagar

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Desvio de geração – empreendimentos eólicos (NE nº 32.2.9)	–	–	612.111	498.666
Taxa de iluminação pública arrecadada	–	–	76.373	75.288
Pagamentos/devoluções à consumidores	–	–	69.895	149.432
Provisão Despacho Aneel nº 084/2017	–	–	51.500	46.690
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	–	–	32.664	32.103
Cauções em garantia	158	281	31.811	35.145
Hedge (swap) de valor justo (NE nº 20)	–	–	23.535	–
Alienação de investimentos - adiantamento (a)	–	–	22.500	45.000
Acordo judicial (b)	–	368.809	–	444.409
Provisão para perdas em participações societárias (c)	88.764	88.158	–	–
Outras obrigações	357	3.113	92.258	119.483
	89.279	460.361	1.012.647	1.446.216
Circulante	173	369.395	788.232	1.199.195
Não circulante	89.106	90.966	224.415	247.021

- (a) Adiantamento recebido pela venda dos Ativos de Geração de Pequeno Porte, dos quais 50% foram baixados em março de 2025 no fechamento parcial da operação (NE nº 37).
- (b) Quitação de processo arbitral da Controladora em março de 2025 e de acordo judicial da Copel GeT em abril de 2025.
- (c) Provisão decorrente do patrimônio líquido negativo da Elejor.

26. Provisões para Litígios e Outras provisões

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

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

26.1. Mutação das provisões para litígios e outras provisões

Controladora	Saldo em 1º.01.2025	Resultado			Quitações	Saldo em 31.12.2025
		Adições	Reversões	Atualização monetária		
Fiscais						
Cofins	143.831	290	(1.324)	3.121	(31.204)	114.714
Outras	46.740	791	(870)	988	(29.073)	18.576
	190.571	1.081	(2.194)	4.109	(60.277)	133.290
Trabalhistas	5.099	8.100	(1.333)	1.278	(8.317)	4.827
Benefícios a empregados	375	175	(10)	–	(48)	492
Cíveis	11.078	1.254	(3.548)	3.091	(11.875)	–
Regulatórias	–	5	–	–	(5)	–
	207.123	10.615	(7.085)	8.478	(80.522)	138.609

Controladora	Saldo em 1º.01.2024	Resultado			Quitações	Transferências	Saldo em 31.12.2024
		Adições	Reversões	Atualização monetária			
Fiscais							
Cofins	133.371	–	–	10.460	–	–	143.831
Outras	33.691	8.821	(872)	16.084	(10.984)	–	46.740
	167.062	8.821	(872)	26.544	(10.984)	–	190.571
Trabalhistas	4.812	12.460	(3.323)	1.871	(10.721)	–	5.099
Benefícios a empregados	290	208	–	–	(123)	–	375
Cíveis	690.019	5.764	(2.323)	(1.102)	(9.280)	(672.000)	11.078
	862.183	27.253	(6.518)	27.313	(31.108)	(672.000)	207.123
Circulante	336.000						–
Não circulante	526.183						207.123

Consolidado	Saldo em 1º.01.2025	Resultado			Atualização monetária	Adições / (Reversões) no ativo	Quitações	Transferências / Outros (a)	Efeito de combinação de negócios (b)	Saldo em 31.12.2025
		Provisões para litígios		Custo de construção						
		Adições	Reversões	Adições						
Provisões para litígios										
Fiscais										
Cofins	143.831	290	(1.324)	–	3.121	–	(31.204)	–	–	114.714
Outras	73.401	10.071	(3.117)	–	4.386	–	(39.178)	(14.193)	–	31.370
	217.232	10.361	(4.441)	–	7.507	–	(70.382)	(14.193)	–	146.084
Trabalhistas	307.085	141.515	(52.590)	–	42.193	–	(151.043)	–	84	287.244
Benefícios a empregados	40.469	4.773	(5.805)	–	–	–	(8.215)	–	–	31.222
Cíveis										
Cíveis e direito administrativo	168.225	190.842	(126.769)	–	22.598	–	(98.487)	170	3.149	159.728
Servidões de passagem	97.971	206	(45)	(5.554)	(375)	29.996	(8.145)	(1.733)	20.229	132.550
Desapropriações e patrimoniais	112.035	3.979	(1.363)	2.169	3.279	(2.152)	(6.298)	(9.487)	1.224	103.386
Consumidores	906	206	(9)	–	216	–	(516)	–	–	803
Ambientais	3.822	3.520	(6.046)	–	31	–	(6)	5.000	5.256	11.577
	382.959	198.753	(134.232)	(3.385)	25.749	27.844	(113.452)	(6.050)	29.858	408.044
Regulatórias	8.951	7.962	(4.433)	–	2.914	–	(1.455)	–	–	13.939
Passivo Contingente de Combinação de Negócios	–	1.453	(1.532)	–	6.277	–	–	20.816	658.008	685.022
Total de provisões para litígios (NE nº 26.2)	956.696	364.817	(203.033)	(3.385)	84.640	27.844	(344.547)	573	687.950	1.571.555
Outras provisões										
Contraprestação contingente (NE nº 26.3)	–	686	–	–	(21.336)	–	–	–	383.115	362.465
	956.696	365.503	(203.033)	(3.385)	63.304	27.844	(344.547)	573	1.071.065	1.934.020

(a) Valores se referem principalmente a reclassificação para Passivos classificados como mantidos para venda (NE nº 37).

(b) Saldos contabilizados em decorrência da combinação de negócios descrita na NE nº 1.2, inicialmente registrados no total de R\$ 1.071.065 (R\$ 383.115 de contraprestação contingente (UHE Colider), R\$ 658.008 de passivos contingentes da UHE Mauá e MSG e R\$ 29.942 referente a consolidação dos saldos de provisão pra litígios da UHE Mauá (49%) e da MSG) e atualizados até 31.12.2025.

Consolidado	Saldo em 1º.01.2024	Resultado			Atualização monetária	Adições / (Reversões) no ativo	Quitações	Transferências / Outros (a)	Saldo em 31.12.2024
		Provisões para litígios		Custo de construção					
		Adições	Reversões	Adições					
Fiscais									
Cofins	133.371	–	–	–	10.460	–	–	–	143.831
Outras	75.059	13.588	(9.436)	–	13.263	–	(19.073)	–	73.401
	208.430	13.588	(9.436)	–	23.723	–	(19.073)	–	217.232
Trabalhistas	386.639	157.965	(84.258)	–	6.358	–	(159.619)	–	307.085
Benefícios a empregados	37.516	7.951	(1.311)	–	–	–	(3.687)	–	40.469
Cíveis									
Cíveis e direito administrativo	954.667	188.730	(47.880)	–	67.389	(269)	(150.812)	(843.600)	168.225
Servidões de passagem	114.125	286	(1.977)	(15.308)	–	2.065	(1.220)	–	97.971
Desapropriações e patrimoniais	112.764	528	(2.074)	3.091	200	8.675	(10.198)	(951)	112.035
Consumidores	2.444	160	(198)	–	(1.365)	–	(135)	–	906
Ambientais	4.593	102	(807)	–	(66)	–	–	–	3.822
	1.188.593	189.806	(52.936)	(12.217)	66.158	10.471	(162.365)	(844.551)	382.959
Regulatórias	7.738	5.916	(5.034)	–	725	–	(394)	–	8.951
	1.828.916	375.226	(152.975)	(12.217)	96.964	10.471	(345.138)	(844.551)	956.696
Circulante	336.000								–
Não circulante	1.492.916								956.696

(a) Reclassificação principalmente para Outras contas a pagar decorrente de encerramento de processo arbitral.

26.1.1. Passivos contingentes e contraprestação contingente registrados na combinação de negócios

Em decorrência do descruzamento de ativos com a Axia detalhado na NE nº 1.2, foram registrados no passivo da Companhia os valores da contraprestação contingente e dos passivos contingentes das participações adquiridas (UHE Mauá e MSG) na data da combinação de negócios. A contraprestação contingente se refere às ações da UHE Colider (NE nº 26.3). Com relação aos passivos contingentes, do total de R\$ 358.787 da MSG, R\$ 322.800 se referem a processos de natureza regulatória junto à Aneel que discutem, principalmente, eventos de excludentes de responsabilidade em razão de atrasos no início da operação das linhas de transmissão. Da UHE Mauá, do total de R\$ 299.221, R\$ 292.210 se referem a processos cíveis, principalmente de natureza ambiental decorrentes da construção da usina. Para os passivos da MSG e UHE Mauá foi registrado o ativo indenizável na proporção da participação da Axia antes da combinação de negócios. Estes valores foram atualizados até 31.12.2025.

26.2. 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	Controlada				Consolidado			
		Provisões para litígios		Passivo Contingente		Provisões para litígios		Passivo Contingente	
		31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
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.	114.714	143.832	–	10.013	114.714	143.831	–	10.013
INSS	Exigências fiscais relativas à contribuição previdenciária.	–	21.951	34.496	31.515	–	21.951	34.496	31.854
Impostos federais	Exigências e questionamentos administrativos da Receita Federal do Brasil.	18.057	23.005	12.028	19.054	21.156	25.521	12.379	19.385
ICMS	Exigências e questionamentos administrativos do Estado sobre recolhimento do ICMS nas faturas da Companhia.	–	–	–	–	1.874	488	7.349	28.431
IPTU	Exigência de Imposto sobre Propriedade Territorial Urbana – IPTU sobre imóveis afetados ao serviço público de energia elétrica.	87	1.132	167	907	4.805	6.108	198.874	199.173
ISS	Exigência fiscal das prefeituras a título de ISS em serviços de construção civil prestado por terceiro.	–	–	–	–	445	307	73.131	66.010
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.	432	651	650	1.671	3.090	19.026	80.757	89.332
		133.290	190.571	47.341	63.160	146.084	217.232	406.986	444.198
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).	4.827	5.099	5.148	6.810	287.244	307.085	275.670	293.076
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.	492	375	461	378	31.222	40.469	12.602	10.316
Regulatórias									
ESBR	A ESBR moveu a ação ordinária nº 10426-71.2013.4.01.4100, na Justiça Federal de Rondônia, cuja sentença (i) reconheceu excludentes de responsabilidade pelo atraso de 535 dias atraso de 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 1.723/2013, que havia reconhecido o atraso de apenas 52 dias no cronograma de implantação. Houve recurso de apelação pela Aneel, em trâmite no TRF da 1º Região. A consequência prática da decisão foi, ao tempo em que isentou a ESBR, expor as distribuidoras com quais celebrou CCEARs ao Mercado de Curto Prazo e ao alto valor do Preço de Liquidação das Diferenças – PDL no período, onde se inclui 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.	–	–	–	–	–	–	1.216.122	1.194.489
Excludente UHE Colíder	Discussão relacionada ao processo de excludente de responsabilidade pelo atraso da obra de UHE Colíder (NE nº 26.3).	–	–	–	–	–	–	–	351.542
Outras	Notificações do Órgão Regulador sobre eventuais descumprimentos de normas regulatórias	–	–	–	–	13.939	8.951	262.756	59.532
		–	–	–	–	13.939	8.951	1.478.878	1.605.563

(continua)

Natureza	Descrição	Controlada				Consolidado			
		Provisões para litígios		Passivo Contingente		Provisões para litígios		Passivo Contingente	
		31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Cíveis									
Fumicultores	Ações que têm como principal causa a falta de energia elétrica causando perda da produção.	–	–	–	–	66.664	68.123	9.361	16.647
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.	–	11.078	–	–	93.067	100.100	169.926	254.174
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.	–	–	–	–	132.552	97.971	26.671	18.915
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.	–	–	–	–	103.383	112.039	4.925	15.138
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.	–	–	–	–	801	904	835	1.197
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.	–	–	–	–	11.577	3.822	4.368	148.694
		–	11.078	–	–	408.044	382.959	216.086	454.765
Combinação de Negócios	Passivos contingentes de Mauá e MSG registrados em decorrência das combinações de negócios conforme detalhado na NE nº 26.1.1.	–	–	–	–	685.022	–	–	–
		138.609	207.123	52.950	70.348	1.571.555	956.696	2.390.222	2.807.918

26.3. Outras provisões - contraprestação contingente

Conforme detalhado na NE nº 1.2, os valores dos litígios relacionados à UHE Colíder que já existiam antes da operação de troca de ativos realizada entre a Copel e a Eletrobras foram registrados como contraprestação contingente no total de R\$ 383.115, dos quais R\$ 354.403 se referiam à ação do excludente de responsabilidade que se trata da 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 de 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. Esses valores vinham sendo divulgados como passivo contingente até a data da combinação de negócios.



27. Patrimônio Líquido

27.1. Capital social

O capital social de R\$ 12.821.758 (R\$ 12.821.758 em 31.12.2024) contempla o capital social integralizado de R\$ 12.831.619 diminuído dos custos de transação na emissão de ações registrado em 2024, no total de R\$ 9.861.

Conforme detalhado na NE nº 1, foi efetuada a conversão das ações preferenciais (PNA e PNB) para ações ordinárias no âmbito do processo de migração para o Novo Mercado. Deste modo, a partir de dezembro de 2025, o capital social da Companhia está representado por ações ordinárias 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.

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):

31.12.2025	Número de ações em unidades					
	Ordinárias		Preferenciais		Total	
	nº ações	%	Classe especial		nº ações	%
			nº de ações	%		
Estado do Paraná	474.643.911	15,91	1	100,00	474.643.912	15,91
BNDESPAR	655.807.810	21,99	–	–	655.807.810	21,99
Outros	1.839.618.603	61,67	–	–	1.839.618.603	61,67
Tesouraria	12.740.266	0,43	–	–	12.740.266	0,43
	2.982.810.590	100,00	1	100,00	2.982.810.591	100,00



27.2. Ajustes de avaliação patrimonial

	Controladora	Consolidado
Em 1º.01.2024	307.050	307.050
Passivos atuariais		
Benefícios pós-emprego	9.483	363.466
Tributos sobre os ajustes	(3.224)	(123.578)
Benefícios pós-emprego – equivalência patrimonial, líquida de tributos	233.629	–
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial		
Custo atribuído do imobilizado	–	(50.552)
Tributos sobre a realização dos ajustes	–	17.188
Custo atribuído do imobilizado – equivalência patrimonial, líquida de tributos	(33.364)	–
Passivo atuarial - realização de investimento	4.018	4.018
Outros ajustes		
Ajustes de ativos financeiros - controladas	–	(569)
Tributos sobre os outros ajustes	–	243
Ajustes de ativos financeiros - equivalência patrimonial, líquida de tributos	(184)	
Atribuível aos acionistas não controladores	–	142
Em 31.12.2024	517.408	517.408
Passivos atuariais		
Benefícios pós-emprego	1.171	(284.731)
Tributos sobre os ajustes	(398)	96.809
Benefícios pós-emprego – equivalência patrimonial, líquida de tributos	(188.695)	–
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial		
Custo atribuído do imobilizado	–	(64.602)
Tributos sobre a realização dos ajustes	–	21.965
Custo atribuído do imobilizado – equivalência patrimonial, líquida de tributos	(42.637)	–
Outros ajustes		
Ajustes de ativos financeiros - controladas	–	2.271
Tributos sobre os outros ajustes	–	(711)
Ajustes de ativos financeiros - equivalência patrimonial, líquida de tributos	1.143	–
Atribuível aos acionistas não controladores	–	(417)
Em 31.12.2025	287.992	287.992

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.

27.3. Lucro por ação - básico e diluído

Controladora	Operações continuadas	Operações descontinuadas	31.12.2025	Operações continuadas	Operações descontinuadas	31.12.2024
Numerador						
Lucro líquido alocado por classes de ações, atribuído aos acionistas controladores:						
Ações ordinárias	2.669.716	18.898	2.688.614	968.042	191.351	1.159.393
Ações preferenciais classe "A"	—	—	—	2.564	506	3.070
Ações preferenciais classe "B"	—	—	—	1.375.335	271.833	1.647.168
	2.669.716	18.898	2.688.614	2.345.941	463.690	2.809.631
Denominador						
Média ponderada das ações (em unidades):						
Ações ordinárias	2.970.070.324	2.970.070.324	2.970.070.324	1.300.316.644	1.300.316.644	1.300.316.644
Ações preferenciais classe "A"	—	—	—	3.128.000	3.128.000	3.128.000
Ações preferenciais classe "B"	—	—	—	1.679.299.366	1.679.299.366	1.679.299.366
	2.970.070.324	2.970.070.324	2.970.070.324	2.982.744.010	2.982.744.010	2.982.744.010
Lucro líquido básico por ação atribuído aos acionistas controladores						
Ações ordinárias	0,89888	0,00636	0,90524	0,74447	0,14716	0,89163
Ações preferenciais classe "A"	—	—	—	0,81978	0,16187	0,98165
Ações preferenciais classe "B"	—	—	—	0,81899	0,16187	0,98086
Efeito dilutivo programa ILP						
Ações ordinárias	4.790.229	—	4.790.229	1.945.897	—	1.945.897
Lucro líquido diluído por ação atribuído aos acionistas controladores						
Ações ordinárias	0,89743	0,00636	0,90379	0,74335	0,14716	0,89051
Ações preferenciais classe "A"	—	—	—	0,81978	0,16187	0,98165
Ações preferenciais classe "B"	—	—	—	0,81899	0,16187	0,98087

A partir da extinção das ações preferenciais no âmbito do processo de migração para o Novo Mercado, conforme detalhado na NE nº 1, o lucro por ação passou a ser calculado somente para as ações ordinárias, de forma prospectiva.

