

TÍTULOS DOS ESTADOS UNIDOS E COMISSÃO DE CÂMBIO

Washington, DC 20549

FORMULÁRIO 20-F

RELATÓRIO ANUAL DE ACORDO COM A SEÇÃO 13 OU 15(d)

DO ATO DA BOLSA DE VALORES DE 1934

Para o ano fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2024

Número do arquivo da comissão: 001-14668

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL

(Nome exato do registrante conforme especificado em seu estatuto)

Companhia Paranaense de Energia República Federativa do Brasil
(Tradução do nome do registrante para o inglês) (Jurisdição de incorporação ou organização)

Rua José Izidoro Biazetto, 158 – bloco A – 81200-240 Curitiba, Paraná, Brasil

(Endereço dos Escritórios Executivos Principais)

Daniel Pimentel Slaviero

+55 41 3331 4011 – ri@copel.com

Rua José Izidoro Biazetto, 158 – bloco A – CEP 81200-240, Curitiba, Paraná, Brasil

(Nome, telefone, e-mail e/ou número de fax e endereço da pessoa de contato da empresa)

Títulos registrados ou a serem registrados de acordo com a Seção 12(b) da Lei:

Título de cada classe de ações	Símbolo(s) de negociação	Nome de cada troca na qual foi registrado
Ações ordinárias, sem valor nominal	N/A	Bolsa de Valores de Nova York*
Ações preferenciais de classe B, sem valor nominal	N/A	Bolsa de Valores de Nova York*
Ações Depositárias Americanas (conforme evidenciado pelos Recibos Depositários Americanos), cada uma representando quatro Ações Ordinárias do COPEL	ELPC	Bolsa de Valores de Nova York
Ações Depositárias Americanas (conforme evidenciado pelos Recibos Depositários Americanos), cada uma representando quatro Ações Preferenciais Classe B do COPEL	ELP	Bolsa de Valores de Nova York

* As ações não estão listadas para negociação, mas apenas em conexão com o registro de ações depositárias americanas de acordo com os requisitos da Bolsa de Valores de Nova York.

Títulos registrados ou a serem registrados de acordo com a Seção 12(g) da Lei: Nenhum

Títulos para os quais há uma obrigação de relato de acordo com a Seção 15(d) da Lei: Nenhum

Indique o número de ações em circulação de cada uma das classes de capital ou ações ordinárias do Emissor em 31 de dezembro de 2024

1.297.723.500 Ações Ordinárias, sem valor nominal
3.128.000 Ações preferenciais Classe A, sem valor nominal

1.676.260.690 Ações preferenciais Classe B, sem valor nominal

1 Ações preferenciais de classe especial, sem valor nominal

Indique por marca de seleção se o registrante é um emissor experiente bem conhecido, conforme definido na Regra 405 da Lei de Valores Mobiliários.

Sim Não

Se este relatório for anual ou de transição, indique por marca de seleção se o registrante não é obrigado a apresentar relatórios de acordo com a Seção 13 ou 15(d) da Lei de Valores Mobiliários de 1934.

Sim Não

Indique por marca se o registrante (1) protocolou todos os relatórios que devem ser protocolados pela Seção 13 ou 15(d) da Lei de Valores Mobiliários de 1934 durante os 12 meses anteriores (ou por um período mais curto que o registrante foi obrigado a protocolar tais relatórios) e (2) esteve sujeito a tais requisitos de protocolamento nos últimos 90 dias.

Sim Não

Indique por marca se o registrante enviou eletronicamente todos os Arquivos de Dados Interativos que devem ser enviados de acordo com a Regra 405 do Regulamento S-T (§232.405 deste capítulo) durante os 12 meses anteriores (ou por um período mais curto em que o registrante foi obrigado a enviar tais arquivos).

Sim Não

Indique por marca se o registrante é um grande arquivador acelerado, um arquivador acelerado, um arquivador não acelerado ou uma empresa de crescimento emergente. Consulte as definições de “grande arquivador acelerado”, “arquivador acelerado” e “empresa de crescimento emergente” na Regra 12b-2 da Lei de Valores Mobiliários:

Arquivador grande acelerado Arquivador acelerado

Arquivador não acelerado Empresa de crescimento emergente

Se uma empresa de crescimento emergente que prepara suas demonstrações financeiras de acordo com o U.S. GAAP, indique por marca de seleção se o registrante optou por não usar o período de transição estendido para cumprir quaisquer padrões contábeis financeiros novos ou revisados fornecidos de acordo com a Seção 13(a) da Lei de Valores Mobiliários.

O termo “padrão contábil financeiro novo ou revisado” refere-se a qualquer atualização emitida pelo Conselho de Padrões Contábeis Financeiros para sua Codificação de Padrões Contábeis após 5 de abril de 2012.

Indique por marca de seleção se o registrante protocolou um relatório e atestou a avaliação de sua gerência sobre a eficácia de seu controle interno sobre os relatórios financeiros nos termos da Seção 404(b) da Lei Sarbanes-Oxley (§ 15 U.S.C. 7262(b)) pela empresa de contabilidade pública registrada que preparou ou emitiu seu relatório de auditoria.

Se os títulos forem registrados de acordo com a Seção 12(b) da Lei, indique por marca de seleção se as demonstrações financeiras do registrante incluído no registro refletem a correção de um erro nas demonstrações financeiras emitidas anteriormente.

Indique por marca se alguma dessas correções de erro são reafirmações que exigiram uma análise de recuperação da remuneração baseada em incentivo recebida por qualquer um dos executivos do registrante durante o período de recuperação relevante de acordo com §240.10D-1(b).

Indique por marca de verificação qual base contábil o registrante usou para preparar as demonstrações financeiras incluídas neste registro:

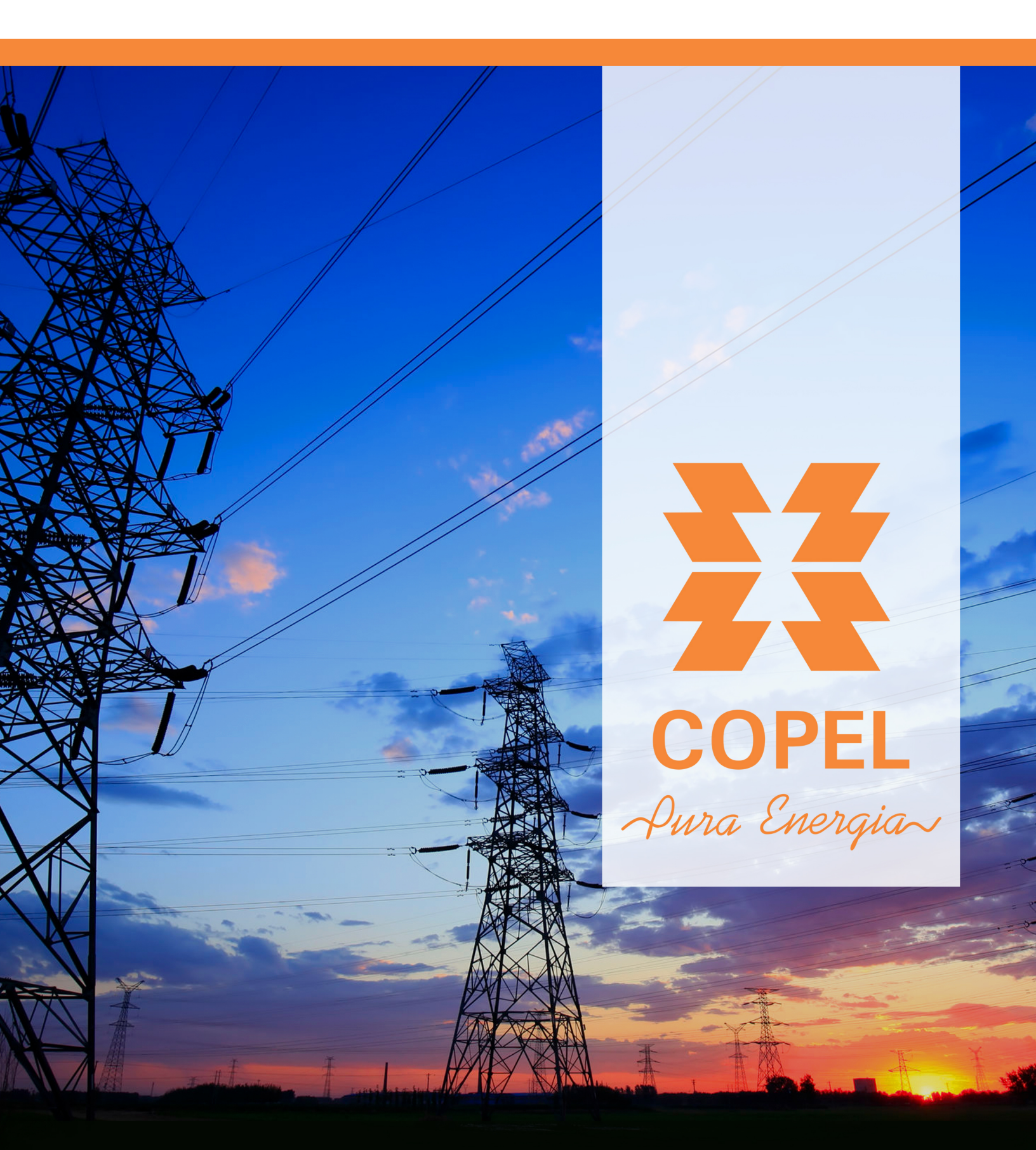
GAAP dos EUA IFRS - Padrões Internacionais de Relatórios Financeiros, conforme emitido pelo Conselho Internacional de Padrões Contábeis Outro

Se “Outro” tiver sido marcado em resposta à pergunta anterior, indique por marca de seleção qual item do demonstrativo financeiro o registrante optou por seguir.

Item 17 Item 18

Se este for um relatório anual, indique por marca de seleção se o registrante é uma empresa de fachada (conforme definido na Regra 12b-2 da Lei de Valores Mobiliários).

Sim Não



COPEL

Pura Energia

Formulário 20-F 25FY24

SUMÁRIO

APRESENTAÇÃO DE INFORMAÇÕES FINANCEIRAS E OUTRAS	2
DECLARAÇÕES PROSPECTIVAS	3
ITEM 1. IDENTIDADE DOS DIRETORES, GERÊNCIA SÊNIOR E CONSULTORES	3
ITEM 2. ESTATÍSTICAS DE OFERTAS E CRONOGRAMA ESPERADO	3
ITEM 3. INFORMAÇÕES-CHAVE	4
FATORES DE RISCO	4
ITEM 4. INFORMAÇÕES SOBRE A EMPRESA	20
A EMPRESA	20
NEGÓCIOS	26
CONCESSÕES	47
CONCORRÊNCIA	55
Ambiental, Social e Governança	56
PROPRIEDADE, PLANTA E EQUIPAMENTOS	59
O PROCESSO DE EXPROPRIAÇÃO	60
O SETOR BRASILEIRO DE ENERGIA ELÉTRICA	61
ITEM 4A. COMENTÁRIOS DA EQUIPE NÃO RESOLVIDOS	88
ITEM 5. ANÁLISE OPERACIONAL E FINANCEIRA E PERSPECTIVAS	88
VISÃO GERAL	88
ANÁLISE DAS VENDAS DE ELETRICIDADE E CUSTO DA ELETRICIDADE COMPRADA	92
RESULTADOS DAS OPERAÇÕES PARA OS ANOS ENCERRADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2024 E 2023	93
LIQUIDEZ E RECURSOS DE CAPITAL	97
PROCEDIMENTOS LEGAIS	101
ITEM 6. DIRETORES, GERÊNCIA SÊNIOR E FUNCIONÁRIOS	102
DIRETORIA	102
DIRETORIA EXECUTIVA	105
DIRETORIA DE SUPERVISÃO	108
COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIA	109
COMITÊ DE NOMEAÇÃO E AVALIAÇÃO	109
COMITÊ DE INVESTIMENTO E INOVAÇÃO	109
COMITÊ DE DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL	110
COMITÊ DE ACIONISTAS MINORITÁRIOS	110
REMUNERAÇÃO EXECUTIVA	110
FUNCIONÁRIOS	112
COMPARTILHE A PROPRIEDADE	113
ITEM 7. PRINCIPAIS ACIONISTAS E TRANSAÇÕES DE PARTES RELACIONADAS	114
PRINCIPAIS ACIONISTAS	114
TRANSAÇÕES DE PARTES RELACIONADAS	116
ITEM 8. INFORMAÇÕES FINANCEIRAS	117
PROCEDIMENTOS LEGAIS	117
PAGAMENTO DE DIVIDENDO	119
ITEM 9. A OFERTA E A LISTAGEM	123
ITEM 10. INFORMAÇÕES ADICIONAIS	124
MEMORANDO E ESTATUTOS	124
CONTRATOS DE MATERIAIS	128
CONTROLES DE TROCA	128
TRIBUTAÇÃO	130
DOCUMENTOS NO DISPLAY	135
ITEM 11. DIVULGAÇÕES QUANTITATIVAS E QUALITATIVAS SOBRE RISCO DE MERCADO	136
ITEM 12. DESCRIÇÃO DE TÍTULOS QUE NÃO SEJAM TÍTULOS DE CAPITAL	136
ITEM 12A. TÍTULOS DE DÍVIDA	136
ITEM 12B. GARANTIAS E DIREITOS	136

ITEM 12C. OUTROS TÍTULOS	136
ITEM 12D. AÇÕES DEPOSITÁRIAS AMERICANAS	136
ITEM 13. INADIMPLÊNCIAS, ATRASOS DE DIVIDENDOS E INADIMPLÊNCIAS	137
ITEM 14. MODIFICAÇÕES MATERIAIS AOS DIREITOS DOS DETENTORES DE TÍTULOS E USO DE RECURSOS	137
ITEM 15. CONTROLE E PROCEDIMENTOS	137
ITEM 16A. ESPECIALISTA FINANCEIRO DO COMITÊ DE AUDITORIA	138
ITEM 16B. CÓDIGO DE ÉTICA	138
ITEM 16C. TAXAS E SERVIÇOS DO CONTADOR PRINCIPAL	138
ITEM 16D. ISENÇÃO DOS PADRÕES DE LISTAGEM PARA COMITÊS DE AUDITORIA	140
ITEM 16E. COMPRAS DE TÍTULOS DE CAPITAL PELO EMISSOR E COMPRADORES AFILIADOS	140
ITEM 16F. ALTERAÇÕES NO CONTADOR CERTIFICADOR DO REGISTRANTE	140
ITEM 16G. GOVERNANÇA CORPORATIVA	141
ITEM 16H. DIVULGAÇÃO DE SEGURANÇA DA MININA	142
ITEM 16I. DIVULGAÇÃO SOBRE JURISDIÇÕES ESTRANGEIRAS QUE IMPEDEM INSPEÇÕES	142
ITEM 16J. POLÍTICAS DE NEGOCIAÇÃO DE INFORMAÇÕES INTERNAS	142
ITEM 16K. SEGURANÇA CIBERNÉTICA	143
ITEM 17. DECLARAÇÕES FINANCEIRAS	144
ITEM 18. DECLARAÇÕES FINANCEIRAS	144
ITEM 19. ANEXOS	145
GLOSSÁRIO TÉCNICO	146
ASSINATURAS	151
Demonstrações financeiras consolidadas	152
Relatório de empresa independente de contabilidade pública registrada	154
Demonstrações consolidadas da posição financeira	155
Demonstrações consolidadas de renda	157
Demonstrações consolidadas de renda abrangente	158
Demonstrações consolidadas de mudanças no patrimônio	159
Demonstrações consolidadas de fluxos de caixa	161
Observações para as demonstrações financeiras consolidadas	163

APRESENTAÇÃO DE INFORMAÇÕES FINANCEIRAS E OUTRAS INFORMAÇÕES

Neste relatório anual, referimo-nos à Companhia Paranaense de Energia - Copel e, salvo disposição em contrário do contexto, suas controladas consolidadas como "Copel", "Companhia", "nós" ou "nos".