27.4. Reserva de Capital

O saldo da reserva de capital contempla os valores do Plano de Incentivos de Longo Prazo - ILP.

Em 22.04.2024 a Assembleia Geral Extraordinária aprovou o “Plano de Outorga de Ações Restritas e de Ações Restritas por Desempenho (*performance shares*)” que tem por objetivos: (i) alinhar a remuneração da administração e posições-chave da Companhia aos objetivos de longo prazo da Copel; (ii) atrelar parcela da remuneração à geração de valor da Companhia; (iii) fomentar cultura de meritocracia e alta performance na Companhia; e (iv) reter e atrair talentos que agreguem valor à Companhia. O Plano é administrado pelo Conselho de Administração - CAD, assessorado pelo Comitê de Gente. Os membros do CAD são elegíveis apenas às outorgas de ações restritas e os Diretores e Empregados são elegíveis a outorgas tanto de ações restritas quanto ações restritas por desempenho.

Outorga de ações restritas (*Restricted Shares*)

No âmbito do 1º e 3º programas do plano de outorga da Copel, poderão ser entregues ações restritas em número correspondente a até 0,2% do Capital Social da Companhia. A aquisição dos direitos ocorre após o transcurso de 2 anos contados da data de outorga, observados os termos e condições previstos no plano, programas e contratos específicos, exceto se de outra forma definido pelo CAD.

As ações recebidas pelos participantes estão sujeitas a período de restrição, a contar de sua entrega, por um período definido pelo CAD, sendo o mínimo de 2 anos a participantes que sejam Conselheiros de Administração. Durante o período de restrição o participante fará jus aos proventos correspondentes as ações, bem como poderá exercer os direitos políticos da ação sem qualquer restrição. Como as ações restritas têm características muito similares às ações da Companhia negociadas no mercado, o valor justo é calculado considerando o próprio valor de mercado das ações, na data de outorga.

Outorga de ações restritas por desempenho (*Performance Shares*)

No âmbito do 2º e 4º programas do plano de outorga da Copel, poderão ser entregues ações restritas por desempenho em número correspondente a até 0,8% do Capital Social da Companhia. A aquisição dos direitos ocorre após o transcurso de 3 anos contados da data de outorga, observados os termos e condições previstos no plano, programas e contratos específicos, podendo o CAD, em caráter excepcional, estabelecer prazo maior. A totalidade ou parcela das ações recebidas pelos participantes poderá estar sujeita a período de restrição, conforme seja definido pelo CAD.

O Programa possui condição de performance vinculada ao TSR (*Total Shareholder Return*), uma condição de mercado que deve ser incorporada ao cálculo do valor justo dos ativos outorgados. Sendo assim, o cálculo do valor justo utiliza o modelo de Monte Carlo, de forma a incorporar as condições de performance de mercado no valor justo do ativo.

A despesa dos dois programas é reconhecida “*pró rata temporis*” com início (*vesting*) na data de assinatura dos contratos, momento em que ambas as partes chegam a um entendimento mútuo acerca dos termos e condições do acordo. O quadro abaixo apresenta o detalhamento das outorgas assinadas até a data destas demonstrações financeiras. A despesa reconhecida no resultado em contrapartida ao Patrimônio Líquido está demonstrada na NE nº 29.2.

Ações outorgadas	Início do "vesting"	Aquisição dos direitos ("vesting date")	Restrição até	Método de cálculo do valor justo	Taxa de juros	Volatilidade	Valor justo R\$	Status
1º Programa 2024 (Restricted Shares)								
397.742	Ago.2024	01.05.2025	01.05.2027	Cotação na data de outorga	n/a	n/a	8,62	Liquidada
516.047	Out.2024	25.10.2025	n/a		n/a	n/a	8,19	Liquidada
516.050	Out.2024	25.10.2026	n/a		n/a	n/a	8,19	Em andamento
516.058	Out.2024	25.10.2027	n/a		n/a	n/a	8,19	Em andamento
39.564	Jun.2025	30.04.2025	n/a		n/a	n/a	11,75	Liquidada
51.605	Jun.2025	25.10.2025	n/a		n/a	n/a	11,75	Liquidada
39.564	Jun.2025	30.04.2026	n/a		n/a	n/a	11,75	Em andamento
3º Programa 2025 (Restricted Shares)								
886.265	Out.2025	25.04.2027	25.04.2029	Cotação na data de outorga	n/a	n/a	12,10	Em andamento
2º Programa 2024 (Performance Shares)								
1.910.717	Jun.2025	01.05.2027	28.10.2027	Monte Carlo	10,00% (*)	21,73% (**)	15,41	Em andamento
4º Programa 2025 (Performance Shares)								
2.738.579	Out.2025	02.05.2028	02.11.2028	Monte Carlo	10,00% (*)	22,46% (**)	15,91	Em andamento

(*) Taxa de juros de longo prazo - Boletim Focus, Banco Central do Brasil.

(**) Calculada pelo desvio padrão dos retornos diários, considerando o histórico do valor da ação (CPL3), em período proporcional à expectativa de aquisição dos direitos.

Durante o ano de 2025 ocorreram liquidações de parte das ações outorgadas, mediante a entrega de ações mantidas em tesouraria (NE nº 27.5), em conformidade com o plano aprovado pela Companhia.

27.5. Ações em tesouraria

Em 25.11.2024, conforme Fato Relevante 09/24, o Conselho de Administração aprovou a criação do primeiro Programa de Recompra de Ações Ordinárias e Preferenciais Classe B, de emissão própria, visando maximizar a geração de valor para os acionistas por meio de uma gestão de capital eficiente. O programa tem por objetivo a aquisição de ações para manutenção em tesouraria, cancelamento ou alienação, sem redução da cifra do capital social da Companhia, bem como atender ao plano de Outorga(s) de ações restritas e de ações restritas por desempenho (*Performance Shares*). As aquisições de ações no âmbito do programa poderão ser realizadas pelo prazo de até 18 meses, contados da data de sua instituição.

O quadro abaixo apresenta a movimentação do saldo da conta de ações em tesouraria:

Em 1º.01.2024	—
Recompra de ações	50.044
Em 31.12.2024	50.044
Recompra de ações	70.046
Entrega de ações do ILP (NE nº 27.4)	(6.701)
Em 31.12.2025	113.389

27.6. Proposta de distribuição de dividendos

Controladora	31.12.2025	31.12.2024
Base de cálculo para os dividendos		
Lucro líquido do exercício	2.688.614	2.809.631
Reserva legal (5%)	(134.431)	(140.482)
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial	42.637	33.364
	2.596.820	2.702.513
Dividendos propostos		
Juros sobre o capital próprio (JCP) – valor bruto	1.100.000	883.000
Dividendos	1.350.000	202.110
Dividendo adicional proposto	–	1.250.025
	2.450.000	2.335.135
Valor bruto dos dividendos por classes de ações		
Ações ordinárias	2.450.000	963.583
Ações preferenciais classe "A"	–	2.552
Ações preferenciais classe "B"	–	1.369.000
Valor bruto dos dividendos por ação (a)		
Ações ordinárias	0,82490	0,74182
Ações preferenciais classe "A"	–	0,81600
Ações preferenciais classe "B"	–	0,81600

(a) Valores calculados com base na composição do capital social em 31.12.2025

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. O dividendo mínimo obrigatório definido no estatuto é de 25% do lucro líquido e a política de dividendos da Companhia estabeleceu o dividendo mínimo de 75% do lucro líquido.

Em 24.04.2025 a 70ª Assembleia Geral Ordinária aprovou o pagamento do dividendo adicional proposto registrado em 31.12.2024, no valor de R\$ 1.250.025. Fizeram jus aos valores, pagos em parcela única em 15.05.2025, os acionistas da Companhia na data da Assembleia, respeitadas as negociações realizadas até esta data.

Em 18.11.2025, o Conselho de Administração da Copel aprovou a distribuição de proventos com base no resultado apurado no primeiro semestre de 2025, no montante de R\$ 1.100.000, sob a forma de juros sobre capital próprio. Os valores foram provisionados naquela data e quitados em 19.01.2026.

Em 10.12.2025, o Conselho de Administração da Copel aprovou a distribuição de proventos no montante de R\$ 1.350.000, na forma de dividendos, a partir da reserva de retenção de lucros, com data de pagamento até 30.06.2026.

27.7. 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, e é constituída com base em Orçamento de Capital proposto pelos órgãos da Administração para deliberação da Assembleia Geral. Em dezembro de 2025 foi efetuado o pagamento do prêmio aos acionistas no valor de R\$ 1.298.041, em decorrência do processo de migração da Companhia para o Novo Mercado detalhado na NE nº 1, e a apropriação de dividendos a pagar no valor de R\$ 1.350.000, ambos com contrapartida na reserva de retenção de lucros.

28. Receita Operacional Líquida

Consolidado	Receita bruta	PIS/Pasep e Cofins	ICMS	Encargos setoriais	ISSQN	Receita líquida	
						31.12.2025	31.12.2024
Fornecimento de energia elétrica	10.964.004	(898.083)	(1.284.086)	(848.982)	–	7.932.853	8.454.990
Suprimento de energia elétrica	5.449.795	(618.859)	(17.107)	(29.160)	–	4.784.669	3.120.628
Disponibilidade da rede elétrica	13.628.888	(1.106.495)	(2.291.682)	(3.256.045)	–	6.974.666	7.048.036
Receita de construção	3.303.150	–	–	–	–	3.303.150	2.550.809
Valor justo do ativo indenizável da concessão	161.244	–	–	–	–	161.244	82.424
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	2.587.485	(239.342)	–	–	–	2.348.143	838.280
Outras receitas operacionais	681.485	(65.805)	(47)	–	(3.502)	612.131	555.869
	36.776.051	(2.928.584)	(3.592.922)	(4.134.187)	(3.502)	26.116.856	22.651.036

28.1. Detalhamento da receita

Consolidado	31.12.2025	31.12.2024
Fornecimento de energia elétrica	10.964.004	11.383.852
Consumidores - distribuição de energia	7.568.762	7.981.076
Consumidores livres - comercialização de energia	1.847.523	2.246.579
Doações e subvenções	1.547.719	1.156.197
Suprimento de energia elétrica	5.449.795	3.674.579
Contratos bilaterais	3.072.638	1.960.568
Contratos regulados	1.425.368	1.193.511
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE	832.232	399.700
Juros efetivos – bonificação de outorga (NE nº 9.2)	119.557	120.800
Disponibilidade da rede elétrica	13.628.888	12.737.940
Consumidores	12.625.475	11.831.389
Concessionárias e geradoras	129.267	128.756
Receita de operação e manutenção – O&M e juros efetivos (a)	874.146	777.795
Receita de construção	3.303.150	2.550.809
Concessão de distribuição de energia	3.027.526	2.427.296
Concessão de transmissão de energia (b)	275.624	123.513
Valor justo do ativo indenizável da concessão	161.244	82.424
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	2.587.485	923.724
Outras receitas operacionais	681.485	620.778
Arrendamentos e aluguéis	581.944	546.507
Valor justo na compra e venda de energia	18.563	–
Renda da prestação de serviços	31.697	38.238
Outras receitas	49.281	36.033
RECEITA OPERACIONAL BRUTA	36.776.051	31.974.106
(-) Pis/Pasep e Cofins	(2.928.584)	(2.577.655)
(-) ICMS	(3.592.922)	(3.491.400)
(-) ISSQN	(3.502)	(3.644)
(-) Encargos setoriais (NE nº 28.2)	(4.134.187)	(3.250.371)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	26.116.856	22.651.036

(a) Os saldos contemplam os impactos dos ajustes RBSE e dos ajustes de revisão tarifária descritos na NE nº 10.

(b) No saldo estão contidos os valores de receita e margem de construção além de ganhos ou perdas por eficiência.

O impacto da receita não faturada de fornecimento de energia e encargos de uso da rede da Copel DIS, contabilizada conforme a prática contábil apresentada na NE nº 4.11 foi de R\$ 667 até 31.12.2025 (R\$ 80.296 até 31.12.2024).

28.2. Encargos setoriais

Consolidado	31.12.2025	31.12.2024
Conta de desenvolvimento energético – CDE – concessão de distribuição de energia (NE nº 28.2.1)	3.380.242	2.683.329
Outros encargos do consumidor – bandeira tarifária (NE nº 28.2.2)	456.982	247.021
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética – P&D e PEE	193.753	174.616
Conta de desenvolvimento energético – CDE – concessão de transmissão de energia	75.534	78.500
Quota para reserva global de reversão – RGR	9.693	50.475
Taxa de fiscalização	17.983	16.430
	4.134.187	3.250.371

28.2.1. Conta de Desenvolvimento Energético – CDE – concessão de distribuição de energia

A Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, criada pela Lei nº 10.438/2002 e alterada pela Lei nº 12.783/2013, tem por finalidade a promoção do desenvolvimento energético no território nacional, conforme diretrizes estabelecidas pelo Ministério de Minas e Energia – MME, incluindo o subsídio à tarifa social, às fontes incentivadas, à irrigação agrícola, entre outros. O encargo é atribuído ao consumidor final nos processos tarifários e recolhido periodicamente pelas distribuidoras. As quotas anuais de cada distribuidora são definidas pela Aneel por meio de Resoluções Homologatórias, sendo a gestão dos recursos realizada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

Em relação aos encargos extraordinários, em 09.10.2024 a Aneel publicou o Despacho nº 3.056 em que considera concluída a quitação dos empréstimos da Conta Covid e da Conta Escassez Hídrica, com a consequente interrupção do recolhimento das respectivas cotas mensais a partir de 10.10.2024.

Em 2025, permaneceram vigentes a CDE Uso e a CDE Geração Distribuída (CDE GD), sendo esta última destinada a redistribuir os custos do sistema que deixam de ser arrecadados em decorrência da compensação de energia realizada pelas unidades consumidoras participantes do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, nos termos da Lei nº 14.300/2022.

28.2.2. Bandeiras tarifárias

O sistema de bandeiras tarifárias, instituído pela Resolução Normativa Aneel nº 547/2013 vigente desde 2015, indica 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. Em 2025 foi aplicada bandeira verde de janeiro a abril e a partir de maio os adicionais sobre a tarifa retornaram variando de bandeira amarela à vermelha - patamar 2, esta última em agosto e setembro. Em 2024 a bandeira verde prevaleceu de janeiro a junho e a partir de julho variaram de bandeira amarela à vermelha - patamar 2.

29. Custos e Despesas Operacionais

Controladora	Despesas gerais e administrativas	Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	31.12.2025	31.12.2024
Custos e despesas gerenciáveis				
Pessoal e administradores (NE nº 29.2)	98.069	–	98.069	73.838
Planos previdenciário e assistencial	10.117	–	10.117	10.149
Material	3.414	–	3.414	1.946
Serviços de terceiros	32.274	–	32.274	47.658
Perdas de créditos, provisões e reversões (NE nº 29.4)	–	5.104	5.104	83.596
Outras receitas (despesas) operacionais	30.988	(6.008)	24.980	32.919
	174.862	(904)	173.958	250.106
Outros custos e despesas				
Depreciação e amortização	3.039	1.121	4.160	3.245
	177.901	217	178.118	253.351

Consolidado	Custos operacionais	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	31.12.2025	31.12.2024
Custos e despesas com energia elétrica						
Energia elétrica comprada para revenda (NE nº 29.1)	11.110.778	–	–	–	11.110.778	8.924.895
Encargos de uso da rede elétrica	2.755.534	–	–	–	2.755.534	2.865.490
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	–	–	–	–	–	936
	13.866.312	–	–	–	13.866.312	11.791.321
Custos e despesas gerenciais						
Pessoal e administradores (NE nº 29.2)	595.668	–	365.120	–	960.788	1.081.797
Planos previdenciário e assistencial	159.210	–	75.337	–	234.547	259.352
Material	83.621	–	24.440	–	108.061	86.882
Serviços de terceiros (NE nº 29.3)	941.908	3.860	246.514	–	1.192.282	1.074.308
Perdas de créditos, provisões e reversões (NE nº 29.4)	(2.276)	102.457	–	170.606	270.787	345.102
Outras receitas (custos e despesas) operacionais (NE nº 29.6)	161.823	27.284	104.655	(369.346)	(75.584)	240.842
	1.939.954	133.601	816.066	(198.740)	2.690.881	3.088.283
Outros custos e despesas						
Depreciação e amortização	1.376.328	–	60.807	44.751	1.481.886	1.465.478
Custo de construção (NE nº 29.5)	3.272.763	–	–	–	3.272.763	2.522.908
	4.649.091	–	60.807	44.751	4.754.649	3.988.386
	20.455.357	133.601	876.873	(153.989)	21.311.842	18.867.990

29.1. Energia elétrica comprada para revenda

Consolidado	31.12.2025	31.12.2024
Compra de energia no ambiente regulado – CCEAR	4.043.221	4.009.747
Contratos bilaterais	2.901.057	1.849.268
Micro e mini geradores	2.446.037	1.726.602
Câmara de Comercialização de Energia – CCEE	1.273.628	832.656
Itaipu Binacional	963.340	950.389
Programa de incentivo a novas fontes de energia alternativa – Proinfa	424.896	337.978
Valor justo na compra e venda de energia	–	36.604
(-) PIS/Pasep e Cofins sobre energia elétrica comprada para revenda	(941.401)	(818.349)
	11.110.778	8.924.895

29.2. Pessoal e administradores

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Pessoal				
Remunerações	20.431	20.516	461.555	557.666
Encargos sociais	8.163	7.090	155.873	186.502
Incentivos de longo prazo (NE nº 27.4)	3.435	1.364	5.501	1.531
Auxílio alimentação e educação	1.377	1.608	82.540	97.709
Programa de desligamentos voluntários (NE nº 17.1)	248	748	21.489	18.306
	33.654	31.326	726.958	861.714
Administradores				
Honorários	23.375	19.243	34.370	27.362
Incentivos de longo prazo (NE nº 27.4)	14.485	4.064	19.471	4.064
Encargos sociais	8.521	5.919	11.868	8.766
Outros gastos	1.334	337	2.143	608
	47.715	29.563	67.852	40.800
Provisões por desempenho e participação nos lucros de empregados e administradores	16.700	12.949	165.978	179.283
	98.069	73.838	960.788	1.081.797

29.3. Serviços de terceiros

Consolidado	31.12.2025	31.12.2024
Manutenção do sistema elétrico	638.294	472.011
Atendimento ao consumidor / call center	130.930	104.700
Manutenção de instalações	120.519	139.924
Comunicação, processamento e transmissão de dados	104.672	119.281
Consultoria e auditoria	99.650	77.333
Leitura e entrega de faturas	60.317	60.308
Outros serviços	37.900	100.751
	1.192.282	1.074.308

29.4. Perdas de crédito, provisões e reversões

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Provisão para litígios	3.530	20.735	165.772	222.251
Perdas de créditos esperadas (Clientes e Outros créditos)	–	–	102.457	100.730
Perdas (reversão de perdas) estimadas em créditos tributários	–	–	4.834	(2.044)
Impairment Imobilizado (NE nº 15.4)	–	–	–	27.755
Atualização de Contrato de concessão de geração de energia elétrica	–	–	(2.276)	(3.590)
Provisão para perdas em participações societárias (a)	1.574	62.861	–	–
	5.104	83.596	270.787	345.102

(a) Provisão decorrente do patrimônio líquido negativo da Elejor

29.5. Custo de construção

Consolidado	31.12.2025	31.12.2024
Material	1.930.887	1.519.486
Serviços de terceiros	1.132.289	785.333
Pessoal	170.184	170.749
Outros	39.403	47.340
	3.272.763	2.522.908

29.6. Outros custos e despesas operacionais, líquidos

Consolidado	31.12.2025	31.12.2024
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	165.783	173.318
Perdas (ganhos) na desativação e alienação de bens (a)	106.064	(225.683)
Arrendamentos e aluguéis	56.077	28.045
Comunicação corporativa	36.635	34.546
Taxa de fiscalização da Aneel	32.766	19.458
Seguros	29.575	41.111
Tributos	28.979	23.358
Taxa de arrecadação	27.284	33.831
Indenizações	23.127	30.435
Ressarcimento por Curtailment (NE nº 32.2.9)	(95.599)	–
Resultado da combinação de negócios (NE nº 1.2)	(141.661)	–
Resultado da alienação de ativos (b)	(335.595)	–
Outros custos e despesas (receitas), líquidos	(9.019)	82.423
	(75.584)	240.842

(a) O saldo de 2025 se refere principalmente à perdas por desativação de bens da Copel DIS. Em 2024 o saldo contempla o ganho pela venda de ativos inservíveis da Copel GeT e FDA.

(b) O saldo contempla o resultado das alienações de ativos descritas nas NEs nº 37.1, 37.3 e 37.4

30. Resultado Financeiro

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Receitas financeiras				
Renda de aplicações financeiras	22.752	184.561	690.466	738.229
Juros e acréscimos moratórios sobre faturas	71.083	18.206	320.959	249.539
Juros sobre impostos a compensar	15.706	9.718	150.593	92.794
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 8)	–	–	55.312	44.033
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão	–	–	50.232	17.838
Rendimentos e atualização monetária de depósitos judiciais	7.878	6.560	48.537	32.859
Outras receitas financeiras	36	2.701	84.453	58.675
(-) PIS/Pasep e Cofins sobre receitas financeiras	(5.567)	(10.335)	(56.894)	(49.188)
	111.888	211.411	1.343.658	1.184.779
(-) Despesas financeiras				
Variação monetária e encargos da dívida	–	–	2.490.902	1.745.166
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão	–	–	157.858	167.296
PIS/Pasep e Cofins sobre juros sobre capital próprio	129.067	86.609	129.067	86.609
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 8)	–	–	77.774	35.186
Atualização de provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins (NE nº 12.3)	–	–	64.510	43.327
Atualização monetária de litígios (NE nº 26.1)	8.478	27.313	63.304	96.964
Juros sobre passivo de arrendamentos (NE nº 24.2)	885	779	32.013	28.560
Juros sobre parcelamento de tributos	–	–	27.011	25.791
Juros sobre P&D e PEE (NE nº 22)	–	–	24.070	22.050
Efeito de swap sobre debêntures (NE nº 20)	–	–	23.535	–
Ajuste a valor justo das debêntures (NE nº 20)	–	–	15.978	–
Outras despesas financeiras	11.387	32.882	35.988	90.844
	149.817	147.583	3.142.010	2.341.793
Líquido	(37.929)	63.828	(1.798.352)	(1.157.014)

31. 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. 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 31.12.2025, 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 31.12.2025.

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.

31.1. Segmentos reportáveis da Companhia

Geração e transmissão de energia elétrica (GET) – tem como atribuição produzir energia elétrica a partir de empreendimentos de fontes hidráulica e eólica (**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.

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

Serviços (SER) – tem como atribuição a prestação de serviços e participação em investimentos de inovação aberta.

Holding – tem como atribuição a participação em outras empresas.

O segmento de gás, com atribuição de exploração do serviço público de distribuição de gás natural canalizado, foi descontinuado após finalização do processo de desinvestimento da Compagas em 2024.

31.2. Ativo por segmento reportável

ATIVO	Energia elétrica			SER	Holding	Operações inter-segmento / Outros (a)	Consolidado
	GET	DIS	COM				
31.12.2025							
ATIVO TOTAL	32.096.778	24.647.570	1.559.759	131.497	2.793.682	(814.830)	60.414.456
ATIVO CIRCULANTE	4.113.374	5.470.404	908.823	109.130	2.147.764	(1.867.841)	10.881.654
ATIVO NÃO CIRCULANTE	27.983.404	19.177.166	650.936	22.367	645.918	1.053.011	49.532.802
Realizável a Longo Prazo	11.116.344	7.176.946	639.830	19.825	469.160	(356.766)	19.065.339
Investimentos	2.697.409	441	–	–	151.152	–	2.849.002
Imobilizado	8.136.392	–	1.025	774	7.361	–	8.145.552
Intangível	5.910.606	11.868.128	5.816	1.768	10.514	1.409.777	19.206.609
Direito de uso de ativos	122.653	131.651	4.265	–	7.731	–	266.300

(a) Contempla os montantes de eliminação entre segmentos e os ajustes de consolidação.

ATIVO	Energia elétrica			SER	Holding	Operações inter-segmento / Outros (a)	Consolidado
	GET	DIS	COM				
31.12.2024							
ATIVO TOTAL	29.552.246	23.567.303	1.447.083	149.155	4.571.127	(1.902.758)	57.384.156
ATIVO CIRCULANTE	4.796.497	6.769.769	916.049	48.889	3.486.544	(2.975.940)	13.041.808
ATIVO NÃO CIRCULANTE	24.755.749	16.797.534	531.034	100.266	1.084.583	1.073.182	44.342.348
Realizável a Longo Prazo	7.418.447	6.847.655	520.427	15.084	894.484	(380.976)	15.315.121
Investimentos	3.411.005	442	–	–	166.490	–	3.577.937
Imobilizado	8.428.157	–	702	80.590	7.248	–	8.516.697
Intangível	5.365.916	9.788.358	5.731	901	8.546	1.454.158	16.623.610
Direito de uso de ativos	132.224	161.079	4.174	3.691	7.815	–	308.983

(a) Contempla os montantes de eliminação entre segmentos e os ajustes de consolidação.

31.3. Demonstração do resultado por segmento reportável

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	Energia Elétrica				SER	Holding	Operações inter-segmento	Consolidado
	GET		DIS	COM				
	GER	TRA						
31.12.2025								
OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE								
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	3.913.035	1.388.544	19.202.210	4.402.327	12.128	–	(2.801.388)	26.116.856
Receita operacional líquida com terceiros	1.906.130	936.026	19.170.722	4.091.850	12.128	–	–	26.116.856
Receita operacional líquida entre segmentos	2.006.905	452.518	31.488	310.477	–	–	(2.801.388)	–
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(1.797.803)	(651.309)	(17.124.300)	(4.349.494)	(12.080)	(178.244)	2.801.388	(21.311.842)
Energia elétrica comprada para revenda	(518.911)	–	(8.595.124)	(4.310.141)	–	–	2.313.398	(11.110.778)
Encargos de uso da rede elétrica	(547.265)	–	(2.689.991)	–	–	–	481.722	(2.755.534)
Pessoal e administradores	(171.993)	(131.096)	(538.360)	(20.839)	(408)	(98.092)	–	(960.788)
Planos previdenciário e assistencial	(38.415)	(31.113)	(153.082)	(1.741)	(76)	(10.120)	–	(234.547)
Material	(32.395)	(6.675)	(65.226)	(303)	(47)	(3.415)	–	(108.061)
Serviços de terceiros	(221.785)	(64.577)	(865.301)	(4.064)	(5.215)	(32.959)	1.619	(1.192.282)
Depreciação e amortização	(741.111)	(19.428)	(712.266)	(1.889)	(3.032)	(4.160)	–	(1.481.886)
Provisão (reversão) para litígios	(13.223)	(4.691)	(144.331)	(246)	–	(3.281)	–	(165.772)
Perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos	2.276	–	–	–	–	–	–	2.276
Outras perdas de créditos, provisões e reversões	(204)	(5.855)	(99.365)	(1.566)	(299)	(2)	–	(107.291)
Custo de construção	–	(245.239)	(3.027.524)	–	–	–	–	(3.272.763)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos	485.223	(142.635)	(233.730)	(8.705)	(3.003)	(26.215)	4.649	75.584
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	18.706	222.637	–	–	–	(1.346)	–	239.997
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	2.133.938	959.872	2.077.910	52.833	48	(179.590)	–	5.045.011
Receitas financeiras	355.234	135.581	643.829	37.670	5.687	165.662	(5)	1.343.658
Despesas financeiras	(866.443)	(583.794)	(1.429.691)	(551)	(11.535)	(250.001)	5	(3.142.010)
LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL	1.622.729	511.659	1.292.048	89.952	(5.800)	(263.929)	–	3.246.659
Imposto de renda e contribuição social	(258.833)	(37.950)	(219.541)	(22.310)	(168)	(38.816)	–	(577.618)
LUCRO (PREJUÍZO) DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE	1.363.896	473.709	1.072.507	67.642	(5.968)	(302.745)	–	2.669.041
Resultado de operações descontinuadas	18.898	–	–	–	–	–	–	18.898
LUCRO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO	1.382.794	473.709	1.072.507	67.642	(5.968)	(302.745)	–	2.687.939



DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	Energia Elétrica				GÁS	SER	Holding	Reclassi- ficações (a)	Operações inter- segmento	Consolida do
	GET		DIS	COM						
	GER	TRA								
31.12.2024										
OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE										
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	3.477.696	1.144.481	17.030.454	3.568.463	562.129	6.333	–	(561.141)	(2.577.379)	22.651.036
Receita operacional líquida com terceiros	1.473.628	708.119	16.992.784	3.470.172	13.618	6.333	–	(13.618)	–	22.651.036
Receita operacional líquida entre segmentos	2.004.068	436.362	37.670	98.291	548.511	–	–	(547.523)	(2.577.379)	–
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(2.348.476)	(294.559)	(15.048.163)	(3.553.557)	(503.516)	(7.129)	(192.548)	502.579	2.577.379	(18.867.990)
Energia elétrica comprada para revenda	(195.695)	–	(7.308.796)	(3.524.688)	–	–	–	–	2.104.284	(8.924.895)
Encargos de uso da rede elétrica	(625.586)	–	(2.729.154)	–	–	–	–	17.586	471.664	(2.865.490)
Pessoal e administradores	(218.436)	(141.042)	(636.853)	(14.462)	(33.621)	(264)	(73.864)	36.745	–	(1.081.797)
Planos previdenciário e assistencial	(46.764)	(32.041)	(168.977)	(1.737)	(4.083)	(45)	(10.152)	4.447	–	(259.352)
Material	(15.620)	(5.711)	(63.493)	(114)	(416)	(16)	(1.946)	434	–	(86.882)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(1.880)	–	–	–	–	–	–	172	772	(936)
Gás natural e insumos para operação de gás	–	–	–	–	(397.554)	–	–	397.554	–	–
Serviços de terceiros	(249.558)	(55.001)	(719.122)	(4.603)	(10.650)	(3.951)	(48.483)	14.134	2.926	(1.074.308)
Depreciação e amortização	(821.258)	(17.069)	(592.226)	(1.746)	(27.146)	(2.788)	(3.245)	–	–	(1.465.478)
Provisão (reversão) para litígios	(24.462)	(9.340)	(168.067)	178	(32)	–	(20.735)	207	–	(222.251)
Perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos	(24.165)	–	–	–	–	–	–	–	–	(24.165)
Outras perdas de créditos, provisões e reversões	(13.172)	(9.007)	(75.402)	(958)	(7.509)	(147)	–	7.509	–	(98.686)
Custo de construção	–	(95.610)	(2.427.298)	–	(13.618)	–	–	13.618	–	(2.522.908)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos	(111.880)	70.262	(158.775)	(5.427)	(8.887)	82	(34.123)	10.173	(2.267)	(240.842)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	14.431	262.463	–	–	–	–	4.308	–	–	281.202
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	1.143.651	1.112.385	1.982.291	14.906	58.613	(796)	(188.240)	(58.562)	–	4.064.248
Receitas financeiras	294.113	90.377	516.031	40.813	29.114	3.285	248.195	(30.182)	(6.967)	1.184.779
Despesas financeiras	(778.328)	(301.485)	(1.041.951)	(325)	(39.721)	(4.906)	(223.032)	40.988	6.967	(2.341.793)
LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL	659.436	901.277	1.456.371	55.394	48.006	(2.417)	(163.077)	(47.756)	–	2.907.234
Imposto de renda e contribuição social	(197.338)	(93.925)	(322.349)	(11.310)	(17.301)	(1.935)	18.192	26.531	–	(599.435)
LUCRO (PREJUÍZO) DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE	462.098	807.352	1.134.022	44.084	30.705	(4.352)	(144.885)	(21.225)	–	2.307.799
Resultado de operações descontinuadas	12.004	–	–	–	–	–	458.342	21.225	–	491.571
LUCRO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO	474.102	807.352	1.134.022	44.084	30.705	(4.352)	313.457	–	–	2.799.370

(a) Reclassificações dos valores de operação descontinuada, decorrentes dos desinvestimentos concluídos em 2024.