Referências a (i) "real", "reais" ou "R\$" são para reais (plural) e real (singular) e (ii) "dólares americanos", "dólares" ou "US\$" são para dólares americanos. Mantemos nossos livros e registros em reais. Certos números incluídos neste relatório anual foram submetidos a ajustes de arredondamento.

Nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas em 31 de dezembro de 2024 e 2023 e, para cada um dos anos, encerrados em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022 estão incluídas neste relatório anual. Preparamos nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas incluídas neste relatório anual de acordo com os Padrões Internacionais de Relatórios Financeiros (International Financial Reporting Standards, IFRS), conforme emitido pelo Conselho Internacional de Padrões Contábeis (International Accounting Standards Board, IASB) (atualmente descrito como "Padrões Contábeis IFRS" pela Fundação IFRS).

As referências neste relatório anual às "ações ordinárias", "ações de classe A" e "ações de classe B" referem-se às nossas ações ordinárias, ações preferenciais de classe A e ações preferenciais de classe B, respectivamente. Referências a "American Depositary Shares" ou "ADSs" são para nossas Ações Americanas, que compreendem nossas ADSs representando quatro Ações Ordinárias cada ("ADSs de Ações Ordinárias") e nossas ADSs representando quatro Ações de Classe B cada ("ADSs de Ações Preferenciais"). As ADSs estão listadas na "NYSE" (a Bolsa de Valores de Nova York).

Alguns termos são definidos na primeira vez que são usados neste relatório anual. Conforme usado neste documento, todas as referências a "GW" e "GWh" são a gigawatts e gigawatts-hora, respectivamente, as referências a "kW" e "kWh" são a quilowatts e quilowatts-hora, respectivamente, as referências a "MW" e "MWh" são a megawatts e megawatts-hora, respectivamente, e as referências a "kV" são a quilovolts. Estes e outros termos técnicos são definidos no "Glossário Técnico".

DECLARAÇÕES PROSPECTIVAS

Este relatório anual contém declarações prospectivas. Também podemos fazer declarações prospectivas escritas ou orais em nosso relatório anual aos acionistas, em nossas ofertas circulares e prospectos, em comunicados à imprensa e outros materiais escritos e em declarações orais feitas por nossos executivos, diretores ou empregados. Essas declarações não são fatos históricos e são baseadas na visão atual da administração e estimativas de circunstâncias econômicas futuras, condições do setor, desempenho da empresa e resultados financeiros. Declarações prospectivas podem ser identificadas pelo fato de que não se relacionam apenas a fatos históricos ou atuais e podem ser acompanhadas por palavras como “objetivo”, “antecipar”, “acreditar”, “planejar”, “poderia”, “deveria”, “deve”, “estimar”, “esperar”, “prever”, “futuro”, “orientação”, “pretender”, “pode”, “irá”, “possível”, “potencial”, “projetar” ou palavras semelhantes, frases ou expressões, embora a ausência de tais palavras ou expressões não signifique que uma declaração específica não seja uma declaração prospectiva. As declarações prospectivas são válidas apenas na data em que foram feitas, e não assumimos nenhuma obrigação de atualizar publicamente nenhuma delas à luz de novas informações ou eventos futuros.

Declarações prospectivas envolvem apenas a visão atual da administração e estão sujeitas a vários riscos e incertezas inerentes. Não há garantia de que os eventos, tendências ou resultados esperados realmente ocorrerão. Alertamos que vários fatores importantes podem fazer com que os resultados reais sejam materialmente diferentes daqueles contidos em qualquer declaração prospectiva. Tais fatores incluem, entre outros:

- condições políticas e econômicas brasileiras;
- condições econômicas no Estado do Paraná;
- condições técnicas, operacionais, legais e regulatórias relacionadas à prestação de serviços de energia;
- o resultado de processos judiciais contra nós;
- nossa capacidade de obter financiamento;
- desenvolvimentos em outros países de mercados emergentes;
- mudanças ou não cumprimento de regulamentos governamentais;
- concorrência;
- escassez de energia elétrica;
- condições hidrológicas desfavoráveis;
- desenvolvimentos relacionados ao clima;
- desenvolvimentos econômicos e políticos internacionais;
- o impacto dos conflitos em andamento na Ucrânia e no Oriente Médio, as sanções econômicas impostas à Rússia e seu impacto na economia global, que são altamente incertos e difíceis de prever;
- mudanças nas condições do mercado global, impactando a demanda e a estabilidade dos preços, incluindo incertezas relacionadas ao comércio global como resultado da imposição de tarifas entre os Estados Unidos e outros países e jurisdições; e
- outros fatores discutidos abaixo em “Item 3. Informações-chave – Fatores de Risco.”

Todas as declarações prospectivas são expressamente qualificadas em sua totalidade por esta declaração de advertência, e você não deve depositar confiança indevida em nenhuma declaração prospectiva contida neste relatório anual.

ITEM 1. IDENTIDADE DOS DIRETORES, DIRETORIA E CONSELHEIROS

Não aplicável.

ITEM 2. ESTATÍSTICAS DA OFERTA E CRONOGRAMA ESPERADO

Não aplicável.

ITEM 3. INFORMAÇÕES-CHAVE

FATORES DE RISCO

A seguir, um resumo dos riscos materiais que enfrentamos:

1. Dependemos muito da economia do Estado do Paraná.
2. Falhas em nossos controles de segurança cibernética ou divulgação não autorizada de informações, bem como o não cumprimento das leis existentes de privacidade e segurança de dados podem afetar negativamente nossos negócios e nossa reputação, incluindo o risco de interrupção no fornecimento de energia e suspensão das operações.
3. Interrupções na operação ou deterioração da qualidade de nossos serviços podem ter um efeito adverso sobre nossos negócios, condição financeira, reputação e resultados de operações.
4. Nosso desempenho financeiro e operacional pode ser afetado negativamente por epidemias, desastres naturais e outras catástrofes que afetam a biodiversidade, a sociedade e a economia brasileira.
5. Estamos sujeitos a riscos relacionados aos impactos sociais e ambientais de nossos projetos.
6. Falhas nas barragens sob nossa responsabilidade podem causar sérios danos às comunidades afetadas, aos nossos resultados e à nossa reputação.
7. Estamos envolvidos em várias ações judiciais que podem ter um efeito adverso material sobre nossos negócios, resultados operacionais, posição financeira e reputação se o resultado deles for desfavorável para nós.
8. Não há garantia de que poderemos manter ou renovar todas as licenças, permissões, concessões, registros, autorizações, incluindo licenças ambientais, necessárias para nossas operações atuais, ou obter as licenças necessárias para desenvolver e operar novos projetos.
9. A implementação do nosso novo projeto de faturamento pode nos expor a riscos operacionais maiores, e falhas ou atrasos na implementação podem nos impedir de obter os benefícios desse sistema de faturamento automatizado.
10. Nossa governança, compliance e controles internos podem não prevenir violações de padrões legais, regulatórios, éticos ou de governança.
11. As regras para o comércio de energia elétrica e as condições de mercado podem afetar os preços de venda.
12. Nossos negócios estão sujeitos a riscos relacionados à nossa cadeia de suprimentos, que podem ser substancial e adversamente afetados por eventos econômicos, políticos, sociais e naturais internos ou externos, como pandemias, atos terroristas, disputas fronteiriças e conflitos armados, entre outros.
13. Estamos sujeitos a fatores climáticos e a incertezas que podem afetar negativamente nossa operação e resultados.
14. O não cumprimento das diretrizes de ESG pode afetar negativamente nossas operações, resultados e reputação.
15. Podemos adquirir outras empresas no setor elétrico ou novas concessões de energia, o que poderia aumentar nossa alavancagem financeira e afetar negativamente nosso desempenho geral, e a integração desses novos negócios pode não gerar os ganhos de eficiência e economias de escala esperados, potencialmente prejudicando nosso desempenho operacional e financeiro.
16. As disputas trabalhistas podem interromper nossas operações de tempos em tempos.
17. Se não atraírmos, retermos e gerenciarmos mão de obra qualificada, nossos negócios, condições financeiras, resultados de operações e perspectivas podem ser afetados material e adversamente.

18. Nossos resultados operacionais dependem das condições hidrológicas predominantes, que foram voláteis recentemente. O impacto da escassez de água e as medidas resultantes tomadas pelo governo para conservar energia podem ter um efeito adverso material sobre nossos negócios, condição financeira e resultados das operações.
19. A ANEEL pode nos penalizar por não cumprir os termos de nossas concessões ou com as leis e regulamentos aplicáveis, e podemos não recuperar o valor total de nosso investimento no caso de qualquer uma de nossas concessões ser rescindida.
20. Estamos sujeitos à regulamentação abrangente de nossos negócios, que afeta fundamentalmente nosso desempenho financeiro.
21. Alguns clientes em nossa área de concessão de distribuição podem deixar de comprar energia de nossa distribuidora.
22. Geramos uma parte de nossas receitas operacionais de Clientes Livres que podem buscar outros fornecedores de energia após a expiração de seus contratos conosco.

Riscos relacionados à nossa empresa e às nossas operações

Dependemos muito da economia do Estado do Paraná.

O mercado de distribuição da maior parte das nossas vendas de energia elétrica é o Estado do Paraná. Embora um mercado mais competitivo envolvendo possíveis vendas para clientes fora do Paraná possa se desenvolver no futuro, nossos negócios dependem e devem continuar a depender muito das condições econômicas do Paraná.

Um aumento nos preços de energia elétrica, combinado com o baixo desempenho econômico no estado do Paraná, poderia afetar a capacidade de alguns de nossos clientes de distribuição de pagar valores devidos a nós. Em 31 de dezembro de 2024, nossos recebíveis atrasados em nossa área de concessão de distribuição com clientes finais eram de R\$ 629,0 milhões no total e nossa provisão para contas duvidosas relacionadas a esses recebíveis era de R\$ 76,1 milhões.

Além disso, no caso de uma recessão econômica combinada com preços altos de energia, o número de nossos clientes de distribuição que poderiam começar a se conectar ilegalmente à nossa rede de distribuição poderia aumentar, o que reduziria ainda mais nossa receita de vendas de energia elétrica para clientes finais. A energia que perdemos devido a conexões ilegais é considerada uma perda comercial (não técnica), e podemos incorrer em penalidades regulatórias se nossas perdas comerciais excederem certos limites regulatórios estabelecidos calculados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Se a ANEEL determinar que não fomos eficientes em inspecionar e controlar as perdas não técnicas na rede de distribuição, a agência pode limitar a transferência dessas perdas para os clientes finais.

Não há garantia de que poderemos manter ou renovar todas as licenças, permissões, concessões, registros, autorizações, incluindo licenças ambientais, necessárias para nossas operações atuais, ou obter as licenças necessárias para desenvolver e operar novos projetos.

Nosso negócio conta com a manutenção, renovação e obtenção de licenças, permissões, concessões, registros e autorizações necessárias, incluindo licenças ambientais para nossas operações e novos projetos e licenças da ANEEL e do Ministério de Minas e Energia (“MME”), bem como a conformidade com os regulamentos que regem nossas instalações e atividades. A falta de quaisquer licenças, permissões, concessões, registros ou autorizações necessárias ou quaisquer desafios às nossas licenças, permissões, concessões, registros e autorizações, ou sua expiração sem renovação, pode afetar material e adversamente nossos negócios, condição financeira, resultados de operações e reputação, e nos expor a penalidades de acordo com os regulamentos aplicáveis.

Atrasos na emissão de licenças, permissões, concessões, registros e autorizações por agências governamentais ou outras autoridades também podem resultar em atrasos nos cronogramas de implementação do projeto e aumentar os custos operacionais e do projeto, o que poderia afetar negativamente nossos resultados operacionais e financeiros. Se não conseguirmos concluir um projeto ou se um projeto estiver atrasado, nosso retorno financeiro esperado do projeto pode ser reduzido, levando a possíveis perdas. Além disso, as decisões tomadas pelas autoridades governamentais sobre a rede elétrica, regulamentos ambientais e outros aspectos da geração de energia elétrica podem afetar negativamente a operação e a lucratividade de nossos sistemas de geração. Se qualquer um desses fatores ocorrer, podemos sofrer efeitos adversos materiais em nossa condição financeira, resultados de operações e reputação.

Interrupções na operação ou deterioração da qualidade de nossos serviços podem ter um efeito adverso sobre nossos negócios, condição financeira, reputação e resultados operacionais.

Operamos sistemas e redes complexos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, que envolvem vários riscos, como contratempos operacionais e interrupções inesperadas, causados por acidentes, avarias ou falhas de equipamentos ou processos, desempenho abaixo dos níveis esperados de disponibilidade e eficiência de ativos ou desastres (como explosões, incêndios, fenômenos naturais, deslizamentos de terra, sabotagem, vandalismo e eventos semelhantes). Além disso, as decisões operacionais das autoridades responsáveis pela rede elétrica, questões ambientais, operações e outras questões que afetam a geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica podem ter um efeito adverso sobre o desempenho e a lucratividade das operações de nossos sistemas de geração, transmissão e distribuição. Nosso seguro pode ser insuficiente para cobrir os custos e perdas que podemos incorrer como resultado dos danos causados aos nossos ativos ou devido a interrupções.

As receitas que nossas subsidiárias geram a partir do estabelecimento, operação e manutenção de suas instalações estão relacionadas à disponibilidade de equipamentos e ativos e à qualidade dos serviços (continuidade e serviço de acordo com os níveis exigidos pelas regulamentações). De acordo com nossos acordos de concessão, nós e nossas subsidiárias estamos sujeitos a: (i) uma redução da receita da distribuidora como resultado da redução da chamada alocação da “parte B” na fórmula de cálculo da receita; (ii) uma redução da Receita Anual Permitida, ou “RAP”, para as empresas de transmissão; (iii) os efeitos do Fator de Disponibilidade, ou “FID” e os níveis de garantia de aquisição para as instalações de geração; e (iv) a aplicação de penalidades e o pagamento de valores de compensação, dependendo do escopo, gravidade e duração da indisponibilidade dos serviços e equipamentos. De acordo com a legislação brasileira, somos estritamente responsáveis por danos diretos e indiretos resultantes do fornecimento inadequado de energia elétrica, como interrupções abruptas decorrentes dos sistemas de geração, transmissão ou distribuição. Portanto, interrupções ou paradas em nossas instalações de geração, transmissão e distribuição, ou em subestações ou redes, podem causar um efeito adverso material em nossos negócios, situação financeira, reputação e resultados de operações.