31.4. Adições no ativo não circulante por segmento reportável

31.12.2025	Energia elétrica			SER	Holding	Consolidado
	GET	DIS	COM			
Ativos de contrato	982.886	2.959.050	—	—	—	3.941.936
Imobilizado	188.966	—	489	—	1.366	190.821
Intangível	36.382	—	1.608	1.118	2.952	42.060
Direito de uso de ativos	8.181	28.170	427	205	892	37.875

31.12.2024	Energia elétrica			SER	Holding	Consolidado
	GET	DIS	COM			
Ativos de contrato	833.630	2.196.348	—	—	—	3.029.978
Imobilizado	105.087	—	18	39.075	17	144.197
Intangível	4.299.529	—	1.319	261	2.378	4.303.487
Direito de uso de ativos	47.266	127.968	564	150	1.988	177.936

32. Instrumentos Financeiros

32.1. Categorias e apuração do valor justo dos instrumentos financeiros

Consolidado	NE	Nível	31.12.2025		31.12.2024	
			Valor contábil	Valor justo	Valor contábil	Valor justo
Ativos Financeiros						
Valor justo por meio do resultado						
Caixa e equivalentes de caixa (a)	5	2	3.130.363	3.130.363	4.161.939	4.161.939
Títulos e valores mobiliários (b)	6	2	691.781	691.781	529.708	529.708
Contas a receber vinculadas à concessão de distribuição (c)	9	3	3.679.554	3.679.554	2.610.731	2.610.731
Contas a receber vinculadas à concessão de geração (c)	9	3	78.673	78.673	75.425	75.425
Valor justo na compra e venda de energia (d)	32.2.10	3	861.501	861.501	697.288	697.288
Outros investimentos temporários (e)		1	2.553	2.553	10.036	10.036
Outros investimentos temporários (e)		2	8.321	8.321	5.858	5.858
			8.452.746	8.452.746	8.090.985	8.090.985
Custo amortizado						
Cauções e depósitos vinculados (a)			9	9	9	9
Clientes (a)	7		4.463.146	4.463.146	4.078.882	4.078.882
Ativos financeiros setoriais (a)	8		800.926	800.926	–	–
Contas a receber vinculadas à concessão – bonificação de outorga (f)	9.2		845.219	946.109	821.804	923.084
			6.109.300	6.210.190	4.900.695	5.001.975
Valor justo por meio do resultado abrangente						
Reduções Certificadas de Emissões – RCEs (g)		2	5.303	5.303	3.207	3.207
Outros investimentos temporários (h)		3	19.753	19.753	14.709	14.709
			25.056	25.056	17.916	17.916
Total dos ativos financeiros			14.587.102	14.687.992	13.009.596	13.110.876
Passivos Financeiros						
Valor justo por meio do resultado						
Valor justo na compra e venda de energia (d)	32.2.10	3	531.442	531.442	385.792	385.792
Debêntures (i)	20	2	2.324.808	2.324.808	–	–
Instrumentos financeiros derivativos (j)	25	2	23.535	23.535	–	–
			2.879.785	2.879.785	385.792	385.792
Custo amortizado						
Passivos financeiros setoriais (a)	8		883.990	883.990	1.077.810	1.077.810
Parcelamento ICMS (k)	12.2		12.970	12.562	11.963	11.105
Programa Especial de Regularização Tributária – Pert (k)	12.2		296.042	260.987	339.831	297.583
Fornecedores (a)	18		3.193.211	3.193.211	2.466.803	2.466.803
Empréstimos e financiamentos (k)	19		3.389.380	3.991.003	5.154.871	5.128.374
Debêntures (l)	20		14.540.405	14.293.849	12.773.954	12.528.379
Contas a pagar vinculadas à concessão (m)	23		1.106.327	1.141.822	1.138.129	1.258.564
			23.422.325	23.777.424	22.963.361	22.768.618
Total dos passivos financeiros			26.302.110	26.657.209	23.349.153	23.154.410

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 4.2.7).
- Investimentos em outras empresas avaliados ao valor justo que é 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.

- f) 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%).
- g) Ativos financeiros com valores justos similares aos valores contábeis (NE nº 4.2).
- h) Calculado conforme métricas de precificação a valor justo do FIP Copel Ventures I, utilizando dados não observáveis em função do estágio inicial das startups investidas.
- i) A metodologia para determinação do valor justo considera a avaliação dos fluxos de caixa contratuais futuros, descontados utilizando curvas de mercado aplicáveis a cada instrumento, refletindo as condições contratuais específicas e demais fatores de mercado vigentes na data de apuração.
- j) O valor justo dos contratos de swap é apurado pela diferença entre o valor presente dos fluxos futuros projetados das pontas ativa e passiva da operação, descontados com base nas curvas de mercado pertinentes, considerando as condições contratuais e demais fatores de mercado vigentes na data de apuração.
- k) Utilizado como premissa básica o custo da última captação realizada pela Companhia, CDI + spread de 1,17%, 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.
- l) Calculado conforme cotação da última negociação no mercado secundário através do preço médio do Preço Unitário – PU em 31.12.2025, obtido junto à Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiros e de Capitais – Anbima.
- m) Utilizada a taxa de desconto real e antes dos impostos, de 9,52% a.a., compatível com a taxa estimada pela Companhia para projetos de longo prazo.

32.2. Gerenciamento dos riscos financeiros

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

32.2.1. 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	31.12.2025	31.12.2024
Caixa e equivalentes de caixa (a)	3.130.363	4.161.939
Títulos e valores mobiliários (a)	691.781	529.708
Cauções e depósitos vinculados (a)	9	9
Clientes (b)	4.463.146	4.078.882
Ativos financeiros setoriais (c)	800.926	–
Contas a receber vinculadas à concessão de distribuição (c)	3.679.554	2.610.731
Contas a receber vinculadas à concessão – bonificação de outorga (d)	845.219	821.804
Contas a receber vinculadas à concessão de geração (e)	78.673	75.425
Outros investimentos temporários (f)	30.627	30.603
	13.720.298	12.309.101

- a) A Companhia administra o risco de crédito sobre esses ativos, considerando sua política em aplicar seus recursos em instituições financeiras com elevado rating em escala nacional, considerando as maiores agências de classificação que atuam no País.
- b) Risco de perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados aos clientes, relacionado a fatores internos e externos. Para reduzir esse tipo de risco, a Companhia atua na gestão de contas a receber, detectando 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. A Copel DIS, que representa a maior parte do saldo de clientes da Companhia, possui carteira extremamente pulverizada e os grandes clientes são monitorados periodicamente.

- 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 atrelados aos Ativos e passivos financeiros setoriais e aos investimentos em infraestrutura, 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, que disciplinou a apuração destes valores por meio da apresentação de laudos de avaliação a serem elaborados por empresas credenciadas. Em 2022 a Copel protocolou na Aneel os laudos de avaliação relativos aos valores residuais para as UHEs GPS e Mourão, conforme descrito na NE nº 9.3. O MME, por meio da Portaria nº 845/2025, abriu a Consulta Pública MME nº 190/2025, com o objetivo de receber contribuições para minuta de Portaria contendo as diretrizes a serem observadas na condução do processo para reconhecimento dos investimentos, complementares aos do projeto básico (art. 2º do Decreto nº 7.850/2012), com impacto direto na forma de pagamento de indenização devida aos concessionários, ao término do período de vigência dos contratos de concessão. A Consulta Pública ficou aberta para contribuições até 18.08.2025 e não foi concluída até o presente momento. 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, que vem sendo administrado através de acompanhamento periódico das variações ocorridas no mercado, e os riscos inerentes ao investimento em startups, monitorados por meio de avaliação de riscos tecnológicos e de mercado, e gestão de expectativas de crescimento.

32.2.2. 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 desse risco 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. A projeção de curto prazo considera períodos diários cobrindo os próximos 90 dias, enquanto que as de médio e longo prazos abrangem períodos mensais cobrindo os próximos cinco anos. Anualmente ocorre a aprovação do orçamento empresarial para o próximo exercício.

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 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 4 anos. A partir de 2030, repetem-se os indicadores de 2029 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
31.12.2025							
Empréstimos e financiamentos	NE nº 19	29.938	93.284	352.377	3.194.727	2.503.324	6.173.650
Debêntures	NE nº 20	295.537	126.206	3.225.832	10.240.541	12.277.243	26.165.359
Contas a pagar vinculadas à concessão	Tx. Retorno + IGP-M e IPCA	14.139	28.277	128.447	736.929	1.542.744	2.450.536
Fornecedores	—	2.757.752	286.965	14.950	133.544	—	3.193.211
Pert	Selic	6.085	12.295	57.254	262.235	—	337.869
Parcelamento ICMS	Selic	6.358	714	3.323	3.093	—	13.488
Passivos financeiros setoriais	Selic	74.529	151.687	726.138	—	—	952.354
Passivo de arrendamentos	NE nº 24	8.578	16.969	75.852	135.724	405.075	642.198
		3.192.916	716.397	4.584.173	14.706.793	16.728.386	39.928.665

(a) Taxa de juros efetiva - média ponderada.

Conforme divulgado nas NEs nºs 19.3 e 20.3, a Companhia e suas controladas têm empréstimos, financiamentos e debêntures com cláusulas contratuais restritivas (*covenants*) que podem exigir a antecipação do pagamento dessas obrigações.

Para melhorar a capacidade financeira de curto prazo da Companhia, em janeiro de 2026 foram efetuadas novas captações na GeT e DIS, conforme divulgado na NE nº 38.

32.2.3. 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 no próximo reajuste tarifário da Copel DIS.

Análise de sensibilidade do risco cambial – dólar

A Companhia desenvolveu análise de sensibilidade com objetivo de mensurar o impacto da variação 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 nocional 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\$5,50) prevista na mediana das expectativas de mercado para 2026 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 31.12.2025	Cenários projetados		
			Provável	Cenário 1	Cenário 2
Passivos financeiros					
Fornecedores					
Itaipu	Alta do dólar	(147.233)	64	(36.728)	(73.520)
		(147.233)	64	(36.728)	(73.520)

b) Risco de taxa de juros e variações monetárias

Risco de 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. Em 2025 a Companhia celebrou alguns contratos de derivativos para cobrir o risco de incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros e segue monitorando continuamente as taxas de juros e indexadores de mercado a fim de observar eventual necessidade de outras contratações.

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

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

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

Para o cenário base foram considerados os saldos contábeis registrados na data destas demonstrações financeiras e para o cenário provável a Companhia considera os saldos atualizados com a variação dos indicadores (CDI/Selic – 12,25%, IPCA – 4,00%, IGP-M – 3,87%, previstos na mediana das expectativas de mercado para 2026 do Relatório Focus do Bacen, e TJLP de 8,64% calculado por 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	31.12.2025	Cenários projetados		
			Provável	Cenário 1	Cenário 2
Ativos financeiros					
Títulos e valores mobiliários	Baixa CDI/Selic	691.781	84.744	63.576	42.406
Cauções e depósitos vinculados	Baixa CDI/Selic	9	1	1	1
Ativos financeiros setoriais	Baixa Selic	800.926	98.114	73.585	49.057
Contas a receber vinculadas à concessão	Baixa IPCA	4.603.446	184.138	138.103	92.069
		6.096.162	366.997	275.265	183.533
Passivos financeiros					
Empréstimos e financiamentos					
Banco do Brasil	Alta CDI	(751.784)	(92.093)	(115.117)	(138.140)
BNDES	Alta TJLP	(718.767)	(62.083)	(77.603)	(93.124)
BNDES	Alta IPCA	(395.665)	(15.827)	(19.783)	(23.740)
Banco do Nordeste	Alta IPCA	(1.467.281)	(58.691)	(73.364)	(88.037)
Banco do Brasil - Repasse de recursos do BNDES	Alta TJLP	(53.967)	(4.661)	(5.827)	(6.992)
Outros	Sem Risco	(1.916)	–	–	–
Debêntures (a)	Alta CDI/Selic	(10.907.182)	(1.336.130)	(1.670.162)	(2.004.195)
Debêntures	Alta IPCA	(5.915.935)	(236.637)	(295.797)	(354.956)
Debêntures	Alta TJLP	(65.631)	(5.669)	(7.086)	(8.503)
Passivos financeiros setoriais	Alta Selic	(883.990)	(108.289)	(135.361)	(162.433)
Parcelamento ICMS	Alta Selic	(12.970)	(1.589)	(1.986)	(2.383)
Programa Especial de Regularização Tributária – Pert	Alta Selic	(296.042)	(36.265)	(45.331)	(54.398)
Contas a pagar vinculadas à concessão	Alta IGP-M	(829.934)	(32.118)	(40.148)	(48.178)
Contas a pagar vinculadas à concessão	Alta IPCA	(276.393)	(11.056)	(13.820)	(16.584)
		(22.577.457)	(2.001.108)	(2.501.385)	(3.001.663)

(a) Saldo contempla valores de hedge registrados na rubrica de Outras contas a pagar (NE nº 25).

32.2.4. 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, 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 2024 e 2025, estima-se que o risco de falta de energia em 2026 seja baixo até em função do nível dos reservatórios dentro da normalidade para este período do ano.

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.

32.2.5. 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 pela UHE Mauá.

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.

32.2.6. Risco de não prorrogação das concessões de geração e transmissão

A prorrogação das concessões de geração e transmissão de energia, alcançadas pela Lei nº 9.074/1995, é disciplinada pela Lei nº 12.783/2013, a qual foi alterada pela Lei nº 14.052/2020 e Lei nº 15.269/2025. 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.

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. 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 transmissão (RAP – Receita Anual Permitida).

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 de novo contrato de concessão de geração de energia elétrica associada à privatização de concessionária sob controle direto ou indireto da União, de Estado, do Distrito Federal ou de Município. Em 19.11.2024, foram celebrados com o Poder Concedente os novos Contratos de Concessão nº(s) 01/2024 e 02/2024 das Usinas Hidrelétricas Governador Bento Munhoz da Rocha Netto - GBM ("Foz do Areia"), Governador Ney Braga - GNB ("Segredo") e Governador José Richa - GJR ("Salto Caxias") pelo prazo de 30 anos, decorrente do processo de transformação da Copel em "Corporação".

Em 24.11.2025, um novo marco legal resultante da conversão em lei da medida provisória 1.304/2025 trouxe novos comandos aplicáveis às outorgas de determinados empreendimentos de geração. A Lei nº 15.269/2025 estabeleceu novas condições para a prorrogação de empreendimentos hidrelétricos com potência superior a 50 MW, outorgados antes de 11.12.2003. Com base no novo dispositivo, o Poder Concedente poderá prorrogar ou licitar a concessão de geração, a seu critério, por prazo de até 30 anos, estabelecendo o valor estimado da concessão, sendo que 50% desse valor será destinado à CDE. Além disso, parte da energia elétrica poderá ser destinada ao ambiente de contratação regulada enquanto a concessionária deverá assumir o risco hidrológico.

O Despacho Aneel nº 912/2025 apurou compensação mediante conversão dos efeitos financeiros em prazo de extensão de outorga para os titulares de usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE. Constaram da Resolução Homologatória nº 3.439, de 1º.04.2025 as seguintes usinas da Copel GeT: PCH Bela Vista, Governador Bento Munhoz da Rocha Netto (GBM), Salto Caxias (GJR), Segredo (GNB) e Capivari-Cachoeira (GPS). O prazo médio ponderado pela garantia física de cada usina elegível foi de aproximadamente três dias. Adicionalmente, também terão extensão do prazo de outorga as seguintes usinas, pertencentes às participações societárias da Copel: UHE Dona Francisca, UHE Fundão e UHE Santa Clara.

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. Atualmente, a regulamentação do Decreto está em discussão, por meio de Consulta Pública disponibilizada à sociedade pela Aneel.

Os prazos das concessões de geração e transmissão da Companhia e de suas participações societárias estão apresentados na NE nº 2.

32.2.7. 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
	Indicadores de qualidade	2 anos consecutivos	Caducidade da concessão
		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
2024	{Dívida Líquida / [Lajida (-) QRR ≥ 0]} ≤ 1 / (1,11 * Selic)	Atingido	8,36	5,94	7,92	5,35
2025		—	8,14	5,80	7,17	4,65

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.

32.2.8. Risco de sobrecontratação e subcontratação de energia elétrica

A verificação do atendimento da totalidade do mercado considera o período compreendido pelo ano civil e 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.

No processo de compra de energia elétrica, a Copel DIS finalizou o ano com um nível de contratação de 113,6%, entretanto, 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.

32.2.9. 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 25. O aumento do passivo se deve ao fato de que os montantes a pagar ficaram suspensos em virtude das discussões no setor a respeito das restrições de 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 das restrições, o que aumentou a restrição de geração de empreendimentos eólicos situados na região Nordeste. Estes eventos de redução ou corte da geração de energia, principalmente em usinas eólicas e solares, se dão quando a produção supera a capacidade de consumo ou de transmissão do sistema elétrico (*curtailment*).

Em dezembro de 2023 a Associação Brasileira de Energia Eólica - ABEEólica e a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica - ABSOLAR ingressaram com processo judicial solicitando a compensação dos geradores por eventos por restrição de operação. Entre 2023 e 2025 houve decisões favoráveis às Associações que, no entanto, foram revogadas, de modo que não houve nenhuma compensação durante esse período.

Em 25.11.2025 foi publicada a Lei nº 15.269/2025 que modernizou o marco regulatório do setor elétrico brasileiro e que dispõe, dentre outros dispositivos, que os titulares de usinas com outorga de geração de energia eólica ou solar fotovoltaica conectadas ao SIN passam a ter prerrogativa de celebrar termo de compromisso com o poder concedente, com vistas a compensar os custos decorrentes de cortes de geração (*curtailment*) relativos à indisponibilidade externa e ao atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica da operação, no período compreendido entre 01.09.2023 e a data de publicação da nova lei, qual seja, 25.11.2025. Como contrapartida pela assinatura do termo de compromisso, os agentes signatários devem renunciar formalmente à eventuais ações judiciais em curso que tratem de compensações ligadas ao mesmo tema, garantindo ainda, às partes, a isenção do pagamento de honorários de sucumbência das referidas ações. Por fim, a nova lei disciplina que o pagamento das compensações pelo poder concedente será destinado primordialmente à quitação de eventuais ressarcimentos, passados ou futuros, devidos pelo agente e que ainda não tenham sido liquidados, no âmbito da CCEE.

A Copel GeT está monitorando a regulamentação do novo dispositivo legal, em especial a Consulta Pública MME nº 210/2025, aberta em 31.12.2025 e com prazo limite para contribuições finalizado em 16.01.2026. Em dezembro de 2025, em Reunião de Diretoria da Copel GET, a Companhia deliberou pela adesão ao Termo de Compromisso pelas Sociedades de Propósito Específicos - SPEs eólicas sob controle da Copel GeT, renunciando à ação judicial, respeitadas as condições basilares do acordo previstas Lei 15.269/2025. Deste modo, com base nas premissas disponíveis, a Companhia apurou os valores do direito à compensação financeira de restrições de geração sofridas por indisponibilidade externa e por atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica da operação ocorridas no período compreendido entre 01.09.2023 e 25.11.2025 e efetuou o registro do ganho de R\$ 273.382 no resultado de 2025, dos quais R\$ 170.125 foram registrados na receita operacional líquida, R\$ 95.599 na rubrica de Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas e R\$ 7.658 na receita financeira.

32.2.10. Risco relacionado ao preço nas operações de compra e venda de energia

O quadro abaixo apresenta os valores nominais dos contratos de comercialização de energia elétrica na data destas demonstrações financeiras:

	Compra	Venda
2026	860.896	822.580
2027	662.213	581.672
2028	445.585	453.058
2029	439.238	436.850
2030	385.161	390.057
2031 a 2040	2.365.322	2.601.585
	5.158.415	5.285.802

O prazo médio ponderado ("*duration*") dos contratos é de 114 meses para compra e 115 meses para venda de energia.

A atividade de comercialização de energia elétrica expõe a Companhia ao risco pela volatilidade do preço futuro de modo que parte das operações de compra e venda futuras são designadas e classificadas como instrumentos financeiros derivativos e reconhecidas nas demonstrações financeiras pelo valor justo por meio do resultado com base na diferença entre o preço contratado e o preço de mercado das operações. Deste modo, o quadro a seguir demonstra os saldos do valor justo dos contratos da Companhia registrados na data destas demonstrações financeiras:

Consolidado	Ativo	Passivo	Saldo líquido
Circulante	263.645	(262.821)	824
Não circulante	597.856	(268.621)	329.235
	861.501	(531.442)	330.059

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 31.12.2025 sem inflação e ajustada pelo risco de crédito.

O quadro abaixo apresenta análise de sensibilidade que, para os cenários base e provável, considerou 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%.

Consolidado	Variação no preço	Base 31.12.2025	Cenários projetados		
			Provável	Cenário 1	Cenário 2
Ganhos (perdas) não realizados em operações de compra e venda de energia	Elevação	330.059	330.059	414.505	498.952
	Queda	330.059	330.059	245.612	161.165

32.2.11. 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 o vendedor não registrar a energia contratada na CCEE e/ou o risco de não receber o pagamento pela energia vendida. Na ocorrência de não registro ou não recebimento, a Companhia é obrigada a adquirir/vender 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, embora nossa política seja mais restritiva e as contrapartes apresentem uma boa situação financeira, a Companhia está exposta a eventos sistêmicos em que o descumprimento de obrigações financeiras de um agente desencadeia eventos em outras comercializadoras, podendo impactar as contrapartes da Companhia.

32.3. 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 um 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 ajustado dos 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. A Companhia negociou anuências temporárias para o índice de alavancagem de suas emissões de debêntures de 3,5 para 4,5 (NE nº 20.3). Em 31.12.2025, o índice foi atingido conforme as premissas definidas nos contratos.

Adicionalmente, a Companhia monitora o endividamento em relação ao patrimônio líquido, conforme demonstrado a seguir.

Endividamento	Consolidado	
	31.12.2025	31.12.2024
Empréstimos e financiamentos	3.368.419	5.126.470
Debêntures (a)	16.670.459	12.627.365
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(3.130.363)	(4.161.939)
(-) Títulos e valores mobiliários - garantias de contratos de dívidas	(608.463)	(434.474)
Dívida líquida	16.300.052	13.157.422
Patrimônio líquido	23.091.978	25.636.935
Endividamento em relação ao patrimônio líquido	0,71	0,51

(a) Contempla o valor das debêntures e do Swap registrado na rubrica de Outras contas a pagar.

O custo médio da dívida em taxa nominal em 31.12.2025 é de 13,07% a.a. (11,96% a.a. em 31.12.2024), o que equivale a 87,74% do CDI (98,46% do CDI em 2024).

33. Partes Relacionadas

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

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Ativo circulante				
Controladas				
Compartilhamento de estrutura	21.462	4.754	–	621
Passivo circulante				
Controladas				
Compartilhamento de estrutura	2.442	1.690	–	–
Passivo não circulante				
Controladas				
Adiantamento – Elejor	5.851	5.851	–	–

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

O quadro a seguir apresenta os saldos decorrentes das demais transações relevantes com partes relacionadas efetuadas pela Companhia, exceto transações de operações em ambiente regulado, registradas de acordo com os critérios e definições estabelecidos pelos agentes reguladores.

Consolidado Parte Relacionada / Natureza da operação	Ativo		Passivo		Receita		Custo / Despesa	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Entidades com influência significativa								
Estado do Paraná								
Dividendos	–	–	215.742	193.265	–	–	–	–
Programa Energia Solidária (a)	–	22.928	–	–	–	–	–	–
Empregados cedidos (b)	309	342	–	–	–	–	–	–
BNDES e BNDESPAR								
Dividendos (c)	–	–	298.087	281.508	–	–	–	–
Financiamentos (NE nº 19)	–	–	1.114.432	1.796.646	–	–	(187.541)	(164.478)
Debêntures – eólicas (NE nº 20)	–	–	65.631	183.225	–	–	(13.079)	(23.509)
Empreendimentos controlados em conjunto								
Caiuá Transmissora de Energia (d)	864	402	–	–	5.098	4.726	–	–
Dividendos	19.673	2.836	–	–	–	–	–	–
Integração Maranhense Transmissora - dividendos	4.002	3.149	–	–	–	–	–	–
Matrinchã Transmissora de Energia - dividendos	16.787	14.045	–	–	–	–	–	–
Guaraciaba Transmissora de Energia - dividendos	28.107	34.017	–	–	–	–	–	–
Paranaíba Transmissora de Energia - dividendos	6.938	6.635	–	–	–	–	–	–
Cantareira Transmissora de Energia - dividendos	62.901	9.600	–	–	–	–	–	–
Coligadas								
Dona Francisca Energética S.A. (e)	–	–	–	1.312	–	–	(14.244)	(14.527)
Dividendos	2.127	54	–	–	–	–	–	–
Foz do Chopim Energética Ltda. (f)	–	–	–	–	–	1.456	–	–
Pessoal chave da administração								
Honorários e encargos sociais (NE nº 29.2)	–	–	–	–	–	–	(67.852)	(40.800)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 21.2)	–	–	–	–	–	–	(1.974)	(1.809)
Outras partes relacionadas								
Fundação Copel								
Aluguel de imóveis administrativos	–	–	135.085	130.483	–	–	(12.932)	(12.211)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 21.2)	–	–	1.478.157	1.158.709	–	–	–	–
Lactec (g)	4	7	306	468	575	525	(2.670)	(1.697)
Sanepar (h)	18	445	–	–	39.288	12.164	–	–
Sistema Meteorológico do Paraná – Simepar (i)	–	–	247	649	–	–	(7.377)	(7.879)
Tecpar (j)	–	–	–	–	2.595	2.281	–	–
Celepar (j)	–	–	–	–	1.164	1.148	(3)	(6)
Assembleia Legislativa do Paraná (j)	–	–	–	–	330	326	–	–
Portos do Paraná (j)	–	–	–	–	4.443	4.114	–	–

- 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. A Companhia discute judicialmente a incidência de juros, multa e atualização monetária incidentes sobre faturas de consumo de energia elétrica já quitadas pelo Estado do Paraná. A Administração está envidando todos os esforços necessários para preservação dos interesses da Companhia.
- b) Ressarcimento do valor correspondente à remuneração e encargos sociais de empregados cedidos ao Estado do Paraná. Os saldos apresentados são líquidos de Perdas de crédito esperadas.
- c) O BNDES é controlador da BNDES Participações S.A. – BNDESPAR, que possui ações da Copel (NE nº 27.1). 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.
- d) Contrato de prestação de serviços de operação e manutenção prestados pela Copel GeT, com vencimento em 10.05.2026.
- e) Contrato de compra e venda de energia realizado pela Copel GeT, vencido em 31.03.2025 e novo contrato firmado pela Copel COM em 2025, com vencimento em 31.08.2033.
- f) Contratos de operação e manutenção firmados pela Copel GeT, foram encerrados em 31.05.2024.

- g) 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.
- h) Saneamento básico prestado pela Sanepar e contrato de venda de energia firmado pela Copel COM.
- i) 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.
- j) Contratos de venda de energia firmados 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 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.

A Copel COM possui compromissos de compra de energia com a Dona Francisca de R\$ 106.601 em 31.12.2025 (R\$ 15.964 de compromissos da Copel GeT com a Dona Francisca em 31.12.2024) 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\$ 164.540 (R\$ 201.272 em 31.12.2024).

No que diz respeito ao pessoal chave da administração, não há outros benefícios além do que está apresentado no quadro acima.

33.1. Garantias concedidos às partes relacionadas

As garantias concedidos pela Copel às suas controladas na emissão de financiamentos e de debêntures são informados nas NEs nºs 19 e 20 destas demonstrações financeiras.

O total de garantidas financeiras fornecidas pela Copel em 31.12.2025, na modalidade de carta fiança corporativa, para contratos de compra e transporte de energia elétrica efetuados pela Copel GeT e suas subsidiárias, é de R\$ 716 (R\$ 4.261 em 31.12.2024) e efetuados pela Copel COM (Copel Mercado Livre) é de R\$ 486.019 (R\$ 495.653 em 31.12.2024).

As 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	Saldo (a)	% participação
Caiuá Transmissora	Financiamento BNDES	16.455	49,0
Cantareira Transmissora	Debêntures	71.767	49,0
	Financiamento	299.058	
Guaraciaba Transmissora	Financiamento BNDES	210.093	49,0
	Debêntures	91.024	
Matrinchã Transmissora (b)	Financiamento BNDES	172.732	49,0
	Debêntures (2ª)	263.226	
	Debêntures (3ª)		
IMTE Transmissora	Financiamento	23.146	49,0
Paranaíba Transmissora	Financiamento	289.101	24,5
	Debêntures	36.067	

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

(b) 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.

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

34. Compromissos

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

Consolidado	31.12.2025	31.12.2024
Contratos de compra e transporte de energia	101.301.412	102.761.072
Aquisição de ativo para obras de distribuição de energia elétrica	1.049.915	2.435.097
Reforços e melhorias nas instalações de transmissão	259.213	310.665
Modernização da UHE GPS	209.734	215.573
Aquisição de ativo imobilizado e melhoria nas usinas eólicas	1.830	25.673

35. 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	24.08.2026	7.748.650
Riscos Operacionais - Cutia e Bento Miguel	28.05.2027	2.582.541
Riscos Operacionais - UHE Governador Jayme Canet Junior	24.08.2026	2.334.953
Riscos Operacionais - Aventura e SRMN	28.05.2027	1.757.854
Riscos Operacionais - Brisa Potiguar	28.05.2027	1.518.217
Riscos Operacionais - Ventos de Serra do Mel II e IV	28.05.2027	1.292.937
Riscos Operacionais - São Bento	28.05.2027	919.240
Riscos Operacionais - Elejor	06.03.2027	901.950
Garantia Judicial	10.08.2026	683.415
Riscos Operacionais - Jandaíra	28.05.2027	664.953

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 e riscos diversos. Adicionalmente, a Companhia possui contrato de indenidade, em complemento ao seguro D&O.

Os seguros de garantia contratados pelas controladas, pelos empreendimentos controlados em conjunto e pelas coligadas possuem como avalista a Copel e/ou a Copel GeT, no limite de sua participação em cada empreendimento.

36. Informações complementares à Demonstração dos Fluxos de Caixa

36.1. Transações que não envolvem caixa

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Adições dos ativos de contrato (a)	—	—	221.777	173.709
Aquisições do ativo imobilizado (a)	—	—	2.071	1.738
Adições de direito de uso de ativos (b)	892	—	37.875	189.115
	892	—	261.723	364.562

(a) Correspondem ao montante de compras efetuadas a prazo e ainda não quitadas até o final do período.

(b) Reconhecimento teve como contrapartida a rubrica de passivo de arrendamento (NE nº 24).

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

37. 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, priorização de investimentos, ações diretamente ligadas ao seu *core business* (energia elétrica), concentração em ativos de maior porte e melhoria na eficiência operacional, a Copel vem efetuando desinvestimentos e reciclagem de ativos e participações.

37.1. Ativos de Geração de Pequeno Porte

Em 2024 foi iniciado o desinvestimento de 13 ativos de geração de pequeno porte da subsidiária integral Copel GeT. Em 25.11.2024 foi celebrado o Contrato de Compra e Venda de Ações e Outras Avenças - CCVA com a Electra Hydra/Intrepid, no valor total de R\$ 450.492, correspondente ao *equity value* dos 13 ativos, a ser corrigido conforme previsão contratual. Em atendimento ao disposto no CCVA, foram criadas 13 SPEs, subsidiárias da Copel GeT, para alocação dos ativos e passivos associados e posterior transferência das ações das SPEs para a compradora.

Em 31.03.2025, 30.04.2025 e 10.07.2025 foram concluídos os desinvestimentos de 12 SPEs, no valor contratual de R\$ 425.315, integralmente recebidos em 2025. Em decorrência destes três fechamentos a Copel GeT apurou um ganho de R\$ 205.238, registrado na rubrica de outras receitas, custos e despesas líquidos.

Estes desinvestimentos ocorreram após o cumprimento de todas as condições precedentes relacionadas aos ativos envolvidos em cada fechamento e nas datas de conclusão a Copel GeT transferiu a titularidade das ações das 12 SPEs para a adquirente. A conclusão do desinvestimento do último ativo (UTE Figueira) está condicionada à satisfação de condições precedentes, entre elas a extinção da concessão que está em avaliação pelo MME.