Nosso desempenho financeiro e operacional pode ser afetado negativamente por epidemias, desastres naturais e outras catástrofes que afetam a biodiversidade, a sociedade e a economia brasileira.

Implementamos medidas e protocolos de saúde e segurança para mitigar o impacto e proteger nossos empregados, operações comerciais e comunidades vizinhas contra as ameaças da pandemia. O surgimento de novas epidemias, desastres naturais, ou outras catástrofes globais ou regionais podem levar à redução do consumo nos segmentos comercial e industrial, volatilidade intermitente nos mercados internacional e brasileiro, ações governamentais e privadas, incluindo restrições ao movimento e transporte de pessoas, mercadorias, e serviços, e potencialmente resultar no desligamento parcial ou completo de estabelecimentos privados e escritórios públicos, interrupções na cadeia de suprimentos, e maior intervenção do governo nas economias. Esses eventos podem ter um efeito negativo significativo nas economias globais e brasileiras, potencialmente levando a uma diminuição na atividade econômica, desvalorização e volatilidade cambial, maiores déficits fiscais e restrições sobre o investimento público, atrasos em processos judiciais, arbitragem, e processos administrativos, imposição temporária de tributação mais onerosa em nossas atividades de negócios, liquidez reduzida nos mercados internacional e brasileiro; e volatilidade nos preços de matérias-primas e outros insumos, entre outros efeitos. A ocorrência e a duração de qualquer um desses eventos podem afetar a liquidez e o valor de mercado de nossas ações e ter efeitos negativos em nossas operações comerciais. Não podemos garantir que não haverá surtos regionais e globais de doenças transmissíveis e, se ocorrerem, não podemos garantir que conseguiremos evitar impactos adversos em nossos negócios, operações e resultados financeiros.

Estamos sujeitos a riscos relacionados aos impactos sociais e ambientais de nossos projetos.

A construção e operação de nossos ativos pode modificar o ecossistema, particularmente o estado natural dos recursos hídricos e da vegetação da bacia fluvial inundada no caso de hidrelétricas. Nossos projetos podem causar impactos diretos e indiretos nas comunidades locais, como deslocamento de moradias. Eles podem afetar os resultados econômicos das comunidades locais, levar à perda de identidade cultural ou aumentar a demanda por serviços governamentais. Nesses casos, podemos ser obrigados a implementar planos específicos para minimizar e mitigar esses impactos, o que pode resultar em danos à reputação e perdas financeiras para nossos negócios.

Falhas nas barragens sob nossa responsabilidade podem causar sérios danos às comunidades afetadas, aos nossos resultados e à nossa reputação.

As barragens são infraestruturas importantes para nossos negócios e são componentes fundamentais de nossas hidrelétricas para fins de escoamento e armazenamento de água, representando a maior parte de nossa capacidade de geração de energia. No entanto, em qualquer barragem, há um risco intrínseco de rupturas causadas por diferentes fatores internos e externos. Portanto, estamos sujeitos ao risco de uma falha na barragem que poderia ter repercussões muito maiores do que apenas a perda da capacidade de geração de energia hidrelétrica. A falha de uma barragem pode resultar em danos econômicos, sociais, regulatórios e ambientais e potencial perda de vida humana nas comunidades a jusante das barragens, o que pode ter um efeito adverso material sobre nossa reputação, negócios, resultados operacionais e condições financeiras.

Estamos envolvidos em várias ações judiciais que poderiam ter um efeito adverso material sobre nossos negócios, resultados operacionais, posição financeira e reputação se o resultado deles for desfavorável para a Copel.

Somos réus em diversos processos judiciais, principalmente relacionados a reivindicações civis, administrativas, trabalhistas, ambientais e fiscais. Os resultados desses processos são incertos e, se desfavoráveis, podem resultar em obrigações que poderiam afetar materialmente nossos resultados operacionais. Em 31 de dezembro de 2024, nossas provisões para processos judiciais que são prováveis (mais prováveis do que não) e suas perdas estimadas são razoáveis, eram de R\$ 956,7 milhões. Para obter mais informações, consulte “Item 8. Informações financeiras — Informações financeiras consolidadas — Processos judiciais.”

Decisões desfavoráveis contra nós, particularmente em casos que envolvam grandes quantias ou que afetem nossa capacidade de conduzir nossos negócios conforme planejado, podem causar um efeito adverso em nossos resultados, bem como em nossos negócios, reputação, posição financeira e valor de mercado de nossas ações. Para obter mais informações, consulte “Item 10. Informações adicionais — Processos judiciais.”

Falhas em nossos controles de segurança cibernética ou divulgação não autorizada de informações, bem como o não cumprimento das leis existentes de privacidade e segurança de dados, podem afetar negativamente nossos negócios e nossa reputação, incluindo o risco de interrupção no fornecimento de energia e suspensão das operações.

Coletamos, armazenamos, processamos e usamos informações confidenciais relacionadas aos nossos negócios e operações. Em nosso curso normal de negócios, também coletamos e armazenamos os dados pessoais de nossos clientes em nossos *data centers* localizados em nossas próprias instalações. Sofremos um ataque cibernético em 2021, levando à indisponibilidade temporária de parte de nossos sistemas. Apesar dos nossos controles de segurança cibernética, tecnologia da informação, tecnologia operacional e infraestrutura, estivemos sujeitos a ataques cibernéticos nos anos anteriores, podendo ser vulneráveis a falhas causadas por falhas técnicas, negligência, acidente ou ataques cibernéticos. Essas falhas podem resultar em divulgação ou roubo de informações confidenciais, perda de integridade de dados, apropriação indébita de fundos ou interrupções em nossas operações comerciais.

Estamos sujeitos às leis e regulamentos brasileiros relacionados à proteção de dados e privacidade de dados, principalmente a Lei Federal nº 13.709/2018, a Lei Geral de Proteção de Dados (LGPD) que estabelece a estrutura legal para o processamento de dados pessoais e penalidades administrativas aplicáveis ao não cumprimento da LGPD. Violações deste estatuto e regulamentos relacionados, incluindo vazamento de dados pessoais, podem resultar em processos individuais ou coletivos contra nós, na imposição de multas de até R\$ 50 milhões, limitadas a 2% do faturamento do grupo no Brasil por violação, entre outras penalidades civis, administrativas e criminais, bem como danos à nossa reputação, o que poderia ter um efeito adverso sobre nós e nossos negócios, reputação e resultados operacionais.

A implementação do nosso novo projeto de faturamento pode nos expor a riscos operacionais maiores, e falhas ou atrasos na implementação podem nos impedir de obter os benefícios desse sistema de faturamento automatizado.

Atualmente, estamos implementando um novo projeto de faturamento, com lançamento programado para 2026, em linha com nossa estratégia corporativa de buscar inovação e eficiência operacional. Embora o objetivo do novo sistema seja fornecer maior autonomia para nossas áreas de gerenciamento e fornecer mais eficiência na integração de aplicativos, automação de processos e sincronização de dados, não podemos garantir que conseguiremos implementar este projeto com sucesso ou que conseguiremos alcançar esses benefícios. Falhas na implementação deste projeto podem afetar adversamente nossas operações existentes, particularmente as funções de cobrança e cobrança, e podem nos expor a violações de dados ou outros incidentes, que podem afetar adversamente nossos negócios.

Nossa governança, compliance e controles internos podem não evitar violações de padrões legais, regulatórios, éticos ou de governança.

Estamos sujeitos a violações de nossas políticas e controles internos relacionados a anticorrupção, combate à lavagem de dinheiro, regulamentação de valores mobiliários e leis e regulamentos relacionados, e a casos de comportamento fraudulento, práticas corruptas e desonestidade por parte de nossos diretores, executivos, empregados, contratados ou outros agentes que talvez não identifiquemos ou evitemos em tempo hábil.

Além disso, temos um grande número de contratos com fornecedores, com ampla distribuição e terceirização das cadeias de produção, e não podemos controlar todas as possíveis irregularidades ou garantir que nossos processos de seleção sejam suficientes para evitar situações em que nossos fornecedores tenham problemas relacionados à conformidade com a lei aplicável, sustentabilidade ou terceirização da cadeia de produção sob condições de segurança inadequadas. Esses riscos são aumentados pelo fato de que nosso portfólio inclui empresas afiliadas, como empresas de propósito especial, nas quais não temos participação majoritária.

Embora tenhamos um programa de integridade com atualizações oportunas e um processo para investigar reclamações, nossos sistemas podem não ser eficazes em todas as circunstâncias. Qualquer falha em nossa capacidade de prevenir ou detectar a não conformidade com as regras de governança aplicáveis ou obrigações regulatórias pode causar danos à nossa reputação ou outros efeitos adversos materiais aos nossos resultados de operação ou condição financeira.

As regras para o comércio de energia elétrica e as condições de mercado podem afetar os preços de venda da energia elétrica.

Realizamos atividades de negociação por meio de contratos de compra e venda de energia, principalmente no mercado de energia elétrica não regulamentado ("Mercado Livre"), por meio de nossas empresas de geração e comercialização.

A comercialização de energia é afetada por mudanças na metodologia usada para calcular o preço da energia no curto prazo (Preço de Liquidação de Diferenças, ou "PLD"). O PLD é atualmente determinado pelos resultados dos modelos de otimização de operação dos sistemas interconectados utilizados pelo ONS e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ou "CCEE"). Nessa determinação, pode haver erros de entrada de dados ou erros no modelo, o que pode levar a uma alteração inesperada do PLD e possíveis republicações futuras do PLD. Qualquer um desses eventos pode causar incerteza de mercado, redução de liquidez e perdas financeiras com variação inesperada de preço. O PLD é calculado para cada submercado a cada hora, conforme proposto pelo Comitê Permanente de Análise de Metodologias e Programas (CPAMP), de acordo com o cronograma de execução definido pela Portaria nº 301/2019. Qualquer mudança nas regras de negociação de energia relacionadas ao aumento das restrições para a entrada de novos clientes no Mercado Livre pode afetar negativamente nossos negócios de negociação de energia.

O excesso de fornecimento de energia no mercado, particularmente como resultado de novos projetos de energia e projetos de energia renovável incentivados, incluindo projetos de geração distribuída, pode causar uma diminuição nos preços da energia e impactar negativamente nosso negócio de energia, com a possibilidade de efeitos nas vendas de energia elétrica para clientes finais, vendas de energia elétrica para distribuidores e uso da rede principal de distribuição e transmissão.

Nossos negócios estão sujeitos a riscos relacionados à nossa cadeia de suprimentos, que podem ser substancial e adversamente afetados por eventos econômicos, políticos, sociais e naturais internos ou externos, como pandemias, atos terroristas, disputas de fronteira e conflitos armados, entre outros.

Fornecedores, prestadores de serviços e outros terceiros podem deixar de executar contratos e obrigações existentes, o que pode afetar desfavoravelmente nossas operações e resultados financeiros.

Estamos envolvidos em vários projetos de transmissão e geração, que estão sujeitos às obrigações de desempenho de vários terceiros sobre os quais não temos controle. Além disso, o desenvolvimento do projeto está sujeito a riscos ambientais, de engenharia e construção que podem levar a excedentes de custos, atrasos e outros impedimentos para concluir um projeto dentro do prazo e do orçamento. Não podemos garantir que poderemos (i) obter todas as permissões e aprovações necessárias para nossos projetos, (ii) garantir parceiros do setor privado para qualquer um de nossos projetos ou (iii) obter financiamento adequado para nossos projetos ou que o financiamento esteja disponível na modalidade quirografária. Se não conseguirmos concluir um projeto ou se tal projeto estiver atrasado, isso pode diminuir nosso retorno financeiro esperado do projeto, o que pode ocasionar impairment.

As operações de nossos fornecedores e prestadores de serviços podem ser substancial e adversamente afetadas por fatores e eventos além do nosso controle, como incêndios, desastres naturais, disseminação de doenças, pandemias, greves, falha do sistema, ataques terroristas, desmatamento, e conflitos políticos ou armados, incluindo os conflitos em andamento entre a Rússia e a Ucrânia e entre Israel e Hamas, sanções comerciais e outros eventos semelhantes, e seus desenvolvimentos, como alta inflação, volatilidade nos mercados de commodities e financeiros, mudanças nas moedas, falta de liquidez nos mercados de capitais, entre outros. Nesse cenário, se os serviços afetados não puderem ser substituídos ou restabelecidos na região afetada, o fornecimento de energia elétrica aos nossos clientes pode ser afetado ou interrompido e nossos resultados podem ser afetados negativamente.

Estamos sujeitos a fatores climáticos e a incertezas que podem afetar negativamente nossa operação e resultados.

Nossas operações de geração, transmissão e distribuição de energia estão sujeitas a fatores climáticos e incertezas relacionadas a eventos climáticos severos, principalmente ciclones, furacões, inundações, secas e incêndios. Esses eventos podem afetar os níveis mínimos de armazenamento de água em reservatórios de hidrelétricas e levar à indisponibilidade de nossos sistemas de fornecimento de energia elétrica, resultando em penalidades por órgãos reguladores, reclamações de consumidores, processos judiciais, custos para a restauração de sistemas, além de afetar negativamente nossos resultados.

Além disso, nossas operações de parques eólicos estão sujeitas a fatores climáticos e a incertezas relacionadas à velocidade do vento. As autorizações e licenças que regem nossas atividades de geração de energia em parques eólicos estabelecem certos acordos de desempenho, que exigem que geremos quantidades mínimas de energia em bases anuais e de quatro anos, de acordo com as quantidades de energia vendidas nos leilões correspondentes. A não conformidade com tais acordos pode afetar negativamente nossos resultados.

Também estamos sujeitos a impactos de incertezas relacionadas às mudanças climáticas, como (i) demanda por energia; (ii) precificação de carbono; e (iii) requisitos regulatórios para reduzir emissões. Os impactos potenciais desses fatores são levados em conta no planejamento de negócios e monitorados periodicamente pelo nosso Conselho de Administração.

Nossa Política de Gestão de Risco Integrada classifica e categoriza os efeitos das mudanças climáticas que podem afetar nossas operações e estratégia de negócios, nos levando a incorrer em custos financeiros da seguinte forma: (i) riscos climáticos físicos - a possibilidade de ocorrência de perdas causadas por eventos associados a eventos climáticos frequentes e graves (riscos agudos) ou alterações ambientais de longo prazo (riscos crônicos), que podem estar relacionadas a mudanças nos padrões climáticos; e (ii) riscos climáticos de transição - a possibilidade da ocorrência de perdas causadas por eventos associados ao processo de transição para uma economia de baixo carbono, em que a emissão de gases de efeito estufa é reduzida ou compensada e os mecanismos naturais para capturar esses gases são preservados.

Nos últimos anos, houve eventos climáticos críticos que nos levaram a promover pesquisas sobre cenários climáticos futuros resultantes do aquecimento global em ativos de geração hidráulica (até 2100) e ativos de distribuição (até 2050). Se não identificarmos e incorporarmos adequadamente os riscos associados à mudança climática em nossa estrutura de risco, para medir, gerenciar e divulgar adequadamente os vários riscos financeiros e operacionais que podem resultar da mudança climática, ou para adaptar nossa estratégia e modelo de negócios a um ambiente regulatório e de mercado em mudança, podemos enfrentar um impacto adverso material em nossas taxas de crescimento de negócios, competitividade, lucratividade, requisitos de capital e condição financeira.

O não cumprimento das diretrizes de ESG pode afetar negativamente nossas operações, resultados e reputação.

Nossas práticas de ESG estão em desenvolvimento contínuo. Isso inclui assumir compromissos para alcançar padrões ou prazos específicos para melhores práticas sociais, de governança e de sustentabilidade, bem como incorporar a sustentabilidade em nossas operações de negócios. O não cumprimento das diretrizes ou compromissos corporativos de ESG, incluindo nosso Relatório Integrado, pode resultar em perdas financeiras e operacionais, bem como danos à reputação. Estamos concluindo a alienação da UTE Figueira, atualmente na fase de cumprimento das condições precedentes para o fechamento da transação.

Podemos adquirir outras empresas no setor elétrico ou novas concessões de energia que poderiam aumentar nossa alavancagem financeira e afetar negativamente nosso desempenho geral, e a integração desses novos negócios pode não produzir os ganhos de eficiência e economias de escala esperados, potencialmente prejudicando nosso desempenho operacional e financeiro.

Prospectamos constantemente negócios relacionados ao nosso propósito corporativo e alinhados com nosso planejamento estratégico. Para expandir nossos negócios, podemos participar de leilões para a construção e operação de novos empreendimentos de geração e transmissão de energia, bem como investir em outras empresas do setor de energia, como fizemos no passado. Essas aquisições podem aumentar nossa alavancagem financeira ou reduzir nossos lucros. Além disso, a integração dos novos negócios pode não resultar nas sinergias que esperamos em termos de ganhos de eficiência e economias de escala para nossas operações, inclusive como resultado de nossa falha em seguir nosso planejamento estratégico inicial ou mudanças nas condições do mercado. Isso pode afetar negativamente nosso desempenho operacional e financeiro.

Também podemos ser responsabilizados por contingências relacionadas a esses ativos e negócios, incluindo possíveis contingências que não são atualmente conhecidas por nós e que podem ser identificadas no futuro. Quaisquer contingências decorrentes do desenvolvimento e implementação desses ativos antes de sua incorporação em nossos ativos podem se tornar nossa responsabilidade como sucessora se a empresa vendedora não cumprir ou se mostrar incapaz de cumprir suas obrigações. Se essas contingências se materializarem, poderíamos incorrer em custos e despesas significativos, o que poderia ter um efeito adverso significativo em nossos negócios, reputação e resultados.

Disputas trabalhistas podem interromper nossas operações de tempos em tempos.

Nossos empregados são representados por sindicatos. Discordâncias sobre questões relacionadas a alienações, mudanças em nossa estratégia de negócios, nossos programas de desligamento voluntário (*Programa de Desligamento Voluntário* ou "PDV") e reduções na equipe profissional podem levar os empregados a reagir negativamente. Greves, interrupções de trabalho ou outras formas de protestos em qualquer um de nossos principais fornecedores ou contratados ou em suas instalações podem prejudicar nossa capacidade de concluir projetos relevantes no prazo, impactando negativamente nossos resultados de operações e afetando negativamente nossa capacidade de alcançar metas estratégicas de longo prazo.

Também podemos ser responsabilizados conjunta ou solidariamente por quaisquer obrigações trabalhistas ou previdenciárias impostas pelos tribunais aos empregados de nossos prestadores de serviços terceirizados, incluindo o reconhecimento de uma relação de trabalho. Isso pode levar a contingências e pagamentos de indenização, afetando significativa e negativamente nossos negócios.

Se não atrairmos, retermos e gerenciarmos a força de trabalho qualificada, nossos negócios, condições financeiras, resultados de operações e perspectivas podem ser afetados material e adversamente.

Nossas operações dependem, em parte, de nossa capacidade de atrair, reter e gerenciar de forma econômica os principais talentos e gestores com a experiência necessária para trabalhar em nossos negócios e que possam acompanhar os últimos desenvolvimentos do setor, especialmente os desenvolvimentos tecnológicos, mantendo nossa cultura de negócios. Se não formos capazes de reter ou atrair pessoal especializado e gestores, nossos negócios e resultados de operações podem ser afetados negativamente.

Riscos relacionados ao setor brasileiro de energia elétrica e a outros setores que operamos

Nossos resultados operacionais dependem das condições hidrológicas predominantes, que têm sido voláteis recentemente. O impacto da escassez de água e as medidas resultantes tomadas pelo governo para conservar energia podem ter um efeito adverso significativo sobre nossos negócios, condição financeira e resultados operacionais.

Dependemos das condições hidrológicas predominantes em todo o Brasil e na região geográfica em que operamos. Segundo dados da ANEEL, aproximadamente 55% da capacidade instalada no Brasil atualmente vem de hidrelétricas. As condições hidrológicas em nossa região e no Brasil em geral estão frequentemente sujeitas a alterações devido a desvios não cíclicos na chuva média.

Em períodos anteriores de baixa chuva, o governo brasileiro reagiu a condições hidrológicas precárias, buscando reduzir o consumo de energia elétrica dos clientes finais por vários meios, desde campanhas gerais para reduzir o consumo de energia até programas de racionamento. O efeito das campanhas para reduzir o consumo de energia não é previsível, dificultando para o nosso negócio de distribuição estimar com precisão o volume de energia que ele precisa comprar para venda aos clientes finais. No caso do programa de racionamento obrigatório, nosso negócio de distribuição seria afetado negativamente porque suas receitas são parcialmente baseadas no volume de energia elétrica que fornece através de nossa rede de distribuição para os clientes finais.

No que diz respeito ao nosso negócio de geração, a fim de compensar condições hidrológicas precárias e manter níveis adequados de água nos reservatórios, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (“ONS”) pode ordenar a redução da geração de hidrelétricas, que seriam parcialmente compensadas pelo aumento da geração por termoeletricas. Esse mecanismo para substituir a produção hidrelétrica pela produção termoeletrica pode não fornecer toda a energia necessária para cumprir nossas obrigações nos termos dos contratos de fornecimento de energia existentes. Para compensar esse déficit, nosso negócio de geração pode ser obrigado a comprar energia no mercado de curto prazo (“spot”), normalmente a preços mais altos, e não poderíamos repassar esses custos maiores. Esse mecanismo afeta todas as empresas de geração no Brasil, independentemente de a região geográfica em que um gerador específico está localizado estar sofrendo baixa chuva e pode ter um efeito adverso material em nossos negócios de geração.

Além disso, em um cenário extremo, dada a presença aumentada de geração térmica na matriz elétrica nacional, se ocorresse uma escassez de gás natural, isso aumentaria a demanda geral por energia hidrelétrica no mercado e, portanto, aumentaria o risco de que um programa de racionamento fosse instituído.

Em relação ao nosso negócio de negociação de energia, o efeito da volatilidade nas condições hidrológicas é o aumento da variação do preço da energia, o que, por sua vez, aumenta a volatilidade do Mercado Spot, afetando assim nossos resultados operacionais. O preço spot (PLD) é determinado pelos resultados dos modelos de otimização de operação dos sistemas interconectados utilizados pelo ONS e pelo CCEE. Os preços spot médios de energia são calculados pela CCEE a cada hora e são definidos para cada região.

Quando há grande disponibilidade de recursos hidrológicos, os preços spot tendem a permanecer em níveis mais baixos, o que pode não ser suficiente para (i) cobrir os custos de geração dessa mesma energia (quando relacionada ao nosso negócio de geração) e (ii) cobrir o custo do acordo de compra e venda de energia em nosso negócio de comercialização de energia. Nesse cenário, os preços da energia de longo prazo também podem ser afetados e permanecer em níveis mais baixos, o que pode reduzir nossas margens ou não ser suficiente para cobrir os custos de geração dessa mesma energia. Por outro lado, se a disponibilidade hidrológica for afetada, os preços spot tendem a aumentar significativamente, além de afetar ocasionalmente o GSFo, o que pode afetar negativamente nossos custos de compras de energia, pois o preço estabelecido nos contratos de compra e venda de energia pode não ser suficiente.

A ANEEL pode nos penalizar por não cumprir os termos de nossas concessões ou as leis e regulamentos aplicáveis, e podemos não recuperar o valor total de nosso investimento no caso de qualquer uma de nossas concessões ser rescindida.

Nossas concessões são para prazos de 20 a 35 anos e podem ser estendidas se determinadas condições forem atendidas. Caso não cumpramos qualquer termo de nossas concessões ou lei ou regulamento aplicável, a ANEEL poderá nos impor penalidades, o que poderá incluir advertências, multas substanciais e restrições às nossas operações, entre outras. A ANEEL também pode rescindir nossas concessões antes do vencimento de seus termos se não cumprirmos suas disposições ou se determinar que rescindir nossas concessões seria de interesse público, por meio de um processo de confisco ou expropriação. Em particular, nosso contrato de concessão de distribuição renovado contém métricas de qualidade e financeiras que se tornam mais restritivas ao longo do tempo, e que devemos garantir que nosso contrato de concessão de distribuição não seja rescindido. Se a ANEEL rescindir qualquer uma de nossas concessões antes de sua expiração, não poderemos operar o(s) segmento(s) de nossos negócios que foram autorizados pela concessão. Além disso, qualquer compensação que possamos receber do governo brasileiro pela parte não amortizada do nosso investimento pode não ser suficiente para recuperarmos o valor total do nosso investimento. A rescisão antecipada ou a não renovação de qualquer uma de nossas concessões ou a imposição de multas ou penalidades severas pela ANEEL pode ter um efeito adverso material sobre nossa condição financeira e resultados de operações. Consulte “Item 4. Informações sobre a empresa – A indústria brasileira de energia elétrica – Concessões.”

Estamos sujeitos à regulamentação abrangente de nossos negócios, que afeta fundamentalmente nosso desempenho financeiro.

Nosso negócio está sujeito a uma ampla regulamentação por várias autoridades legais e regulatórias brasileiras, particularmente o MME e a ANEEL, que regulam e supervisionam vários aspectos de nossos negócios e aprovam nossas tarifas. Poderemos ser obrigados a reduzir ou interromper a produção de energia (curtailment) de nossas usinas por ordem do Operador Nacional do Sistema (ONS), especialmente de fontes renováveis, como solar e eólica, quando a produção total de energia exceder a capacidade de carga do sistema de transmissão ou a carga do sistema elétrico. Mudanças nas leis e regulamentos que regem nossos negócios, que ocorreram no passado, podem afetar negativamente nossa condição financeira e os resultados das operações.

Por exemplo, as tarifas que cobramos pela venda de energia elétrica para clientes cativos são determinadas de acordo com um acordo de concessão com o governo brasileiro por meio da ANEEL. As taxas tarifárias que cobramos de nossos clientes são determinadas conforme um acordo de concessão e em atendimento a regulamentação da ANEEL. Além disso, as decisões da ANEEL relacionadas às nossas tarifas podem ser contestadas por autoridades públicas ou por nossos clientes. Decisões administrativas e judiciais resultantes desses desafios podem modificar as decisões da ANEEL de forma desfavorável para nós, o que pode afetar negativamente nossa condição financeira e os resultados das operações.

Se algum outro regulamento ou nova lei for aprovada pelo governo brasileiro para reduzir os preços da energia elétrica, essas novas leis e regulamentos podem ter um efeito adverso material sobre nossos resultados operacionais.

Alguns clientes em nossa área de concessão de distribuição podem deixar de comprar energia de nossos negócios de distribuição.

Nosso negócio de distribuição gera uma grande parte de suas receitas vendendo energia que compra de empresas de geração. Grandes clientes de energia elétrica dentro da área geográfica da nossa concessão que atendam a determinados requisitos regulatórios podem se qualificar como clientes livres (“Clientes livres”). Um Cliente Livre em nossa área de concessão de distribuição tem o direito de comprar energia diretamente de empresas de geração e comercialização de energia, em vez de através de nosso negócio de distribuição, caso em que o Cliente Livre deixaria de pagar nosso negócio de distribuição pela energia que fornecemos anteriormente.

Além disso, a ANEEL emitiu regulamentos relacionados à geração micro e mini distribuída, o que facilita a compra ou locação de equipamentos de geração de energia pelos clientes, especialmente módulos fotovoltaicos solares, para produzir energia para seu próprio consumo. Tal regulamentação foi revisada após a adoção de uma nova estrutura jurídica para geração distribuída no Brasil (Lei Federal nº 14.300/2022). A legislação foi recentemente regulamentada pela Resolução Normativa nº 1059/2023 da ANEEL.

Se o número de clientes com geração micro e mini distribuída dentro da área geográfica da nossa concessão aumentar, nossas receitas e resultados de operações também poderão ser afetados negativamente.

Geramos uma parte de nossas receitas operacionais de Clientes gratuitos que podem buscar outros fornecedores de energia após a expiração de seus contratos conosco.

Em 31 de dezembro de 2024, atendemos a 1.529 clientes livres por meio de nossa empresa de comercialização de energia, que representou aproximadamente 8,4% de nossas receitas operacionais consolidadas e cerca de 16% do volume total de energia elétrica que vendemos. Esses clientes livres podem buscar outros fornecedores de energia após a expiração de seus contratos conosco. Além disso, é possível que nossos grandes clientes industriais possam ser autorizados pela ANEEL a gerar energia elétrica para seu próprio consumo ou venda a terceiros, caso em que eles podem obter uma autorização ou concessão para a geração de energia elétrica em uma determinada área, o que poderia afetar negativamente nossos resultados operacionais.

Se não estabelecermos novas relações comerciais ou não mantivermos relações existentes em termos favoráveis, poderemos não ser capazes de oferecer certos produtos e serviços para clientes gratuitos ou oferecer preços e termos competitivos para clientes livres, o que poderia afetar negativamente nossa condição financeira, resultados de operações e fluxos de caixa. Não podemos garantir que poderemos substituir tais clientes gratuitos em tempo hábil e sem interrupção material de nossas operações, e o encerramento ou a rescisão de qualquer contrato com clientes gratuitos, mesmo por motivos além de nosso controle, pode ter um efeito adverso material em nossas operações e resultados operacionais e financeiros.

Podemos ser forçados a comprar ou vender energia no Mercado Spot a preços mais altos ou mais baixos e podemos não ter o direito de repassar qualquer aumento de custos ou perdas incorridas para nossos clientes finais em tempo hábil, ou de forma alguma.

Nos termos da Lei nº 10.848/2004, Lei do Novo Modelo da Indústria, os distribuidores de energia elétrica, inclusive nós, devem contratar, por meio de licitações públicas conduzidas pela ANEEL, 100% da demanda prevista de energia elétrica para suas respectivas áreas de concessão de distribuição. Os leilões nos quais os distribuidores têm permissão para comprar energia são realizados até sete anos antes da entrega real de energia elétrica. Não podemos garantir que nossas previsões para a demanda de energia em nossa área de concessão de distribuição serão precisas. Se nossas previsões ficarem aquém da demanda real de energia elétrica, ou se não conseguirmos comprar energia através do mercado regulado devido à falta de fornecimento de energia no mercado, ou se a energia que contratamos não for entregue, podemos ser forçados a compensar a escassez celebrando acordos de curto prazo para comprar energia elétrica no Mercado Spot, onde podemos pagar significativamente mais pela energia sem podermos repassar esses custos aumentados para nossos clientes finais. Além disso, se subestimarmos nossas necessidades de energia de distribuição, podemos estar sujeitos a penalidades impostas pela CCEE. Além disso, se nossas previsões ultrapassarem a demanda real em mais do que a margem permitida (105% da demanda real), incluindo onde a demanda é deprimida devido a campanhas governamentais em resposta a condições hidrológicas ruins ou devido à atividade econômica reduzida, talvez não possamos repassar aos nossos clientes finais o custo do excesso de energia que adquirimos.