37.2. Descruzamento de Ativos

Em dezembro de 2024 a Copel GeT celebrou o contrato de descruzamento de ativos com a Eletrobras de modo que os saldos da UHE Colíder foram reclassificados para ativos e passivos mantidos para venda, conforme divulgado nas Demonstrações Financeiras de 31.12.2024. Em 30.05.2025 a operação foi concluída, conforme detalhamento da combinação de negócios apresentado na NE nº 1.2.

37.3. UHE Baixo Iguaçu

Em 21.02.2025, conforme Fato Relevante 01/25, a Copel GeT exerceu o direito de preferência para aquisição da totalidade das ações da Geração Céu Azul S.A. (Céu Azul), detentora de 70% do Consórcio Empreendedor Baixo Iguaçu - CEBI, que explora a UHE Baixo Iguaçu, pelo *equity value* de R\$ 984.000. O compromisso de aquisição foi contratado por adesão ao Contrato de Compra e Venda de Ações e Outras Avenças (CCVA 1) que já havia sido negociado entre Neoenergia, antiga proprietária da Céu Azul, e o potencial comprador original desta participação.

Após o exercício do direito de preferência, na mesma data a Copel GeT celebrou Contrato de Compra e Venda de Ações e Outras Avenças junto à DK Holding Investments, S.R.O. (CCVA 2), por meio do qual a Copel GeT se comprometeu a alienar à compradora: (i) a totalidade da referida participação acionária na Céu Azul, da qual a Copel GeT passou a ser titular no fechamento da operação prevista no CCVA 1, e (ii) sua participação minoritária de 30% no CEBI, pelo *equity value* de R\$ 570.000.

Em 30.06.2025, conforme Fato Relevante 05/25, após cumpridas todas as condições precedentes, Copel GeT e Neoenergia concluíram a operação acordada no CCVA 1, de modo que a Copel GeT passou a deter a totalidade das ações do capital social da Céu Azul pelo valor de R\$ 1.060.804. Deste modo, a Copel GeT pode prosseguir com o fechamento do CCVA 2 junto à ENERGO-PRO PARTICIPAÇÕES S.A., sucessora da DK Holding Investments, S.R.O.

Em 22.10.2025, conforme Fato Relevante 10/25, após o cumprimento de todas as condições precedentes e a obtenção das aprovações pelos órgãos competentes, a Copel GeT concluiu a operação de desinvestimento na UHE Baixo Iguaçu. O *equity value* da operação totalizou R\$ 1.683.334, dos quais R\$ 155.400 foram adiantados em fevereiro de 2025, R\$ 1.517.934 foram creditados na data do fechamento e os R\$ 10.000 restantes foram quitados em 30.12.2025. O ganho decorrente desse desinvestimento foi de R\$ 143.409, registrado no quarto trimestre na rubrica de outras receitas, custos e despesas líquidos. Nesta data de conclusão da operação a Copel GeT transferiu para a adquirente a titularidade das ações da Céu Azul bem como a sua participação de 30% no CEBI.

37.4. Empreendimentos fotovoltaicos

Em 14.08.2025, o Conselho de Administração da Copel Serviços aprovou o início da fase vinculante para o potencial desinvestimento das usinas solares fotovoltaicas - UFVs registradas na Companhia. O projeto contemplava a venda das UFVs da Copel Serviços (Copel SER) em conjunto com a participação societária da Copel na controlada em conjunto Solar Paraná GD Participações S.A. (Solar Paraná).

Em 31.10.2025 foi assinado o Contrato de Compra e Venda de Ações e Outras Avenças (CCVA) pelas vendedoras Copel, Copel Serviços e Sistechne Participações Societárias Ltda. (sociedade que detinha 51% da Solar Paraná) e pela compradora Usina Solar Thopen 89 SPE Ltda. no valor total de R\$ 78.008 na data base de 31.12.2024.



Em 12.12.2025, após o cumprimento das condições precedentes para esta operação, foi concluído o desinvestimento com a transferência para a adquirente das UFVs da Copel SER e da titularidade das ações que a Copel tinha na Solar Paraná. Nesta mesma data a Copel e a Copel SER receberam os montantes de R\$ 5.354 e R\$ 74.488, respectivamente. O resultado da operação foi negativo em R\$ 13.052, registrado na rubrica de outras receitas, custos e despesas líquidos.

37.5. Saldos classificados como mantidos para venda

A composição dos ativos e passivos classificados como mantidos para venda, ajustados pela cessação da depreciação e amortização, estão apresentados a seguir:

Consolidado	Ativos de Geração de Pequeno Porte	31.12.2025	UHE Colíder	Ativos de Geração de Pequeno Porte	31.12.2024
Ativos classificados como mantidos para venda					
Caixa e equivalentes de caixa	–	–	–	13	13
Imobilizado	25.177	25.177	1.602.581	245.844	1.848.425
Intangível	–	–	16.762	16.626	33.388
	25.177	25.177	1.619.343	262.483	1.881.826
Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda					
Empréstimos e financiamentos	–	–	484.981	22.695	507.676
Contas a pagar vinculadas à concessão	–	–	32.505	280	32.785
Provisões para litígios	–	–	–	951	951
	–	–	517.486	23.926	541.412

37.6. Operações Descontinuadas

Os ativos de geração de pequeno porte, a UHE Colíder e a parte da UHE Baixo Iguaçu pertencente à Copel GeT não representam uma linha separada de negócios ou uma área geográfica de operações bem como não constituem uma subsidiária adquirida exclusivamente para revenda e, portanto, não tem seus resultados divulgados como operação descontinuada. A Companhia continua suas atividades no segmento de geração de energia. Os resultados da Ceu Azul a partir de 1º.07.2025, no total de R\$ 18.898, são divulgados como operação descontinuada tendo em vista se tratar de uma controlada adquirida para revenda.

As receitas, custos e despesas decorrentes dos desinvestimentos da UEGA e Compagas realizados em 2024, divulgados como operação descontinuada, estão detalhados nos quadros a seguir.

Demonstração de Resultados das Operações Descontinuadas	Controladora	Consolidado
	31.12.2024	31.12.2024
Receita operacional líquida	–	561.141
Custos Operacionais	–	(446.073)
Lucro operacional bruto	–	115.068
Despesas com vendas	–	(16.261)
Despesas gerais e administrativas	–	(37.874)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	–	(2.374)
Resultado da equivalência patrimonial	(6.657)	–
	(6.657)	(56.509)
Lucro (prejuízo) antes do res. financeiro e tributos	(6.657)	58.559
Resultado Financeiro	–	(10.806)
Lucro (prejuízo) operacional	(6.657)	47.753
Imposto de renda e contribuição social	–	(26.527)
Lucro líquido (prejuízo)	(6.657)	21.226
Ganho na operação de venda de participação	714.742	725.778
Imposto de renda e contribuição social	(244.395)	(255.433)
Lucro líquido (prejuízo) da operação descontinuada	463.690	491.571
Resultado abrangente da operação descontinuada	463.690	491.571

A tabela abaixo demonstra a reconciliação do resultado da operação descontinuada. Os montantes de eliminações de custos e despesas *intercompany* de 2024 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.

	31.12.2024
Resultado de operação descontinuadas atribuídos à controladora	463.690
Resultado de operação descontinuadas atribuídos à não controladores	16.539
	480.229
(+) Eliminações de Custos/Despesas intercompany	11.342
Resultado de operação descontinuada consolidado	491.571

Os quadros a seguir apresentam as demonstrações dos fluxos de caixa e de valor adicionado da Compagas em UEGA em 2024.

Demonstração dos Fluxos de Caixa das Operações Descontinuadas	Controladora	Consolidado
	31.12.2024	31.12.2024
Lucro líquido (prejuízo)	(6.657)	21.226
Ajustes ao lucro	3.942	39.476
Dividendos e juros sobre o capital próprio recebidos	21.626	36.868
Variações de ativos e passivos	–	(57.434)
Encargos de debêntures pagos	–	(25.051)
Encargos de empréstimos concedidos a partes relacionadas	2.763	2.763
Impostos e encargos de arrendamentos pagos	–	(14.228)
Fluxo de caixa das atividades operacionais	21.674	3.620
Aplicações financeiras	–	(111)
Empréstimos concedidos	(14.500)	–
Recebimento de empréstimos concedidos	49.500	49.500
Aquisições de ativo de contrato, imobilizado e intangível	–	(25.659)
Recebimento pela alienação	432.566	584.983
Fluxo de caixa das atividades de investimento	467.566	608.713
Ingressos de empréstimos e financiamentos	–	59.935
Amortizações de principal de debêntures	–	(55.313)
Amortizações de principal de passivo de arrendamentos	–	(2.338)
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos	–	(11.940)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	–	(9.656)
Variação no caixa e equivalentes de caixa	489.240	602.677

Demonstração do Valor Adicionado das Operações Descontinuadas	Controladora	Consolidado
	31.12.2024	31.12.2024
Valor Adicionado a Distribuir		
Receitas	–	692.131
(-) Insumos adquiridos de terceiros	–	(641.162)
(+) Valor adicionado transferido	708.085	755.960
	708.085	806.929
Distribuição do Valor Adicionado		
Pessoal	–	36.558
Governo	–	(16.889)
Terceiros	–	40.256
Acionistas	708.085	747.004
	708.085	806.929

38. Eventos subsequentes

38.1. Emissão de debêntures e nota comercial

Em 27.01.2026, a Copel GeT efetuou a 11ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, com garantia adicional fidejussória, em série única no montante de R\$ 1.200.000, para investimentos ou reembolso de investimentos, conforme detalhamento constante na Escritura de Emissão. A remuneração corresponde à variação do IPCA + 7,1841% a.a., com prazo de vencimento de 12 anos. A Copel GeT efetuou contratos de *swap* de taxa de juros para esta emissão de debêntures de modo que o saldo do passivo referente à esta série passou a ter remuneração atrelada à variação de DI.

Em 19.01.2026, a Copel DIS efetuou a 1ª emissão de notas comerciais escriturais, em série única no montante de R\$ 550.000, para reforço de caixa conforme detalhamento constante no Termo de Emissão. A remuneração corresponde à variação do DI + 0,30% a.a., com prazo de vencimento de 45 dias. Em 29.01.2026 a Copel DIS efetuou a quitação antecipada desta emissão.



Em 27.01.2026, a Copel DIS efetuou 11ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, com garantia adicional fidejussória, em série única no montante de R\$ R\$ 2.000.000, para investimentos ou reembolso de investimentos em melhoria, renovação, reforço ou ampliação de ativos de distribuição de energia elétrica, conforme detalhamento constante na Escritura de Emissão. A remuneração corresponde à variação do IPCA + 7,1841% a.a., com prazo de vencimento de 12 anos. A Copel DIS efetuou contratos de swap de taxa de juros para esta emissão de debêntures de modo que o saldo do passivo referente à esta série passou a ter remuneração atrelada à variação de DI.

38.2. Repactuação do Uso do Bem Público - Elejor

Em 24.02.2026, a Diretoria da Aneel aprovou, por unanimidade, o encerramento da Consulta Pública nº 45/2025, a minuta do termo aditivo ao contrato de concessão e os valores de Uso do Bem Público - UBP a serem repactuados de modo que para a Elejor, controlada da Copel, o valor a ser pago pela repactuação totaliza R\$ 420.631. O cálculo considerou apenas o prazo original da concessão, com taxa de desconto líquida de 7,31%. Após a manifestação formal de adesão à repactuação, caberá ao concessionário assinar o termo aditivo ao contrato de concessão, no prazo máximo de 20 dias, contados de sua convocação e à CCEE a cobrança dos valores, descontados de eventuais pagamentos mensais de UBP já realizados pelos agentes após a data de referência, os quais deverão ser pagos no prazo máximo de 30 dias contados da assinatura do termo aditivo, mediante pagamento direto à CDE.

Curitiba, 26 de fevereiro de 2026

DANIEL PIMENTEL SLAVIERO
Presidente

MÁRCIA CRISTINE RIBEIRETE BAENA
Vice-Presidente de Gente e Gestão

FELIPE GUTTERRES RAMELLA
Vice-Presidente de Finanças e de Relações com Investidores

DIOGO MAC CORD DE FARIA
Vice-Presidente de Estratégia, Novos Negócios e Transformação Digital

YURI MÜLLER LEDRA
Vice-Presidente Jurídico e de Compliance

ANDRÉ LUIZ GOMES DA SILVA
Vice-Presidente de Regulação e Mercado

ROBSON CARLOS NOGUEIRA
Contador - CRC-PR-047941/O-4

COMENTÁRIO SOBRE O COMPORTAMENTO DAS PROJEÇÕES EMPRESARIAIS

1) PROGRAMA DE INVESTIMENTOS

A Companhia Paranaense de Energia - Copel (B3 - Brasil, Bolsa e Balcão: CPLE3) apresenta o acompanhamento de sua projeção do Programa de Investimentos no exercício findo em 31.12.2025.

PROGRAMA DE INVESTIMENTOS - EXERCÍCIO FINDO EM 31.12.2025	ACUMULADO 4º TRIMESTRE (A)	PROJETADO 2025 (B)	% (A/B)
Geração e transmissão ^[1]	538.650	583.905	92 %
Distribuição ^[2]	2.959.049	2.701.872	110 %
Empreendimentos eólicos ^[3]	94.671	76.842	123 %
Outros ^[4]	6.869	63.104	11 %
	3.599.239	3.425.723	105 %

*(Valores em R\$ Mil)

1 Inclui os empreendimentos SPEs Bela Vista (Ger), Marumbi (Tra), Costa Oeste (Tra), Uirapuru (Tra) e FDA (Ger) e a suplementação Projeto Tivoli.

2 Inclui Programa "Transformação" composto pelos projetos Paraná Trifásico, Rede Elétrica Inteligente e Confiabilidade Total. E suplementação aprovada.

3 Inclui Brisa Potiguar, Cutia Empreendimentos Eólicos, São Bento Energia, Jandaíra Energias Renováveis, Complexo Eólico Vilas, Aventura e Complexo Eólico Éolo.

4 Inclui Holding, Copel Comercialização e Copel Serviços.

2) ALAVANCAGEM

O índice de alavancagem financeira, mensurado em conformidade com a Política de Dividendos, foi aprovado na 262ª Reunião Ordinária do Conselho de Administração, realizada em 08.05.2025 e divulgado no Fato Relevante nº 02/2025.

A meta da Companhia é alcançar o índice de alavancagem de 2,8x, mensurada pela divisão "Dívida Líquida/ EBITDA", com uma faixa de tolerância de 0,3X para mais (3,1x) ou para menos (2,5x) desde que haja convergência em até 24 meses para o centro da faixa (2,8X).

Para o cálculo considera-se:

a) "Dívida Líquida": somatório de todas as dívidas financeiras consolidadas da Companhia junto a pessoas físicas e/ou jurídicas, incluindo empréstimos e financiamentos com terceiros, emissão de títulos de renda fixa, conversíveis ou não em ações, no mercado de capitais local e/ou internacional; menos o somatório das disponibilidades (caixa e aplicações financeiras) e do diferencial por operações com derivativos, ajustados conforme *covenants* financeiros previstos nos instrumentos de dívida da Companhia;

b) "EBITDA": lucro consolidado do exercício social, antes de juros, impostos, depreciação e amortização (LAJIDA). Não são considerados (i) os Resultados de Equivalência Patrimonial provenientes de coligadas e controladas em conjunto, os quais não são consolidados, (ii) outras despesas e receitas extraordinárias e/ou não recorrentes (iii) reconhecimento de perda por redução ao valor recuperável e reversão (impairment) e (iv) outros itens operacionais que não configurem entrada e saída de caixa e que impactem o Lucro Líquido conforme *covenants* financeiros previstos nos instrumentos de dívida da Companhia.

	2025	Meta	Var (A-B) ¹
Alavancagem	2,7 x	2,8 x	0,1 x

¹(A-B) - tolerância de 0,3x para mais (3,1x) ou para menos (2,5x)



PROPOSTA DE ORÇAMENTO DE CAPITAL

Em atendimento ao disposto na Lei nº 6.404/76, no que se refere à elaboração e à submissão do orçamento de capital à deliberação da Assembleia Geral, apresenta-se, a seguir, a proposta de orçamento de capital para o exercício de 2026, a ser apreciada na Assembleia Geral a realizar-se em abril de 2026.