Estamos sujeitos ao risco de crédito de uma contraparte em acordos celebrados com a Copel Comercialização (Copel Mercado Livre) e, em caso de inadimplência, podemos ter que vender ou comprar energia a um preço base diferente.

A Copel Comercialização está sujeita ao risco de crédito de uma contraparte. Quando a Copel Comercialização vende energia, os acordos de contrapartes podem não cumprir suas obrigações contratuais, o que pode fazer com que a Copel Comercialização venda energia a um preço base diferente. Nos casos em que compramos energia, seja a partir de projetos de geração de energia, em operação ou em construção, ou mesmo a partir do comércio de energia, as contrapartes vendedoras também podem não cumprir contratos relevantes e, conseqüentemente, a Copel Comercialização pode ter que comprar energia a um preço base diferente e estar sujeita a penalidades regulatórias impostas pela CCEE devido a garantias contratuais insuficientes. As garantias ou cauções fornecidas por nossas contrapartes em conexão com os contratos de compra e venda de energia podem não ser suficientes para cobrir nossas perdas se elas não cumprirem suas obrigações de pagamento ou de entrega de energia, o que pode afetar negativamente nossos resultados.

Estamos sujeitos ao risco de variação da taxa de câmbio em conexão com energia e importação.

Nossa subsidiária Copel Comercialização (*Copel Mercado Livre*) obteve autorização do MME para importar energia da Argentina e do Uruguai. Além disso, a Copel Comercialização tem autorizações concedidas pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis do Brasil, "ANP") para as atividades de (i) carregamento de gás natural; (ii) comercialização de gás natural; (iii) agente de comércio exterior. Nesse sentido, seremos expostos à flutuação da taxa de câmbio em conexão com qualquer importação de energia, bem como ao risco de variação da taxa de câmbio para o mercado de gás natural, considerando que parte dessas transações pode ser realizada em moedas estrangeiras.

Estamos sujeitos a perdas não realizadas ou ganhos líquidos decorrentes da marcação no mercado da compra e venda de contratos de energia, o que pode nos expor ao risco de futuros preços de energia.

Nossa subsidiária Copel Comercialização (*Copel Mercado Livre*) está no mercado de comércio de energia, e parte dessas negociações são classificadas como instrumentos financeiros derivativos medidos pelo valor justo por meio de seus resultados. Perdas ou ganhos líquidos não realizados resultantes da marcação a mercado desses contratos (diferença entre preços contratados e preços de mercado) são reconhecidos nos resultados do ano fiscal. Essa atividade pode expor negativamente nossos resultados às flutuações dos preços futuros da energia.

Nossos equipamentos, instalações e operações estão sujeitos a numerosas regulamentações ambientais e de saúde, que podem se tornar mais rigorosas no futuro e podem resultar em aumento de passivos e aumento de gastos de capital.

Nossas atividades de distribuição, transmissão e geração estão sujeitas à legislação federal, estadual e local abrangente, bem como à supervisão das agências governamentais brasileiras responsáveis pela implementação das leis e políticas ambientais e de saúde. Essas agências podem tomar medidas de execução contra nós por nossa falha em cumprir seus regulamentos e com os requisitos estabelecidos para a manutenção de nossas licenças ambientais. Essas ações poderiam resultar, entre outras coisas, na imposição de multas, embargos e revogação de licenças, o que poderia ter um efeito material adverso em nossa condição financeira e nos resultados das operações. Também é possível que regulamentações ambientais e de saúde aprimoradas nos forcem a alocar capital para a compliance e, conseqüentemente, desviar fundos dos investimentos planejados. Tal desvio poderia ter um efeito adverso material sobre nossa condição financeira e resultados de operações.

De acordo com a Convenção de Estocolmo sobre Poluentes Orgânicos Persistentes, a legislação brasileira exige que eliminemos o uso de bifenilos policlorados ('PCBs') em nossos equipamentos até 2025 e realizemos o gerenciamento ambientalmente correto desses líquidos contendo PCB até 2028. Embora tenhamos removido a maioria dos equipamentos contendo PCB de nossas operações, esse processo ainda está em andamento. Sua substituição inclui riscos aos quais estamos expostos até que o equipamento seja completamente substituído, incluindo o risco de contaminação durante a operação e a possibilidade de danos ou impacto devido à manutenção, bem como os custos adicionais envolvidos.

Somos estritamente responsáveis por quaisquer danos resultantes da prestação inadequada de serviços de energia elétrica e nossas apólices de seguro podem não cobrir totalmente tais danos.

Somos estritamente responsáveis nos termos da legislação brasileira por danos resultantes da prestação inadequada de serviços de distribuição de energia elétrica, o que significa que podemos incorrer em responsabilidade mesmo por fatores além do nosso controle e sem negligência. Nesses casos, a responsabilidade pode envolver valores materiais, que podem ter um efeito negativo sobre nossos resultados e condições financeiras. Além disso, nossas concessionárias de distribuição, transmissão e geração podem ser responsabilizadas por danos causados a terceiros como resultado de interrupções ou distúrbios decorrentes dos sistemas brasileiros de geração, transmissão ou distribuição, sempre que essas interrupções ou distúrbios não forem atribuídos a um membro identificável do ONS. Não podemos garantir que nossas apólices de seguro cobrirão integralmente os danos resultantes da prestação inadequada de serviços de energia elétrica, o que pode ter um efeito adverso sobre nós.

Também não é possível garantir que haverá cobertura de seguro e indenização por todos os danos resultantes de possíveis acidentes relacionados a riscos de segurança, ambientais e de saúde que, em caso de incidente, poderiam afetar adversamente nossos resultados operacionais.

Além disso, talvez não possamos renovar nossas apólices de seguro existentes e, se renovadas, não podemos garantir que poderemos renová-las nos mesmos termos contratuais ou a taxas comerciais razoáveis ou termos aceitáveis, seja em termos de custo ou cobertura, o que poderia ter um efeito adverso em nossos negócios, resultados e condições financeiras.

Não podemos garantir que podemos acompanhar a evolução que o setor de energia vem passando como resultado dos avanços tecnológicos e da adoção de inteligência artificial.

O setor de energia elétrica vem passando por mudanças impulsionadas por (i) a descentralização dos sistemas de geração de energia; (ii) avanços nas tecnologias de armazenamento de energia; (iii) disseminação de tecnologias digitais que melhoram a eficiência da geração de energia, transmissão e consumo; (iv) aumento de fontes de energia renováveis, como energia eólica e solar; (v) uma tendência de reduzir as pegadas de carbono no sistema de energia, como parte dos esforços globais para mitigar os efeitos das mudanças climáticas; (vi) adoção de inteligência artificial (“IA”), (vii) a abertura do Mercado Livre, (viii) o desenvolvimento de cidades inteligentes, (ix) mobilidade elétrica, e (x) o compromisso de reduzir as emissões de carbono. Essas mudanças apresentam muitos desafios e talvez não possamos acompanhar o ritmo da crescente adoção de tecnologias digitais no setor de energia elétrica e o potencial significativo de novas soluções tecnológicas (tanto no que diz respeito à melhoria de processos e serviços prestados aos consumidores quanto no desenvolvimento de novos produtos que podem levar a maiores ganhos de produtividade, preços mais acessíveis, maior concorrência e criação de novos mercados). Os investimentos em pesquisa e desenvolvimento podem contribuir para mitigar os riscos relacionados às transformações do setor energético e criar novas oportunidades.

Riscos relacionados ao Brasil

O governo brasileiro tem influência significativa sobre a economia brasileira. As condições econômicas e políticas brasileiras, e a percepção dos investidores sobre essas condições, têm um impacto direto em nossa operação.

Historicamente, a situação política do país influenciou o desempenho da economia brasileira, e as crises políticas afetaram a confiança dos investidores e do público, o que resultou em desaceleração econômica, rebaixamento das classificações de crédito do governo brasileiro e dos emissores brasileiros, e aumento da volatilidade dos títulos emitidos no exterior pelas empresas brasileiras.

Além disso, o governo brasileiro exerceu, e continua a exercer, influência significativa sobre a economia brasileira e muitas vezes altera políticas monetárias, fiscais, de crédito, cambiais e outras políticas para influenciar a economia brasileira. Nossos negócios, condições financeiras, resultados de operações e perspectivas podem ser afetados negativamente por mudanças nas políticas governamentais, bem como por outros fatores, incluindo, entre outros:

- movimentos e volatilidade da taxa de câmbio;
- inflação e mudanças nas taxas de juros;
- políticas de controle de câmbio;
- política fiscal e mudanças nas leis fiscais;
- outros desenvolvimentos políticos, diplomáticos, sociais e econômicos que possam afetar o Brasil ou os mercados internacionais;
- controles sobre fluxos de capital; e/ou
- limitação ao comércio exterior.

Nos últimos anos, o Brasil enfrentou desenvolvimentos fiscais adversos e instabilidade política. O PIB brasileiro cresceu 3,4% em 2024, 2,9% em 2023 e 2,9% em 2022. A taxa de desemprego foi de 6,6% em 2024, 7,4% em 2023 e 9,3% em 2022. A inflação, conforme relatado pelo índice de preços ao consumidor (IPCA), foi de 4,8% em 2024, 4,62% em 2023 e 5,79% em 2022. A taxa de juros básica do Banco Central do Brasil (SELIC) foi de 13,25% em 31 de dezembro de 2024, 11,75% em 31 de dezembro de 2023 e 13,75% em 31 de dezembro de 2022. Desenvolvimentos econômicos, sociais e políticos futuros no Brasil podem prejudicar nossos negócios, condições financeiras ou resultados de operações, ou fazer com que o valor de mercado de nossos títulos caia.

Mudanças ou incertezas em relação à implementação das políticas acima podem gerar ou contribuir para incertezas na economia brasileira. Isso aumentaria a volatilidade do mercado de capitais doméstico e o valor dos títulos brasileiros negociados no exterior, e afetaria negativamente nossos negócios, resultados de operações e condições financeiras.

Além disso, considerando o sistema presidencial brasileiro de governo e a influência considerável do poder executivo, não é possível prever se o governo terá um efeito adverso na economia brasileira e, conseqüentemente, em nossos negócios.

A inflação e as medidas governamentais para conter a inflação, particularmente aumentos nas taxas de juros, podem contribuir para a incerteza econômica no Brasil e podem reduzir nossas margens, resultados e o preço de mercado das ADSs.

O Brasil passou por taxas extremamente altas de inflação no passado. A taxa de inflação anual do Brasil, medida de acordo com a variação do índice *Índice Geral de Preços - Disponibilidade Interna* ("IGP-DI"), foi de 6,86% no ano de 2024, 3,30% no ano de 2023 e 5,03% no ano de 2022. O Banco Central do Brasil tomou medidas para combater a inflação no passado, como elevar as taxas básicas de juros SELIC para níveis elevados, e a especulação pública sobre possíveis ações futuras do governo teve efeitos negativos significativos sobre a economia brasileira. Embora nossos contratos de concessão prevejam ajustes anuais com base nos índices de inflação, se o Brasil passar por inflação substancial no futuro e o governo brasileiro adotar políticas de controle de inflação semelhantes às adotadas no passado, nossos custos podem aumentar mais rapidamente do que nossas receitas, nossas margens operacionais e líquidas podem diminuir e, se a confiança dos investidores diminuir, o preço das ADSs pode cair. Como uma parte significativa da nossa dívida está sujeita à taxa de CDI ou taxas de juros indexadas ao índice IPCA, qualquer aumento na inflação ou taxas de juros resulta em um aumento em nossas despesas financeiras. Taxas de juros mais altas também afetam negativamente os termos de nossos novos financiamentos. As pressões inflacionárias também podem reduzir nossa capacidade de acessar mercados financeiros estrangeiros e podem levar a mais intervenções governamentais na economia, incluindo a introdução de políticas governamentais que podem afetar negativamente o desempenho geral da economia brasileira.

As adversidades econômicas e políticas em outros países, especialmente nos Estados Unidos e nos países em desenvolvimento, podem afetar negativamente o investimento estrangeiro no Brasil e o crescimento econômico do país.

A percepção de risco em outros países, incluindo Estados Unidos, China, União Europeia e países emergentes, como a Rússia, também pode afetar negativamente o preço de nossos títulos de ações. A reação dos investidores a eventos em outros países pode ter um efeito adverso material sobre o valor de mercado dos títulos brasileiros, especialmente aqueles listados na bolsa de valores. Crises nos Estados Unidos, China, União Europeia ou países emergentes podem reduzir o interesse dos investidores em empresas brasileiras, incluindo a Copel. A economia dos EUA pode enfrentar incertezas com a adoção de tarifas comerciais em países como China, Canadá e México e suas medidas de retaliação. Essas tarifas aumentam o preço dos produtos importados e podem pressionar a inflação à medida que são repassadas aos consumidores. Uma possível guerra comercial ameaça interromper as cadeias de suprimentos globais e aumenta o risco de uma recessão na economia dos EUA, o que teria efeitos cascata na economia mundial. Por exemplo, os preços das ações listadas na [B]³ têm sido historicamente afetados por flutuações nas taxas de juros dos EUA, bem como por variações nos principais índices de ações dos EUA. Eventos em outros países e mercados de capitais podem afetar adversamente o preço de mercado de nossas ações na medida em que possam, no futuro, dificultar ou impedir o acesso aos mercados de capitais e o financiamento de investimentos em termos aceitáveis.

Historicamente, os desenvolvimentos adversos nas economias dos mercados emergentes resultaram na percepção dos investidores de maior risco dos investimentos em tais mercados, como o Brasil. Tais percepções sobre os países emergentes afetaram significativamente o valor de mercado dos títulos dos emissores brasileiros. Além disso, embora as condições econômicas sejam diferentes em cada país, as reações dos investidores aos desenvolvimentos em um país podem afetar os preços dos títulos em outros países, incluindo aqueles no Brasil, e isso pode diminuir o interesse dos investidores em títulos de emissores brasileiros, incluindo o nosso.

Riscos geopolíticos externos ao mercado em que operamos e hostilidades militares, incluindo os conflitos em andamento entre a Rússia e a Ucrânia e entre Israel e Hamas, bem como sanções econômicas impostas como resultado de tais conflitos, podem afetar negativamente nossos negócios.

Estamos sujeitos a riscos externos relacionados às nossas operações e à nossa cadeia de suprimentos. Os mercados globais estão experimentando volatilidade após o aumento das tensões geopolíticas, em particular em conexão com o conflito militar entre a Rússia e a Ucrânia, e Israel e Hamas. Sanções e tarifas econômicas impostas pelos Estados Unidos, União Europeia, Reino Unido e outros países como consequência direta desse conflito podem afetar as cadeias de suprimentos, levar a interrupções do mercado, incluindo volatilidade significativa nos preços das commodities e no sistema financeiro global, inclusive por meio de instabilidade dos mercados de crédito e capital. Esses fatores podem afetar negativamente nossos negócios e aumentar nossos custos e despesas e, conseqüentemente, afetar nossa condição financeira ou resultados operacionais.

A escalada dos conflitos entre Rússia, Ucrânia e Israel e Hamas e quaisquer outros conflitos que possam surgir podem aumentar as tensões geopolíticas em todo o mundo e causar mais interrupções no comércio internacional, nas cadeias de suprimentos industriais e no transporte, aumentar a volatilidade dos preços de mercado, com impacto especial no setor energético, bem como aumentar a incerteza regulatória e contratual, o que pode afetar negativamente nossos negócios.

Nosso desempenho financeiro e operacional pode ser afetado negativamente por epidemias, desastres naturais e outras catástrofes que afetam a biodiversidade, a sociedade e a economia brasileiras.

O surto de novas epidemias, desastres naturais e outras catástrofes em escala regional ou global, pode resultar, em diferentes níveis, resultar em queda no consumo nos segmentos comercial e industrial, bem como volatilidade esporádica nos mercados internacionais e/ou brasileiros, a adoção de medidas governamentais e privadas, incluindo restrições, como um todo ou em parte, na circulação e transporte de pessoas, bens e serviços e, conseqüentemente, no fechamento total ou parcial de estabelecimentos privados e escritórios públicos, interrupções na cadeia de suprimentos, e maior intervenção nas economias.

Esses eventos podem ter um efeito negativo e significativo na economia mundial e na economia do Brasil, e incluem ou podem incluir redução no nível de atividade econômica; desvalorização e volatilidade cambial; aumento do déficit fiscal e restrições de investimento público; atrasos em processos judiciais, procedimentos arbitrais e/ou administrativos; imposição, mesmo que apenas temporariamente, de um tratamento fiscal mais oneroso de nossas atividades comerciais; diminuição da liquidez disponível no mercado internacional e/ou brasileiro; e volatilidade no preço de matérias-primas e outros insumos, entre outros efeitos.

A ocorrência de qualquer um desses eventos e sua duração pode afetar a liquidez e o valor de mercado de nossas ações e gerar impactos negativos nos negócios. Não podemos garantir que surtos regionais e/ou globais de doenças transmissíveis não ocorrerão e, se ocorrerem, não podemos garantir que seremos capazes de evitar um impacto negativo em nossos negócios, operações e resultados financeiros.

Flutuações nas taxas de câmbio e a desvalorização do real podem afetar adversamente nosso lucro líquido e fluxo de caixa.

A moeda brasileira flutuou periodicamente no passado em relação ao dólar americano e outras moedas estrangeiras. Em 31 de dezembro de 2024, a taxa de câmbio real vs. dólar americano foi de R\$ 6,19 a US\$ 1,00, depreciando 27,42% em comparação com 31 de dezembro de 2023. A depreciação do real aumenta o custo de compra de energia elétrica do Itaipu – uma instalação hidrelétrica, um dos nossos principais fornecedores, que ajusta seus preços de energia elétrica com base em parte em seus custos em dólares americanos. De fato, a desvalorização geralmente reduz o acesso aos mercados internacionais de capitais e pode levar a intervenção do governo. Também reduz o valor em dólares americanos dos nossos dividendos e o equivalente em dólares americanos ao preço de mercado das nossas ADSs.

Mudanças na legislação e regulamentação fiscal brasileira podem ter um efeito adverso sobre nós e nossos acionistas.

O governo brasileiro historicamente alterou as políticas fiscais de forma a impactar o setor elétrico e pode continuar a fazê-lo. Essas mudanças incluíram aumentos de alíquotas que afetam empresas de energia e, ocasionalmente, a imposição de impostos temporários para fins governamentais específicos. Se não pudermos ajustar adequadamente nossas tarifas, nossas operações podem ser afetadas negativamente.

Em 15 de dezembro de 2023, o Congresso Brasileiro aprovou uma reforma fiscal sobre o consumo (Emenda Constitucional no 132 – “EC 132”), que será implementada gradualmente durante um período de transição de 7 anos a partir de 2026. O EC 132 busca simplificar a estrutura tributária brasileira substituindo quatro impostos existentes (ICMS, ISS, PIS e COFINS) por dois novos impostos de valor agregado: o imposto estadual/municipal sobre bens e serviços (Imposto sobre Bens e Serviços – “IBS”) e a contribuição federal sobre bens e serviços (Contribuição sobre Bens e Serviços – “CBS”). O novo sistema de IVA tributará o consumo em vez de a produção e a receita. A IBS e a CBS foram regulamentadas pela Lei Complementar no 214, promulgada em 16 de janeiro de 2025 (“Lei Complementar no 214/25”). Como regra, as mesmas taxas IBS e CBS podem se aplicar a todos os bens e serviços, incluindo direitos, sejam eles fornecidos por meio de uma aquisição local ou transação de importação. As taxas reais para IBS e CBS estão sujeitas a sub-regulamentações que ainda devem ser determinadas (que devem ocorrer durante 2025), mas estão projetadas para atingir até 28%, potencialmente a taxa de IVA mais alta globalmente. O EC 132 também introduz um imposto sobre penalidade, o imposto federal sobre consumo (Imposto Seletivo – “IS”), para desencorajar o consumo de bens e serviços prejudiciais à saúde humana e ao meio ambiente. Formamos um grupo de trabalho para avaliar os possíveis impactos e riscos dessas mudanças em nossos resultados financeiros. O grupo concluiu que os impactos diretos sobre nós provavelmente serão baixos, dadas as tarifas regulamentadas e os contratos bilaterais em nosso mercado.

Além disso, o governo brasileiro está considerando mudanças em 2025 nos impostos sobre a renda, especialmente em relação à possibilidade de impor tributação sobre dividendos.

Em fevereiro de 2023, o Supremo Tribunal Federal (“STF”) emitiu uma decisão reconhecendo a possibilidade de reverter sentenças finais emitidas pelos tribunais brasileiros em questões fiscais se o STF posteriormente alterar sua interpretação da legislação e regulamentação fiscal. Embora o impacto dessa decisão não seja relevante para nossos negócios, a emissão de decisões judiciais semelhantes com efeito imediato sobre questões fiscais decididas em julgamentos finais pode afetar nossos negócios no futuro. Isso pode nos expor a passivos fiscais imediatos se o STF mudar sua posição sobre questões fiscais envolvendo nossos negócios.

Riscos relacionados à nossa governança corporativa e às ADSs

Após nossa transformação em uma corporação com capital disperso, não temos mais um acionista controlador.

Após nossa transformação em uma corporação com capital disperso, o Estado do Paraná não é mais nosso acionista controlador. Sem um acionista controlador, podemos estar mais expostos a tentativas de aquisição e interesses diferentes dos acionistas e outras partes interessadas, votação coordenada por grupos de acionistas e conflitos de interesses. A ausência de um acionista controlador também pode levar a impasse, desafios na convocação de reuniões devido a questões de quórum e dificuldades na identificação de conflitos de acionistas ou abusos de voto. Se outro acionista se tornar nosso acionista controlador no futuro, esse acionista poderá influenciar significativamente nossa estratégia de negócios, gestão e estatutos.

Nossos estatutos contêm disposições anticaptação, que podem desencorajar terceiros de tentar nos adquirir e podem afetar adversamente os direitos dos titulares de nossas ações ordinárias.

Nossos estatutos incluem disposições anti-aquisição, como uma poison pill e uma limitação dos direitos de voto para grupos de acionistas que votam com mais de 10% de suas ações, e algumas outras disposições que podem limitar a capacidade de outros de adquirir o controle da Companhia. Consequentemente, os acionistas podem perder a oportunidade de vender suas ações a um prêmio em relação ao preço de mercado prevalente, pois essas disposições desencorajam terceiros a buscare o controle da empresa por meio de uma oferta pública ou transações semelhantes.

Os detentores de ADSs podem não ter todos os direitos de nossos acionistas e podem não ser capazes de exercer direitos de voto ou direitos preventivos relacionados às ações subjacentes às suas ADSs.

Os direitos dos titulares de ADS podem estar sujeitos a certas limitações previstas no contrato de depósito ou pelos intermediários de valores mobiliários por meio dos quais os titulares de ADS detêm seus valores mobiliários.

- Embora os titulares de ADS tenham permissão para votar nas reuniões dos acionistas, há etapas processuais envolvidas no processo que criam limitações práticas sobre a capacidade dos titulares de ADS de votar. No caso de adoção de votação múltipla para eleição de membros do Conselho de Administração, os titulares de ADSs podem não ter os mesmos direitos e podem não estar sujeitos às mesmas regras que os titulares de ações ordinárias no mercado de valores mobiliários brasileiro. De acordo com os Contratos de Depósito, forneceremos a notificação ao depositário, que por sua vez enviará aos titulares de ADSs a notificação de tal reunião e uma declaração sobre a maneira como as instruções podem ser dadas pelos titulares. Para exercer seus direitos de voto, os titulares da ADS devem instruir o depositário sobre como votar suas ações. Devido a essa etapa processual extra envolvendo o depositário, o processo para exercer os direitos de voto levará mais tempo para os titulares da ADS do que para os titulares diretos de Ações Classe B ou Ações Ordinárias. As ADSs para as quais o depositário não receber instruções de votação oportuna não serão votadas.
- Os detentores das Ações Ordinárias ou Ações de Classe B podem ter menos direitos e direitos menos bem definidos para proteger seus interesses em conexão com ações tomadas por nosso Conselho de Administração do que sob as leis dos Estados Unidos e algumas outras jurisdições fora do Brasil. Embora a lei brasileira imponha restrições sobre o uso de informações privilegiadas e manipulação de preços, os mercados de títulos brasileiros não são tão altamente supervisionados quanto os mercados de títulos dos Estados Unidos ou mercados em certas outras jurisdições fora do Brasil.
- A capacidade dos titulares de ADS de exercer direitos preventivos não é garantida, particularmente se a lei aplicável na jurisdição do titular (por exemplo, a Lei de Valores Mobiliários dos Estados Unidos) exigir que uma declaração de registro seja eficaz ou uma isenção de registro esteja disponível com relação a esses direitos, como é o caso nos Estados Unidos. Não somos obrigados a estender a oferta de direitos preventivos aos detentores de ADSs, para apresentar uma declaração de registro nos Estados Unidos, e não podemos garantir que apresentaremos tal declaração de registro. Consequentemente, os titulares de ADS poderão receber apenas os rendimentos líquidos da venda de seus direitos de preferência pelo Depositário ou, se os direitos de preferência não puderem ser vendidos, poderão caducar. Se eles não puderem participar de ofertas de direitos, suas participações também podem ser diluídas.
- Os titulares de ADS podem não receber pagamentos de dividendos se incorrerem em perdas líquidas ou se nosso lucro líquido não atingir certos níveis. De acordo com a Lei Corporativa Brasileira e nossos estatutos, devemos pagar aos nossos acionistas uma distribuição obrigatória igual a pelo menos 25% do nosso lucro líquido ajustado para o ano fiscal anterior, com os titulares de ações preferenciais tendo prioridade de pagamento. De acordo com nosso estatuto social, as Ações de Classe A e as Ações de Classe B têm o direito de receber dividendos mínimos anuais não cumulativos, cujo dividendo por ação será pelo menos 10% maior do que os dividendos por ação pagos aos titulares das Ações Ordinárias. As ações de Classe A têm prioridade de dividendos sobre as ações de Classe B para receber um dividendo mínimo igual a 10% do capital social total representado pelas ações de Classe A em circulação no final do ano fiscal em relação ao qual os dividendos foram declarados, e as ações de Classe B têm prioridade de dividendos sobre as ações ordinárias. As ADSs têm direito a dividendos iguais às suas ações subjacentes. No caso de não podermos declarar dividendos, nossa administração pode, no entanto, decidir adiar o pagamento de dividendos ou, em circunstâncias limitadas, não declarar dividendos. Não podemos fazer pagamentos de dividendos de nossas contas de reserva legal e de reserva de capital.

As vendas de um número substancial de ações ou ADSs, ou a percepção de que tais vendas podem ocorrer, podem afetar adversamente o preço de mercado predominante de nossas ações ou ADSs.

Como resultado da emissão de novas ações ou ADSs, vendas de ações ou ADSs por investidores existentes, ou da percepção de que tal venda pode ocorrer, o preço de mercado de nossas ações e ADSs pode diminuir significativamente. Essas emissões e vendas também podem tornar mais difícil para nós oferecer ações ou ADSs no futuro em um momento e faixa de preços que consideramos apropriados, ou podem até mesmo dificultar para os investidores vender os títulos pelo preço ou acima da faixa de preços que pagaram.

As emissões futuras de ações podem diluir as participações dos atuais titulares de nossas ações ou ADSs e podem afetar materialmente o preço de mercado desses títulos.

No futuro, poderemos decidir oferecer capital adicional para levantar capital ou para outros fins. Qualquer oferta futura de ações poderia reduzir a propriedade proporcional e os interesses dos titulares de nossas ações e ADSs, bem como nossos ganhos e valor líquido de ações por ação ou ADS. Qualquer oferta de ações e ADSs por nós ou nossos principais acionistas, ou uma percepção de que tal oferta é iminente, pode ter um efeito adverso sobre o preço de mercado desses títulos.

Os titulares de nossas ADSs podem não conseguir executar sentenças contra nossos diretores ou executivos.

Todos os nossos diretores e executivos mencionados neste relatório anual residem no Brasil. Substancialmente, todos os nossos ativos, bem como os ativos dessas pessoas, estão localizados no Brasil. Como resultado, pode não ser possível que os detentores de nossas ADSs executem sentenças judiciais sobre nós ou nossos diretores e executivos nos Estados Unidos ou em outras jurisdições fora do Brasil, anexem seus ativos ou apliquem contra nós ou contra nossos diretores e executivos julgamentos obtidos nos Estados Unidos ou em outras jurisdições fora do Brasil. Como os julgamentos dos tribunais dos EUA por responsabilidades civis com base nas leis federais de valores mobiliários dos EUA só podem ser aplicados no Brasil se determinados requisitos forem atendidos, os titulares de ADSs podem enfrentar maiores dificuldades em proteger seu interesse em ações contra nós ou nossos diretores e executivos do que os acionistas de uma corporação incorporada em um estado ou outra jurisdição dos Estados Unidos.

Os julgamentos dos tribunais brasileiros com relação às nossas ações serão pagos apenas em reais.

Se processos forem iniciados nos tribunais do Brasil buscando fazer cumprir nossas obrigações em relação às nossas ações, não seremos obrigados a cumprir tais obrigações em uma moeda diferente de Reais (R\$). De acordo com as limitações do controle cambial brasileiro, uma obrigação no Brasil de pagar valores denominados em uma moeda diferente de reais (R\$) só pode ser satisfeita em moeda brasileira à taxa de câmbio, conforme determinado pelo Banco Central brasileiro, em vigor na data em que o julgamento for obtido, e tais valores são então ajustados para refletir as variações da taxa de câmbio até a data de pagamento efetiva. A taxa de câmbio então em vigor não pode oferecer aos investidores não brasileiros compensação total por qualquer reivindicação decorrente de, ou relacionada a, nossas obrigações sob nossas ações.