PROGRAMA DE INVESTIMENTOS	R\$ Mil
Geração e Transmissão (a)	971.560
Distribuição	1.942.764
Outros (b)	106.965
TOTAL	3.021.289

(a) Inclui os Complexos Eólicos Brisa Potiguar, Cutia, São Bento, Jandaíra, Vilas, Aventura e Santa Rosa & Novo Mundo e as SPEs FDA (Ger), Bela Vista (Ger), Marumbi (Tra), Costa Oeste (Tra), Uirapuru (Tra) e Mata de Santa Genebra (Tra).
(b) Inclui Holding, Copel Comercialização e Copel Serviços.

FONTES DE RECURSOS	R\$ Mil
Recursos de Terceiros/Geração própria	1.524.469
Retenção de Lucros	1.496.820
TOTAL	3.021.289

PARECER DO CONSELHO FISCAL

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 2025, que compreendem o balanço patrimonial em 31.12.2025 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido, dos fluxos de caixa e do valor adicionado para o exercício de 2025, e as correspondentes notas explicativas, bem como a Proposta da Diretoria para Destinação do Lucro Líquido do Exercício de 2025 e a Proposta de Orçamento de Capital para o exercício de 2026. 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, pelo Comitê de Auditoria Estatutário e pela Auditoria Independente sobre os controles internos, e considerando ainda o Relatório do auditor independente sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas, emitido pela PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes sem ressalvas, e o Relatório Anual do Comitê de Auditoria Estatutário de 2025, os Conselheiros Fiscais opinam que as Demonstrações Financeiras referentes ao exercício de 2025, bem como a Proposta da Diretoria para Destinação do Lucro Líquido do Exercício de 2025 e o Orçamento de Capital para o exercício de 2026, deliberados pelo Conselho de Administração em 26.02.2026, estão em condições de ser encaminhados à deliberação da Assembleia Geral de Acionistas.

Curitiba, 26 de fevereiro de 2026

DEMETRIUS NICHELE MACEI

Presidente

SÉRGIO HENRIQUE DA FONSECA

FILIPPE BORDALO DI LUCCIO

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) 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. Este 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 relatório 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, 09 (nove) vezes ao ano, conforme calendário previamente definido, podendo haver outras, extraordinárias, sempre que necessário.

O CAE conta com plano de trabalho para apoiar suas atividades, o qual observa a legislação vigente, nacional e internacional, regulamentação aplicável à Companhia, Estatuto Social, Regimento Interno do órgão, normativas internas e boas práticas.

A estrutura do Plano de Trabalho do CAE em 2025, contemplou as atribuições do órgão e trouxe o cronograma detalhado de reuniões, contendo os assuntos a serem tratados; a área interna responsável pelo apoio a cada tema; 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 2025 abordou 16 temas principais, somando 85 pautas específicas, distribuídos em, no mínimo, 12 reuniões ao longo do ano.

A auditoria independente, PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes Ltda. (PwC), é responsável pelo planejamento e execução da auditoria das Demonstrações Contábeis da Copel Holding e consolidado das subsidiárias integrais (GeT, DIS, Mercado Livre, Serviços e Eólicas).

Compete ao auditor independente, no contexto e escopo do seu trabalho, emitir opinião sobre as Demonstrações Financeiras e se elas 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 PwC, uma vez que essas estão sujeitas à lei americana *Sarbanes-Oxley* – SOx.

Ainda no contexto de controles internos, a Diretoria de Governança, Risco e Compliance – DRC, em sua atuação como segunda linha de defesa, atua no desenho dos controles junto aos órgãos da administração, primeira linha de defesa. Posteriormente, cabe a DRC atuar no teste de desenho dos controles internos. Já a Auditoria Interna - AUD, como terceira linha de defesa, atua no teste de controles internos quanto à sua eficiência e eficácia.

O CAE elabora, anualmente, o Relatório do Comitê de Auditoria Estatutário, contendo as seguintes informações: (i) reuniões realizadas, suas atividades, resultados, conclusões e recomendações feitas ao Conselho de Administração, 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 à Diretoria, registrando as 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; (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; e (vi) quaisquer situações nas quais exista divergência significativa entre a Administração, os auditores independentes e o Comitê de Auditoria Estatutário em relação às demonstrações financeiras (“Relatório do Comitê de Auditoria Estatutário”).

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.

Na alteração Estatutária de 22.08.2025, aprovada pela 212ª AGE, trouxe ajustes decorrentes da migração da Companhia ao Novo Mercado da B3, concluída em dezembro do mesmo ano. Dentre os principais ajustes atinentes ao Comitê de Auditoria Estatutário, a composição do órgão foi fixada em 03 (três) membros, o número de as reuniões ordinárias foi definido como 09 (nove) anuais, com a possibilidade de extraordinárias, e foram inseridas as atribuições estabelecidas ao Comitê.

Em 2025, o Comitê teve a seguinte composição: (i) eleita para o mandato 2023/2025: Carlos Biedermann (como Coordenador e especialista financeiro), Pedro Franco Sales (eleito como membro na 250ª Reunião Ordinária do Conselho de Administração, para completar o mandato 2023/2025) e Luiz Cláudio Maia Vieira (como membro externo); (ii) eleita para o mandato 2025/2027: Marco Antônio Barbosa Cândido (como Coordenador), Pedro Franco Sales (como membro) e Carlos Biedermann (como membro externo e especialista financeiro). Todos os membros do CAE são independentes, em conformidade com a legislação e regulamentação aplicáveis, e 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, em sua 226ª Reunião, realizada em 06.11.2020, o CAE designou como Assessor do Comitê o profissional Adilson Dvulathca (Circular-058/2020, de 10.11.2020).

3. RESUMO DAS ATIVIDADES EM 2025

3.1. REUNIÕES REALIZADAS E PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS

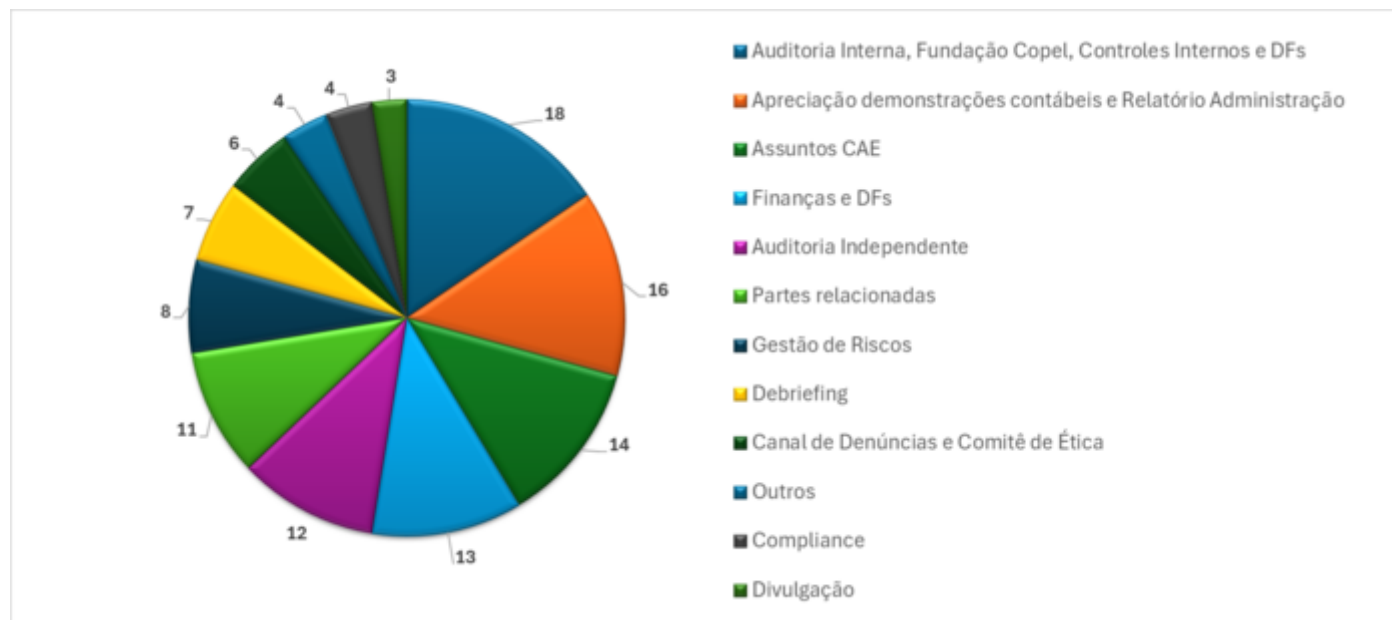
As pautas das reuniões realizadas em 2025 foram baseadas no plano de trabalho, elaborado pelo Comitê de Auditoria Estatutário, que indica os seguintes assuntos para discussão do Colegiado ao longo do ano: apreciação de informações contábeis; auditoria independente; canal de denúncias e Comitê de Ética; capacitação; compliance; contratações/consultorias; controles internos, auditoria interna e DFs; *debriefing*; 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 2025, foram realizadas 15 reuniões do Comitê de Auditoria Estatutário da Copel, as quais contemplaram 115 pautas, envolvendo os membros da Diretoria da Companhia, 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 2025 pode ser observado no gráfico abaixo:



3.2. AUDITORIA INDEPENDENTE

No decorrer de 2025, foram contempladas, em reuniões do CAE, 12 pautas com participação da Auditoria Independente. Essas pautas abordaram o andamento dos trabalhos da Auditoria Independente para o Formulário 20-F; o planejamento dos trabalhos da Auditoria Independente para 2025; 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 2025.

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 2025.

Mensalmente são monitoradas, pelo Comitê, as deliberações tomadas sobre temas relativos à auditoria independente.

3.3. DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS E RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

No decorrer de 2025, as Demonstrações Financeiras e o Relatório da Administração foram apreciados pelo CAE, totalizando 16 pautas, nas quais foram tratadas a análise e recomendação para aprovação do Relatório Anual da Administração e das Demonstrações Financeiras referentes ao exercício de 2024; a revisão preliminar das Demonstrações Financeiras Intermediárias - 1º, 2º e 3º Trimestres de 2025; a Proposta da Diretoria para a Destinação do Lucro Líquido Verificado no Exercício de 2024 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 2025, 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 2026, 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 2025. 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 sumariada — assim como em razão das informações prestadas pela Administração da Companhia e pela PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes Ltda. (PwC), os membros do Comitê de Auditoria Estatutário julgam que todos os fatos relevantes estão adequadamente divulgados nas Demonstrações Contábeis auditadas relativas a 31.12.2025, no Relatório Anual 2025, recomendando sua aprovação pelo Conselho de Administração.

3.4. AUDITORIA INTERNA

No decorrer de 2025, foram tratadas 10 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 2024; Plano de Trabalho da Auditoria Interna - PAINT 2025; contratação de serviços de consultoria para apoio à Auditoria Interna 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 322ª Reunião, de 09.12.2025, a Fundação Copel de Previdência e Assistência Social apresentou informações a respeito do convênio assistencial e atualização dos trabalhos da Fundação.

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 2025.

Mensalmente são monitoradas pelo Colegiado as deliberações tomadas sobre temas relativos à auditoria interna.

3.5. SISTEMAS DE CONTROLES INTERNOS

No decorrer de 2025, foram tratadas 7 pautas sobre controles internos, em reuniões do Comitê de Auditoria Estatutário. Nesse período, o Comitê recebeu reporte dos trabalhos relativos a controles internos; bem como, a atualização do status de auditoria, pela PwC, desses Controles Internos. Na 316ª Reunião, de 17.06.2025, houve a deliberação acerca da revisão da materialidade utilizada pela Administração da Companhia para o estabelecimento de processos corporativos para análise, revisão e atualização da documentação sobre riscos e controles internos, em atendimento à Sarbanes-Oxley.

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 2025, foram tratadas, em reuniões do Comitê de Auditoria Estatutário, 6 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, quando necessário.

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 2025, foram tratadas 8 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 e a revisão dos riscos estratégicos corporativos e das subsidiárias integrais.

O CAE, com o intuito de reforçar a qualidade da gestão de riscos, analisa periodicamente, em pauta específica, riscos estratégicos da Companhia. Como exemplo, em 2025 alguns dos riscos analisados em agenda específica foram Comercialização de Energia, Contencioso e Resíduos PCB (Bifenilas Policloradas).

Mensalmente são monitoradas pelo Colegiado as deliberações tomadas sobre temas relativos à gestão e monitoramento de riscos.

3.8. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

No decorrer de 2025, foram tratadas 11 pautas sobre transações com partes relacionadas, em reuniões do CAE. O Comitê 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.”

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 2025, o Comitê de Auditoria Estatutário discutiu seu plano de trabalho, além da Agenda Temática para 2026.

4. COMUNICAÇÕES DO COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO

4.1. CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

O Comitê de Auditoria Estatutário reportou suas atividades em 2025 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 Vice-Presidências e 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 de as Superintendências, por meio de suas Vice-Presidências ou 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

- **Diretoria de Governança, Risco e Compliance**

Os Membros do Comitê de Auditoria Estatutário analisaram a proposta de atualização da Política de Integridade e emitiram recomendações, inclusive quanto ao recebimento de brindes, presentes e hospitalidades.

Adicionalmente, por ocasião do reporte do Comitê de Ética e acompanhamento do Canal de Denúncias, o CAE recomendou à administração acompanhamento do tema administração predial e gestão de frotas, entre outras, com análise de fragilidades e os riscos relacionados.

Por ocasião da apresentação do portfólio de riscos do 2º trimestre de 2025, o CAE opinou sobre a classificação de riscos específicos. Já na ocasião em que o portfólio do 4º trimestre foi apresentado, o CAE solicitou unificação de riscos específicos e sua reclassificação. Solicitou, adicionalmente, reporte sobre a interface de gestão de riscos e o planejamento estratégico da Companhia.

Ao longo do exercício, por meio dos reportes periódicos, o CAE acompanhou e discutiu os riscos estratégicos para Companhia. Entre os mais de 40 riscos analisados, destacam-se temas relevantes como Barragens, Cibersegurança, Resíduos PCB (Bifenilas Policloradas), Contencioso e Comercialização de Energia.

- **Auditoria Interna**

Os Membros do Comitê de Auditoria Estatutário analisaram o Plano Anual de Trabalho da Auditoria Interna, a metodologia utilizada para elaboração e os trabalhos propostos. Recomendaram análise quanto a suficiência do investimento destinado à capacitação da equipe de Auditoria Interna para o exercício de 2026.

No âmbito do processo de avaliação da Auditoria Interna, os membros do CAE fizeram recomendações quanto a forma de operacionalização do processo, bem como na escala de avaliação apresentada.

- **Riscos Temáticos – Resíduo PCB**

Os Membros do Comitê de Auditoria Estatutário analisaram a o risco relacionado à Resíduos PCB - (Bifenilas Policloradas). Após apresentação da Copel Distribuição S.A. acerca das iniciativas realizadas pela Companhia, o CAE reforçou a necessidade de manutenção das ações, com vistas à completa eliminação do resíduo, bem como recomendou a continuidade dos reportes ao Comitê ao longo do exercício de 2026 sobre o tema.



- **Cibersegurança**

Os Membros do Comitê de Auditoria Estatutário, por ocasião do monitoramento da exposição da Companhia aos riscos relacionados à cibersegurança, analisaram os planos de ação de curto e longo prazo para o enfrentamento de eventuais ataques cibernéticos.

Como destaque, o CAE avaliou e fez recomendações para a proposta de alteração da Política de Tecnologia da Informação e Segurança Cibernética, em sua reunião realizada em outubro.

O tema atualmente está sob responsabilidade da Vice-Presidência de Estratégia, Novos Negócios e Transformação Digital.

- **SOx – Controles Internos**

Os Membros do Comitê de Auditoria Estatutário discutiram com a auditoria externa, Price waterhouseCoopers Auditores Independentes Ltda. – PWC, durante suas interações, os procedimentos de Auditoria Externa, na qual foram abordados, entre outros, o Status da frente de trabalho SOx/ICFR, oportunidade em que o CAE apresentou suas considerações.

O CAE monitora a metodologia adotada para a análise dos controles internos, bem como, a administração da Companhia em relação à sua responsabilidade 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.

- **Reforma Tributária**

Os Membros do Comitê de Auditoria Estatutário receberam informações da administração da Companhia sobre a implantação da Reforma Tributária do Consumo no âmbito das empresas do Grupo Copel. Foram detalhadas as ações de curto e médio prazos, estratégias e impactos.

O CAE fez considerações e recomendou que o assunto retorne periodicamente ao Comitê, inclusive no exercício de 2026.