O governo brasileiro pode impor controles e restrições de câmbio sobre remessas para o exterior, o que pode afetar negativamente sua capacidade de converter fundos em reais em outras moedas e de remeter outras moedas para o exterior.

No passado, o governo brasileiro impôs restrições à remessa aos investidores estrangeiros dos lucros de seus investimentos no Brasil e à conversão da moeda brasileira em moedas estrangeiras. O governo brasileiro poderia optar novamente por impor esse tipo de restrição se, entre outras coisas, houver deterioração nas reservas de moeda estrangeira brasileira ou uma mudança na política de taxa de câmbio do Brasil. A reintrodução dessas restrições prejudicaria ou impediria sua capacidade de converter dividendos, distribuições ou os lucros de qualquer venda de ADSs, conforme o caso, de reais em dólares americanos ou outras moedas e de remeter esses fundos para o exterior. Não podemos garantir que o governo brasileiro não tomará medidas semelhantes no futuro.

A volatilidade relativa e a iliquidez dos mercados de títulos brasileiros podem prejudicar sua capacidade de vender as ações subjacentes às ADSs.

Os mercados de títulos brasileiros são substancialmente menores, menos líquidos, mais concentrados e mais voláteis do que os principais mercados de títulos nos Estados Unidos e em algumas outras jurisdições fora do Brasil, e não são tão altamente regulamentados ou supervisionados quanto alguns desses outros mercados. A iliquidez e a capitalização de mercado relativamente pequena dos mercados acionários brasileiros podem fazer com que o preço de mercado dos títulos das empresas brasileiras, incluindo nossas ADSs, Ações Ordinárias e Ações de Classe B, flutue nos mercados doméstico e internacional, e podem limitar substancialmente sua capacidade de vender as ações subjacentes às suas ADSs a um preço e momento em que você deseja fazê-lo. Atualmente, nosso capital social é composto por diferentes tipos de títulos de capital (ações ordinárias, ações de classe A, ações de classe B e ADSs), o que contribui ainda mais para uma liquidez reduzida.

Alterações nas leis fiscais brasileiras podem ter um impacto adverso sobre os impostos aplicáveis a uma disposição de nossas ações ou ADSs.

A Lei nº 10.833, de 29 de dezembro de 2003, prevê que a alienação de ativos localizados no Brasil por não residente para residente brasileiro ou não residente está sujeita à tributação no Brasil, independentemente de a alienação ocorrer fora ou dentro do Brasil. Esta disposição resulta na imposição de imposto de renda sobre os ganhos decorrentes de uma disposição de nossas ações ordinárias ou preferenciais por um não residente do Brasil para outro não residente do Brasil. Não há orientação judicial quanto à aplicação da Lei nº 10.833 e, portanto, não podemos prever se os tribunais brasileiros podem decidir que ela se aplica às disposições de nossa ADS entre não residentes do Brasil. No entanto, caso a disposição de ativos seja interpretada como incluindo uma disposição de nossas ADS, esta lei tributária resultaria, portanto, na imposição de impostos retidos na fonte sobre a disposição de nossas ADS por um não residente do Brasil para outro não residente do Brasil.

Estamos sujeitos a obrigações cuja não conformidade possa permitir que os credores exijam remuneração financeira e, em casos específicos, pode até mesmo levar à aceleração dos vencimentos da dívida.

Em alguns de nossos financiamentos, estamos sujeitos a acordos financeiros que exigem que mantenhamos certos índices financeiros. Além disso, alguns dos nossos acordos de financiamento contêm cláusulas de aceleração que podem ser acionadas se não cumprimos determinados acordos. A aceleração do vencimento de um acordo de financiamento pode dar a outros credores o direito de acelerar o vencimento de seus respectivos acordos sob disposições de inadimplência cruzada. Como resultado, a aceleração da maturidade dos acordos de financiamento ou dívida pode afetar negativamente nossa condição financeira e resultados operacionais.

Podemos estar sujeitos à Lei de Falências do Brasil.

A Lei nº 11.101, de 9 de fevereiro de 2005, conforme alterada (Lei de Falências do Brasil), prevê processos de falência e reorganização judicial e extrajudicial. Anteriormente, como uma empresa controlada pelo Estado, esta lei não se aplicava a nós. De acordo com a Lei de Falências do Brasil, terceiros podem pedir nossa falência. Por outro lado, estar sujeito à lei brasileira de falências nos permite nos beneficiar dos procedimentos descritos na lei brasileira de falências, que incluem certas vantagens, como a proibição de fixação de nossos ativos durante o processo, se tal apreensão estiver relacionada a um empréstimo ou reivindicação sujeitos a reorganização judicial ou processo de falência. Qualquer pedido de falência de terceiros contra nós pode afetar negativamente nossos negócios e o preço de nossas ações ordinárias.

Como emissores privados estrangeiros, estamos sujeitos a diferentes exigências de divulgação e outras exigências que não sejam as dos registrantes nacionais dos EUA.

Como emissores privados estrangeiros de acordo com a Lei de Valores Mobiliários, podemos estar sujeitos a diferentes exigências de divulgação e outras exigências em relação aos registrantes dos EUA. Por exemplo, como emissora privada estrangeira nos Estados Unidos, não estamos sujeitos aos mesmos requisitos de divulgação que um registrante doméstico dos EUA nos termos da Lei de Valores Mobiliários, incluindo a exigência de preparar e emitir relatórios trimestrais no Formulário 10-Q ou arquivar relatórios atuais no Formulário 8-K após a ocorrência de certos eventos significativos, as regras de procuração aplicáveis aos registrantes domésticos dos EUA nos termos da Seção 14 da Lei de Valores Mobiliários ou as regras de negociação com informações privilegiadas e lucro de curto prazo aplicáveis aos registrantes domésticos dos EUA nos termos da Seção 16 da Lei de Valores Mobiliários. Além disso, temos isenções de certas regras dos EUA que nos permitem cumprir os requisitos legais brasileiros em vez de alguns dos requisitos aplicáveis aos registrantes domésticos dos EUA.

Além disso, os emissores privados estrangeiros devem arquivar seu relatório anual no Formulário 20-F dentro de 120 dias após o final de cada ano fiscal, enquanto os emissores domésticos dos EUA que são emissores acelerados devem arquivar seu relatório anual no Formulário 10-K dentro de 75 dias após o final de cada ano fiscal. Como resultado, mesmo que sejamos obrigados a protocolar no Formulário 6-K informações divulgadas que tornamos públicas ou que somos obrigados a tornar públicas de acordo com a lei brasileira ou que somos obrigados a disseminar geralmente para nossos acionistas e que seja relevante para nós, o detentor de ADSs pode não receber o mesmo tipo ou quantidade de informações que precisam ser divulgadas aos acionistas de uma empresa dos EUA.

Um detentor de nossas ações ordinárias nos EUA pode não ser capaz de exercer direitos preventivos e de marcação com relação às nossas ações ordinárias.

Os detentores de nossas ações ordinárias dos EUA podem não ser capazes de exercer os direitos preventivos e de marcação com relação às nossas ações ordinárias, a menos que uma declaração de registro nos termos da Lei de Valores Mobiliários se torne efetiva com relação a tais direitos ou uma isenção dos requisitos de registro da Lei de Valores Mobiliários esteja disponível. Não protocolamos, e não temos obrigação de protocolar, uma declaração de registro registrando tais direitos, e não podemos garantir que protocolaremos tal declaração de registro. A menos que uma declaração de registro seja arquivada ou uma isenção de registro esteja disponível, um titular dos EUA pode receber apenas os rendimentos líquidos da venda de seus direitos preventivos e de marcação ou, se tais direitos não puderem ser vendidos, eles expirarão e o titular não receberá nenhum valor para eles.

ITEM 4. INFORMAÇÕES SOBRE A EMPRESA

A EMPRESA

Dedicamo-nos na geração, transmissão, distribuição e venda de energia elétrica principalmente no Estado do Paraná, nos termos das concessões concedidas pela ANEEL, agência regulatória brasileira para o setor de energia elétrica. Embora nossas atividades estejam mais concentradas no Paraná, operamos em dez estados brasileiros diferentes por meio de nossos negócios de geração e transmissão.

Em 31 de dezembro de 2024, geramos energia elétrica de 18 hidrelétricas, 43 eólicas, totalizando uma capacidade instalada de 5.998.7 MW em operação, das quais 100% foram derivadas de fontes renováveis. Incluindo a capacidade instalada de empresas de geração nas quais tínhamos participação acionária em 31 de dezembro de 2024, nossa capacidade total instalada foi de 6.553.9 MW. Nosso negócio de energia elétrica está sujeito à regulamentação abrangente da ANEEL. Temos concessões para distribuir energia elétrica em 394 dos 399 municípios no Estado do Paraná e no município de Porto União, no Estado de Santa Catarina. Em 31 de dezembro de 2024, possuímos e operamos 3.704 km de linhas de transmissão e 214.770 km de linhas de distribuição, constituindo uma das maiores redes de distribuição do Brasil. Abaixo está a distribuição de fornecimento de energia elétrica em 2024 por classe de consumo, incluindo clientes gratuitos:

- 35,2% eram para clientes industriais;
- 27,2% eram para clientes residenciais;
- 20,2% eram para clientes comerciais; e
- 14,6% foram para clientes rurais e outros.

Os principais elementos da nossa estratégia de negócios são:

- Crescer no valor de mercado de forma consistente e sustentável.
- Dimensionar os negócios com sinergia “GTDC”.
- Entrar no segmento de autoprodução e expandir-se no segmento de varejo.
- Melhorar a experiência do cliente.
- Oferecer serviços e produtos inovadores e digitais.
- Expandir e disseminar as melhores práticas de ESG.
- Ter disciplina na alocação de capital, planejamento e execução de projetos.
- Buscar ganhos de eficiência operacional e otimização de custos.
- Promover a inovação para alavancar os resultados.
- Explorar oportunidades e fronteiras regulatórias e consolidar o protagonismo setorial.
- Preparar pessoas com as habilidades necessárias para novos desafios.

- Promover a gestão focada em pessoas, engajamento da equipe e uma cultura de meritocracia.
- Cuidar da segurança, saúde e qualidade de vida das pessoas.
- Melhorar a cultura organizacional.
- Fortalecer a cultura digital e de cibersegurança.

Nossas receitas para cada um dos últimos três anos fiscais por atividade estão descritas no “Item 5. Análise operacional e financeira e perspectivas — Resultados das operações para os anos encerrados em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022.”

Histórico de fundo

Fomos formados em 1954 pelo Estado do Paraná para nos dedicarmos geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, como parte de um plano para colocar o setor de energia elétrica sob controle do Estado. Adquirimos as principais empresas privadas de energia localizadas no estado do Paraná no início da década de 1970. De 1970 a 1977, expandimos significativamente nossa rede de transmissão e distribuição e trabalhamos para aumentar a conectividade de nossa rede às redes em outros estados brasileiros. Em 1979, uma mudança na lei estadual nos permitiu estender nossas atividades de geração para incluir a produção de fontes que não sejam hidrelétricas e usinas térmicas.

Atualmente, somos a maior empresa de energia do estado do Paraná. Somos uma empresa constituída e existente sob as leis do Brasil, com o nome legal Companhia Paranaense de Energia – Copel. Nossa sede está localizada na Rua José Izidoro Biazetto, 158 – Bloco A, CEP 81200-240, Curitiba, Paraná, Brasil. Nosso telefone é +55 (41) 3331-4011. Nosso site é www.copel.com e quaisquer registros que fizemos eletronicamente com a SEC estarão disponíveis ao público pela Internet no site da SEC. O nome comercial de cada um dos nossos negócios é fornecido da seguinte forma.

Relação com o Estado do Paraná

Até agosto de 2023. O Estado do Paraná tinha 69,7% de nossas Ações Ordinárias. Essa grande propriedade permitiu que o acionista controlador controlasse a eleição da maioria dos membros do nosso Conselho de Administração, membros do nosso Conselho de Supervisão, a nomeação da gerência sênior e nossa direção, operações futuras e estratégia de negócios. Em 11 de agosto de 2023, ocorreu a liquidação financeira da oferta de base secundária de ações detidas pelo Estado do Paraná e a oferta de base primária de novas ações da Copel, resultando na transformação da Empresa em uma corporação com capital disperso e sem acionista controlador. Com a liquidação da Oferta Base, o Estado do Paraná reduziu sua participação nas ações com direito a voto para 27,57%, de modo que a Copel deixou de ser uma empresa de capital misto que faz parte da administração pública indireta do Estado do Paraná e não está mais sujeita às disposições estabelecidas na Lei Federal Brasileira nº 13.303/2016 (“Lei das Estatais”). Juntamente com essa transformação em uma corporação com capital disperso e sem um acionista controlador, fizemos alterações em nosso estatuto social, incluindo:

- A criação de uma classe especial de ações preferenciais, de propriedade exclusiva do Estado do Paraná, com influência restrita ao direito de vetar investimentos mínimos na Copel Distribuição (“Copel DIS”), a mudança do nome corporativo da Empresa, a mudança da sede, a remoção da limitação no exercício de votos a 10% e assinatura de um contrato de acionistas com o objetivo de regular o exercício dos direitos de voto em um número maior do que a porcentagem correspondente a 10% (para mais informações, consulte o item 7. Golden Share).
- Definimos um limite para o quanto qualquer acionista ou grupo de acionistas pode votar. Ninguém pode votar com mais de 10% dos nossos votos expressos e capital votante em circulação. Além disso, ninguém pode celebrar acordos para exercer os direitos de voto de mais de 10% de nossos títulos emitidos e capital de votação em circulação.