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 2025. 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 PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes Ltda. (PwC), os membros do Comitê de Auditoria Estatutário julgam que todos os fatos relevantes estão adequadamente divulgados nas Demonstrações Contábeis auditadas relativas a 31.12.2025, no Relatório Anual 2025, recomendando sua aprovação pelo Conselho de Administração.

Curitiba, 26 de fevereiro de 2026.

MARCO ANTÔNIO BARBOSA CÂNDIDO

Coordenador

PEDRO FRANCO SALES

Membro

CARLOS BIEDERMANN

Membro Externo e especialista financeiro

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, para fins do disposto na Resolução CVM nº 80/2022, declaramos que:

(I) revimos, discutimos e concordamos com as opiniões expressas no relatório de auditoria da PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes Ltda. relativamente às demonstrações financeiras da Copel de 31.12.2025; e

(II) revimos, discutimos e concordamos com as demonstrações financeiras da Copel de 31.12.2025.

E, por ser verdade, firmamos a presente.

Curitiba, 26 de fevereiro de 2026

(assinado eletronicamente)

DANIEL PIMENTEL SLAVIERO

Presidente

Companhia Paranaense de Energia - Copel

(assinado eletronicamente)

FELIPE GUTTERRES RAMELLA

Vice-Presidente de Finanças e de Relações
com Investidores

Companhia Paranaense de Energia - Copel

(assinado eletronicamente)

MÁRCIA CRISTINE RIBEIRETE BAENA

Vice-Presidente de Gente e Gestão

Companhia Paranaense de Energia - Copel

(assinado eletronicamente)

DIOGO MAC CORD DE FARIA

Vice-Presidente de Estratégia, Novos
Negócios e Transformação Digital

Companhia Paranaense de Energia - Copel

(assinado eletronicamente)

YURI MÜLLER LEDRA

Vice-Presidente Jurídico e de Compliance

Companhia Paranaense de Energia - Copel

(assinado eletronicamente)

ANDRÉ LUIZ GOMES DA SILVA

Vice-Presidente de Regulação e Mercado

Companhia Paranaense de Energia - Copel



Relatório do auditor independente sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas

Aos Administradores e Acionistas
Companhia Paranaense de Energia

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras individuais da Companhia Paranaense de Energia ("Companhia"), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2025 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, assim como as demonstrações financeiras consolidadas da Companhia e suas controladas ("Consolidado"), que compreendem o balanço patrimonial consolidado em 31 de dezembro de 2025 e as respectivas demonstrações consolidadas do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo as políticas contábeis materiais e outras informações elucidativas.

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia e da Companhia e suas controladas em 31 de dezembro de 2025, o desempenho de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa, bem como o desempenho consolidado de suas operações e os seus fluxos de caixa consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas contábeis internacionais (IFRS *Accounting Standards*) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB)

Base para opinião

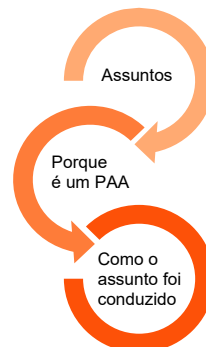
Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção intitulada "Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas". Somos independentes em relação à Companhia e suas controladas, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade, aplicáveis a auditorias de demonstrações financeiras de entidades de interesse público no Brasil, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas conforme essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.



Companhia Paranaense de Energia

Principais Assuntos de Auditoria

Principais Assuntos de Auditoria (PAA) 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.



Porque é um PAA	Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria
Provisões para litígios e passivos contingentes (Notas 4.10 e 26) A Companhia e suas controladas são parte em processos judiciais e administrativos de natureza cível, regulatória, tributária e trabalhista, para os quais a administração registra uma provisão no balanço patrimonial, nos casos em que considera que perdas são prováveis, e divulga os montantes daqueles processos cujas expectativas de perda foram avaliadas como risco possível. As estimativas de perdas dos processos em andamento, envolvem julgamentos críticos por parte da administração da Companhia, que dependem de eventos futuros que não estão sob o controle da administração. Nesse contexto, o andamento desses processos nas diversas esferas aplicáveis pode apresentar desdobramentos diferentes do esperado pela administração e seus assessores jurídicos. Além disso, mudanças nas jurisprudências também podem trazer alterações nas estimativas da administração. Esse assunto foi considerado como um dos principais assuntos de auditoria em função da relevância dos valores envolvidos e dos julgamentos adotados pela administração da Companhia.	Nossa abordagem de auditoria considerou, entre outros, os seguintes procedimentos: - Entendimento e avaliação dos controles internos relevantes determinados pela administração, relacionados com a identificação, avaliação, mensuração e divulgação das provisões e dos passivos contingentes. - Obtenção das confirmações diretamente de assessores jurídicos, internos e externos, que patrocinam as causas da Companhia e suas controladas, para obtenção dos dados relacionados à avaliação do prognóstico, completude das informações e quantificação dos montantes estimados como perda possível e provável. - Análise das movimentações da conta de provisão para litígios e contingências durante o exercício, a fim de identificar a movimentação das principais causas. - Leitura das divulgações efetuadas nas demonstrações financeiras. Consideramos que os julgamentos e premissas adotados pela administração para a determinação da provisão para litígios, bem como as divulgações efetuadas sobre os passivos contingentes, são consistentes com as informações obtidas em nossos trabalhos.



Companhia Paranaense de Energia

Porque é um PAA	Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria
Reconhecimento de receita de energia fornecida e disponibilizada, mas não faturada (Notas 4.11, 7 e 28) A receita de fornecimento de energia elétrica e da disponibilidade da rede elétrica do segmento de distribuição é reconhecida mensalmente com base na energia medida e efetivamente faturada. A Companhia, por meio da controlada Copel Distribuição S.A., realiza a leitura do consumo de seus clientes do segmento de distribuição com base em uma rotina que depende da calendarização e da rota de leitura. Consequentemente, uma parte da energia distribuída não é faturada ao final de cada mês, sendo necessário que a administração estime esse valor com base no último faturamento. Essa parcela, em 31 de dezembro de 2025, totalizava R\$ 931.460 mil (Consolidado). O reconhecimento da receita não faturada é determinado com base em dados históricos obtidos, principalmente por meio de parâmetros de sistemas informatizados, tais como o volume de consumo de energia de fornecimento e de disponibilidade registrados no mês, bem como os métodos e principais premissas utilizados para estimar as receitas não faturadas. Devido à complexidade dos dados e premissas utilizados e dos julgamentos exercidos pela administração na mensuração da receita não faturada, os quais poderiam produzir impactos significativamente diferentes daqueles apurados pela administração, caso sofram variações, consideramos esse assunto significativo para a nossa auditoria.	Nossa abordagem de auditoria considerou, entre outros aspectos, a avaliação do desenho, implementação e efetividade dos controles internos relacionados à determinação do montante das receitas de fornecimento e da disponibilidade de energia, mas não faturada. Também envolvemos nossos especialistas em tecnologia da informação para avaliação dos sistemas e do ambiente informatizado utilizados na determinação dos saldos registrados. - Avaliamos a adequação e consistência do método utilizado pela administração, e comparamos a receita real subsequente com as estimativas históricas da administração. - Avaliação das principais premissas e dos dados utilizados na determinação da estimativa de receita não faturada, considerando a capacidade da administração de estimar a receita não faturada com precisão. - Recalculamos o montante da receita não faturada de forma analítica por transação considerando classe de consumo e tarifas definidas, comparando-o com os valores apurados pela administração. - Também efetuamos leitura das divulgações efetuadas nas demonstrações financeiras. Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos que os critérios e premissas adotados pela administração da Companhia para mensuração da estimativa da receita não faturada, são razoáveis e consistentes com dados e informações obtidas.
Combinação de Negócios (Nota 1.2) Conforme descrito na Nota 1.2, em maio de 2025, a Companhia, por meio de sua controlada Copel Geração e Transmissão S.A. concluiu a aquisição de controle da Usina Hidrelétrica Mauá (UHE Mauá) e da transmissora	Nossa abordagem de auditoria considerou, entre outros: Avaliação do desenho e da implementação dos controles internos relevantes



Companhia Paranaense de Energia

Porque é um PAA	Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria
Mata de Santa Genebra S.A. (MSG). Antes da transação, a UHE Mauá e a MSG eram empreendimentos controlados em conjunto pela Companhia. O processo de avaliação e mensuração a valor justo dos ativos adquiridos e passivos assumidos, bem como da parcela de participação societária detida pela Companhia imediatamente antes da combinação e da contraprestação total, conforme descrito na Nota 1.2, foi conduzido pela administração da Companhia, com o apoio de especialistas. Devido à relevância da aquisição e a complexidade e julgamentos envolvidos na determinação da data de aquisição efetiva do controle, na identificação e determinação dos valores justos dos ativos adquiridos, passivos assumidos e da contraprestação total, a referida combinação de negócios foi considerada como área de foco em nossa auditoria.	determinados pela administração sobre a identificação e avaliação de combinações de negócios. • Leitura dos contratos e obtenção do entendimento sobre a transação, incluindo a análise da administração sobre a data efetiva de aquisição do controle, e os efeitos contábeis resultantes dessa transação nas demonstrações financeiras da Companhia. • Avaliação da competência e a objetividade dos especialistas da administração para mensuração dos valores justos na combinação de negócios. • Com auxílio de nossos especialistas em avaliação, analisamos a metodologia utilizada pela administração na mensuração dos valores justos, avaliamos a razoabilidade dos dados e das principais premissas adotadas, confrontando-os com informações de mercado, quando disponíveis, bem como com os documentos que formalizaram a transação. Também verificamos a coerência lógica e consistência aritmética do modelo preparado pela administração. • Leitura das divulgações efetuadas nas notas explicativas. Consideramos que os critérios e premissas adotados pela administração para o registro da referida combinação de negócios são razoáveis e as divulgações são consistentes com os dados e informações obtidos

Outros assuntos - Demonstrações do Valor Adicionado

As Demonstrações do Valor Adicionado (DVA), individuais e consolidadas, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2025, elaboradas sob a responsabilidade da administração da Companhia e apresentadas como informação suplementar para fins de normas contábeis internacionais (IFRS *Accounting Standards*), foram submetidas a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essas demonstrações estão conciliadas com as demonstrações financeiras e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - "Demonstração do Valor Adicionado". Em nossa opinião,



Companhia Paranaense de Energia

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 administração da Companhia é responsável por essas outras informações que compreendem o Relatório da Administração.

Nossa opinião sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas não abrange o Relatório da Administração e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório.

Em conexão com a auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da Administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações financeiras ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há distorção relevante no Relatório da Administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a este respeito.

Responsabilidades da administração e da governança pelas demonstrações financeiras individuais e consolidadas

A administração 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 as normas contábeis internacionais (IFRS *Accounting Standards*), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB), e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a administração é responsável pela avaliação da capacidade de a Companhia e suas controladas, em seu conjunto, continuar operando, divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações financeiras, a não ser que a administração pretenda liquidar a Companhia e suas controladas, em seu conjunto, ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

Os responsáveis pela governança da Companhia 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



Companhia Paranaense de Energia

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 detectam 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 suas controladas.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela administração.
- Concluimos sobre a adequação do uso, pela administração, 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 suas controladas, em seu conjunto. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia e suas controladas, em seu conjunto, a não mais se manter em continuidade operacional.
- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, inclusive as divulgações e se essas demonstrações financeiras representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.
- Planejamos e executamos a auditoria do grupo para obter evidência de auditoria apropriada e suficiente referente às informações financeiras das entidades ou unidades de negócio do grupo como base para formar uma opinião sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas. Somos responsáveis pela direção, supervisão e revisão do trabalho de auditoria realizado para os propósitos da auditoria do grupo e, consequentemente, pela opinião de auditoria.



Companhia Paranaense de Energia

Comunicamo-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance e da época dos trabalhos de auditoria planejados e das constatações significativas de auditoria, inclusive as deficiências significativas nos controles internos que, eventualmente, tenham sido identificadas 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 ações tomadas para eliminar ameaças à nossa independência ou salvaguardas aplicadas.

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, 26 de fevereiro de 2026

PricewaterhouseCoopers
Auditores Independentes Ltda.
CRC 2SP000160/F-6

DocuSigned by

Guilherme Valle

Signed By: Guilherme Naves Valle 54189158034
CPF: 54189158034
Signing Time: 26 de fevereiro de 2026 | 15:37 BRT
O: ECF-Brazil, OU: Certificado Digital PF A1
C: BR
Issuer: AC: SyntexID Multiple
http://www.syntexid.com.br

Guilherme Naves Valle
Contador CRC 1MG070614/O-5

Certificado de Conclusão

Identificação de envelope: 9232882A-2632-43D5-8A72-CA1CF872ECF3
 Assunto: Complete com a Docusign: CIAPARANAENSEENERGIA25.DEZ.pdf
 LoS / Área: Assurance (Audit, CMAAS)
 Tipo de Documento: Relatórios ou Deliverables
 Envelope fonte:
 Documentar páginas: 155
 Certificar páginas: 2
 Assinatura guiada: Ativado
 Selo com Envelopeld (ID do envelope): Ativado
 Fuso horário: (UTC-03:00) Brasília

Status: Concluído

Remetente do envelope:
 Renan Thielen
 Avenida Brigadeiro Faria Lima, 3732, 16º e 17º andares, Edifício Adalmiro Dellape Baptista B32, Itai São Paulo, São Paulo 04538-132
 renan.thielen@pwc.com
 Endereço IP: 134.238.160.202

Rastreamento de registros

Status: Original
 26 de fevereiro de 2026 | 15:36

Portador: Renan Thielen
 renan.thielen@pwc.com

Local: DocuSign

Status: Original
 26 de fevereiro de 2026 | 15:38

Portador: CEDOC Brasil
 BR_Sao-Paulo-Arquivo-Atendimento-Team@pwc.com

Local: DocuSign

Eventos do signatário

Guilherme Valle
 guilherme.valle@pwc.com
 Partner
 PwC BR

Nível de segurança: E-mail, Autenticação da conta (Nenhuma), Certificado Digital

Detalhes do provedor de assinatura:

Tipo de assinatura: ICP-Brasil
 Emissor: AC SyngularID Multipla
 Assunto: CN=Guilherme Naves
 Valle:54199158634

Assinatura

DocuSigned by:

 E63126604DEE407...

Adoção de assinatura: Estilo pré-selecionado
 Usando endereço IP: 138.36.34.107

Política de certificado:
 [1]Certificate Policy:
 Policy Identifier=2.16.76.1.2.1.133
 [1,1]Policy Qualifier Info:
 Policy Qualifier Id=CPS
 Qualifier:
<http://syngularid.com.br/repositorio/ac-syngularid-multipla/dpc/dpc-ac-syngularid-multipla.pdf>

Registro de hora e data

Enviado: 26 de fevereiro de 2026 | 15:36
 Visualizado: 26 de fevereiro de 2026 | 15:37
 Assinado: 26 de fevereiro de 2026 | 15:38

Termos de Assinatura e Registro Eletrônico:
 Não oferecido através da Docusign

Eventos do signatário presencial	Assinatura	Registro de hora e data
Eventos de entrega do editor	Status	Registro de hora e data
Evento de entrega do agente	Status	Registro de hora e data
Eventos de entrega intermediários	Status	Registro de hora e data
Eventos de entrega certificados	Status	Registro de hora e data
Eventos de cópia	Status	Registro de hora e data

Eventos de cópia	Status	Registro de hora e data
Renan Thielen renan.thielen@pwc.com Manager Nível de segurança: E-mail, Autenticação da conta (Nenhuma)	Copiado	Enviado: 26 de fevereiro de 2026 15:38 Visualizado: 26 de fevereiro de 2026 15:38 Assinado: 26 de fevereiro de 2026 15:38
Termos de Assinatura e Registro Eletrônico: Não oferecido através da DocuSign		

Eventos com testemunhas	Assinatura	Registro de hora e data
-------------------------	------------	-------------------------

Eventos do tabelião	Assinatura	Registro de hora e data
---------------------	------------	-------------------------

Eventos de resumo do envelope	Status	Carimbo de data/hora
Envelope enviado	Com hash/criptografado	26 de fevereiro de 2026 15:36
Entrega certificada	Segurança verificada	26 de fevereiro de 2026 15:37
Assinatura concluída	Segurança verificada	26 de fevereiro de 2026 15:38
Concluído	Segurança verificada	26 de fevereiro de 2026 15:38

Eventos de pagamento	Status	Carimbo de data/hora
----------------------	--------	----------------------