Estrutura corporativa

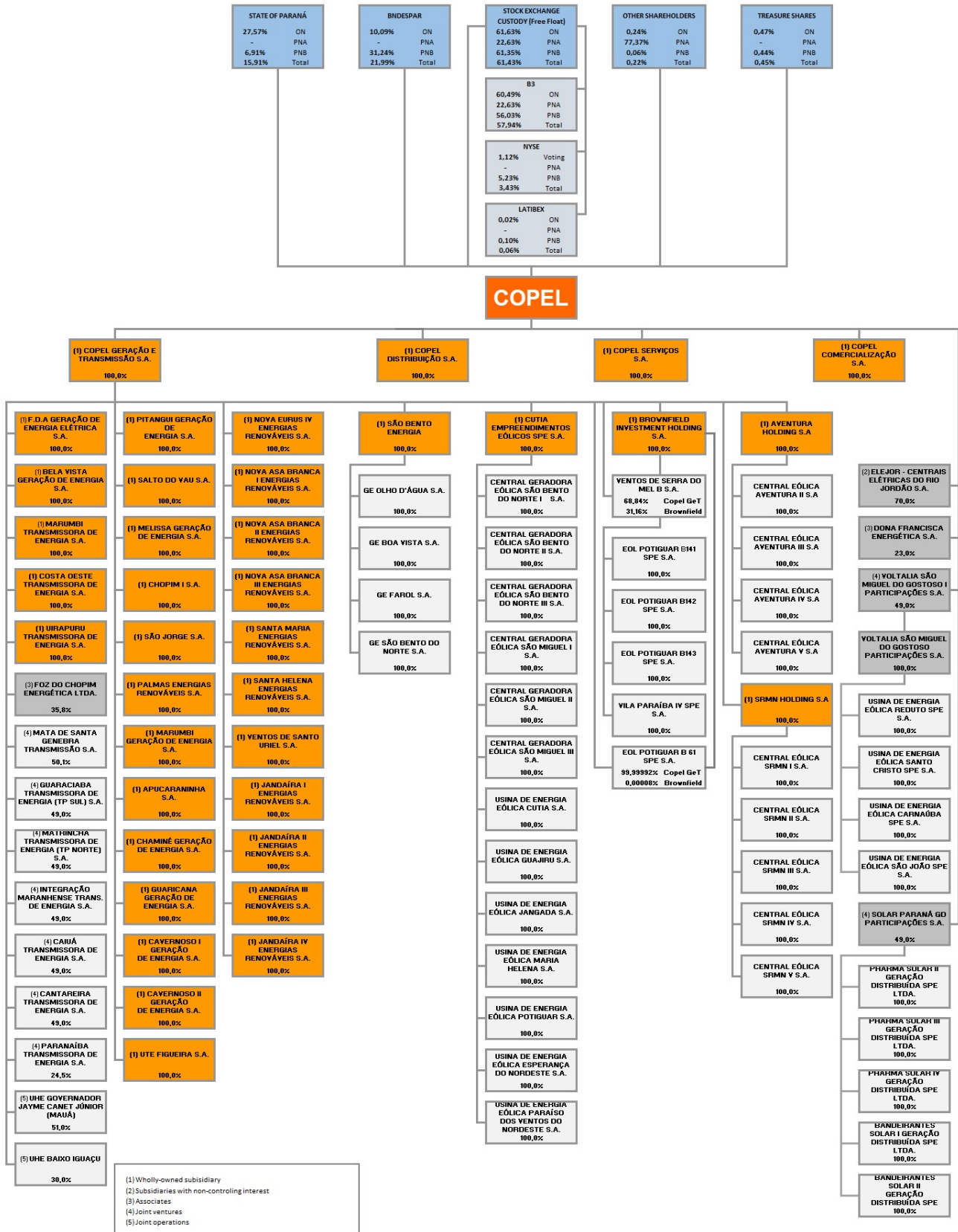
Como resultado da reestruturação iniciada em 2001, a Copel atualmente tem quatro subsidiárias integrais principais nos setores de geração, transmissão, distribuição e comercialização, a saber: Copel Geração e Transmissão, Copel Distribuição, Copel Comercialização e Copel Serviços. Finalmente, a Copel detém 100% de participação acionária em várias outras Sociedades de Propósito Específico - SPEs..

- Em 2007, dividimos os ativos do nosso negócio de transmissão (Copel Transmissão S.A.) entre o nosso negócio de distribuição (Copel Distribuição S.A.) e o nosso negócio de geração (Copel Geração S.A., renomeado para Copel Geração e Transmissão S.A. ou “Copel GeT”).
- Em 2016, mudamos o nome corporativo da Copel Participações S.A. para Copel Comercialização S.A. e seu propósito corporativo para a venda de energia e prestação de serviços relacionados, a fim de fortalecer nosso posicionamento no mercado de comércio de energia e permitir maior eficiência na venda de energia.
- Em 2017, para otimizar a gestão das atividades operacionais, realizamos uma reestruturação organizacional da nossa subsidiária integral Copel Renováveis S.A., cujas atividades foram absorvidas pela Copel GeT.
- Em 2018, a Copel GeT celebrou um Acordo de Troca de Ações com a Eletrosul com relação às joint ventures Costa Oeste Transmissora de Energia S.A. (51% - Copel GeT e 49% - Eletrosul), Marumbi Transmissora de Energia S.A. (80% - Copel GeT e 20% - Eletrosul) e Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A. (20% - Copel GeT e 80% - Eletrosul). Como resultado, a Copel GeT adquiriu 100% nas joint ventures Costa Oeste e Marumbi, e a Eletrosul adquiriu 100% na Transmissora Sul Brasileira.
- Em 2019, a Copel GeT adquiriu 100% da SPE Uirapuru Transmissora de Energia S.A. da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. e da Fundação Eletrosul de Previdência e Assistência Social - Elos.
- Em 2019, a Copel GeT, por meio de um consórcio com sua subsidiária Cutia Empreendimentos Eólicos, participou do novo leilão de geração de energia A-6 e vendeu 14,4 MW médios do Complexo Eólico Jandaíra. O Complexo Eólico Jandaíra, com 90,1 MW de capacidade instalada e 46,9 MW de Energia Segura, foi construído no Rio Grande do Norte, uma região onde temos outros ativos de geração eólica. O projeto entrou em operação, de forma escalonada, em 2022, com entrada em operação comercial prevista para mais de dois anos.
- Em agosto de 2021, concluímos a venda de toda a nossa participação acionária na Copel Telecomunicações S.A. (Copel Telecom), responsável por nossas atividades de telecomunicação, para o Bordeaux Multi-Strategic Investment Fund – Bordeaux Fundo de Investimentos em Participações Multiestratégia, por um preço de compra de R\$ 2,5 bilhões. A venda foi feita após um leilão que realizamos na [B]³ em novembro de 2020.
- Em novembro de 2021, concluímos a aquisição do Vilas Wind Power Complex (“Vilas Complex”) com um valor empresarial de R\$ 1,1 bilhão. Como o projeto é parcialmente financiado pelo Banco do Nordeste (“BNB”), sob um contrato de empréstimo de longo prazo com vencimento final em 2040, o valor total pago na aquisição foi de R\$ 597,7 milhões.
- Em janeiro de 2023, concluímos a aquisição dos Complexos Eólicos Aventura e Santa Rosa e Mundo Novo por R\$ 1.760,6 milhões. Com a adição dessa capacidade, a energia eólica agora representa 17% de nosso portfólio de geração, beneficiando seu portfólio com o aumento da energia incentivada e a redução da exposição ao risco hidrológico.
- Em novembro de 2023, renovamos a concessão para três grandes usinas hidrelétricas (“UHEs”), Governador Bento Munhoz da Rocha Netto (“UHE Foz do Areia”), Governador Ney Aminthas de Barros Braga (“UHE Segredo”) e Governador José Richa (“UHE Salto Caxias”). Esse foi um passo fundamental para garantir um novo contrato de concessão de 30 anos para essas hidrelétricas.
- Em agosto de 2023, concluímos nosso processo de transformação em uma corporação com capital disperso e sem um acionista controlador. Com a conclusão da oferta, o Estado do Paraná reduziu sua participação em direitos de voto de 69,66% para aproximadamente 27,6%. Como resultado, deixamos de ser uma empresa de capital misto sob a administração pública indireta do Estado do Paraná, e não estamos vinculados ao disposto na Lei Federal nº 13.303/2016, conhecida como Lei das Estatais.
- Em 16 de setembro de 2024, concluímos a alienação de toda a nossa participação de 51% na Companhia Paranaense de Gás – Compagas (“Compagas”), parte de nosso Planejamento Estratégico Corporativo – Visão 2030, fortalecendo os pilares para a continuidade e o crescimento sustentável de nossos negócios, com foco na energia elétrica.
- Em 1º de julho de 2024, vendemos nossa participação de 81,2% na usina termelétrica UEGA para a Âmbar Energia S.A. por R\$ 261,4 milhões. Essa alienação também fez parte de nossa estratégia para descarbonizar nossa matriz de geração. In julho de 2024, a transação foi fechada, garantindo à empresa uma matriz de geração operacional 100% renovável.

- Em 12 de dezembro de 2024, firmamos um acordo com a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras e sua subsidiária Eletrobras. para a transferência de toda a participação de 49% da Eletrobras na usina hidrelétrica de Mauá e toda a sua participação de 49,9% na empresa de transmissão Mata de Santa Genebra S.A., consolidando assim 100% da propriedade de ambos os ativos para a Copel para a usina hidrelétrica Colíder e R\$ 365,0 milhões em dinheiro para a Eletrobras Esse descruzamento de ativos teve como objetivo otimizar nosso portfólio, gerar sinergias simplificando a estrutura operacional e administrativa e permitindo que a empresa compense aproximadamente R\$ 170 milhões em prejuízos fiscais relacionados ao impairment de Colíder.
- Em 18 de novembro de 2024, renovamos por 30 anos as concessões para a geração de energia elétrica para a UHE Foz do Areia, UHE Segredo e UHE Salto Caxias, por um valor combinado de aproximadamente R\$ 4,1 bilhões.
- Em 25 de novembro de 2024, nosso Conselho de Administração aprovou a criação do primeiro programa de recompra de ações para ações preferenciais comuns e de classe B (“Programa de recompra de ações”). O Programa de Recompra de Ações envolverá a aquisição de ações da Copel para retenção, cancelamento ou venda de tesouraria, sem reduzir nosso capital social, bem como para cumprir o plano de concessão de ações restritas e ações restritas para o plano de desempenho.
- Atualmente, temos quatro subsidiárias integrais: Copel Geração e Transmissão S.A., Copel Distribuição S.A., Copel Comercialização S.A. (“Copel Mercado Livre”) e Copel Serviços S.A. (“Copel SER”) Atualmente detemos 100% das ações de várias Sociedades de Propósito Específico - SPEs. .

A organização atual do nosso grupo está descrita abaixo. Todas as nossas subsidiárias são incorporadas no Brasil e estão sujeitas à legislação brasileira.

Organizational structure on February 28, 2025



NEGÓCIOS

No passado, nossos negócios de geração e distribuição eram integrados, e vendíamos a maior parte da energia elétrica que gerávamos aos clientes do nosso negócio de distribuição. Isso mudou como resultado da implementação da Lei do Novo Modelo da Indústria, promulgada em 2004. Hoje, leilões abertos no mercado regulado são um dos principais canais pelos quais nosso negócio de distribuição compra energia para revender aos clientes cativos e um dos canais pelos quais nosso negócio de geração gera receitas. Nosso negócio de geração vende energia para o nosso negócio de distribuição apenas através de leilões no mercado regulado. Além disso, nosso negócio de distribuição, como outras empresas de distribuição brasileiras, também é obrigado a comprar energia da hidrelétrica de Itaipu, em uma quantidade determinada pelo governo brasileiro com base em nossa participação proporcional no mercado de energia elétrica brasileiro. Para obter mais informações, consulte “Item 4. Informações sobre a empresa – a indústria brasileira de energia elétrica.”

A tabela a seguir mostra: nos últimos três anos, a energia elétrica total (i) que geramos por meio de entidades nas quais temos uma participação acionária de 100,0% e os 51,0% e 30,0% de energia gerada pelas usinas hidrelétricas Mauá e Baixo Iguaçu, respectivamente (correspondendo aos juros que mantemos em cada um desses ativos), (ii) compramos, dividido pela quantidade total de energia elétrica gerada e comprada pela Copel Geração e Transmissão e nossas instalações de geração de parques eólicos descritas abaixo (“Wind Farms”) e (iii) pela quantidade total de energia elétrica comprada pela Copel Distribuição e Copel Mercado Livre”.

	Ano encerrado em 31 de dezembro		
	2024	2023	2022
	(GWh)	(GWh)	(GWh)
Copel Geração e Transmissão⁽¹⁾			
Eletricidade gerada ⁽²⁾	23.920	21.845	21.936
Eletricidade comprada da Copel Comercialização	574	398	1.208
Eletricidade comprada de outras pessoas	134	134	134
Eletricidade comprada no Spot Market – CCEE	0	296	63
Eletricidade recebida do sistema interconectado	238	220	1.659
Total de energia elétrica gerada e comprada pela Copel Geração e Transmissão	24.866	22.893	25.000
Estações eólicas⁽¹⁾			
Eletricidade gerada ⁽²⁾	3.443	4	2.785
Eletricidade comprada de outras pessoas	257	127	108
Eletricidade total gerada e comprada por parques eólicos	3.700	4.079	2.893
Copel Distribuição			
Eletricidade comprada da Itaipu ⁽³⁾	4.560	4.761	5
Eletricidade comprada da Leilão – CCEAR – afiliadas	249	233	155
Eletricidade comprada da Leilão – CCEAR – outro	13.812	13.142	12.354
Eletricidade comprada da Mechanism for Compensation of Surpluses and Deficits of New Energy (MCSD-EN))	52	69	392
Eletricidade comprada no Spot Market – CCEE	373	0	0
Eletricidade comprada de outras pessoas	5.190	6	7.270
Eletricidade total comprada pela Copel Distribuição	24.236	24.072	25.443
Copel Comercialização			
Eletricidade comprada da Copel Geração e Transmissão	13.506	12.778	14.211
Eletricidade comprada de outras pessoas	8.972	9.581	10.594
Eletricidade comprada no Spot Market – CCEE	0	91	12
Eletricidade total comprada pela Copel Comercialização	22.478	22.450	24.817
Eletricidade total gerada e comprada pela Copel Geração e Transmissão, Copel Distribuição, Wind Farms e Copel Comercialização (excluindo transações intragrupo)	60.705	59.979	62.521

(1) Adotamos os critérios estabelecidos pela CCEE para determinar os fluxos de energia nas transações de venda e compra.

(2) Inclui as perdas elétricas de fiação e estação de interconexão e perdas técnicas ao fornecer energia ao sistema interconectado.

(3) As empresas de distribuição que operam sob concessões nas regiões Centro-Oeste, Sul e Sudeste do Brasil compram energia elétrica gerada por Itaipu.

A tabela a seguir mostra o total de energia elétrica que vendemos para clientes livres, clientes cativos, distribuidores, comercializadoras de energia e outros provedores de serviços públicos no sul do Brasil por meio do sistema de transmissão interconectada nos últimos três anos.

	Ano encerrado em 31 de dezembro		
	2024	2023	2022
	(GWh)	(GWh)	(GWh)
Copel Geração e Transmissão⁽¹⁾			
Eletricidade entregue a clientes gratuitos	0	—	—
Eletricidade entregue em acordos bilaterais (Copel Comercialização)	13.053	12.180	13.893
Eletricidade entregue em acordos bilaterais	167	270	258
Eletricidade entregue em leilão – afiliadas CCEAR ⁽²⁾	127	122	123
Eletricidade fornecida em leilão – CCEAR – outro ⁽²⁾	2.345	3.772	2.215
Eletricidade entregue no Mercado Spot – CCEE ⁽²⁾	386	188	854
Eletricidade fornecida ao sistema interconectado	8.788	6.361	7.657
Eletricidade total fornecida pela Copel Geração e Transmissão	24.866	22.893	25.000
Estações eólicas⁽¹⁾			
Eletricidade entregue em leilão – CCEAR – afiliadas	131	111	32
Eletricidade entregue em acordos bilaterais	1.036	1.219	856
Eletricidade entregue em leilão – CCEAR – outro	2.507	2.201	1.289
Eletricidade fornecida em leilão – CER – outro	924	916	916
Eletricidade entregue no Mercado Spot – CCEE ⁽²⁾	-69	-2	122
Eletricidade total fornecida por parques eólicos	4.529	4.445	3.215
Copel Distribuição			
Eletricidade entregue a clientes cativos	21.285	20.173	19.370
Eletricidade entregue a distribuidores no Estado do Paraná	80	89	91
CCEE ⁽³⁾	1.812	2.383	4.010
Eletricidade total fornecida pela Copel Distribuição	23.177	22.645	23.471
Copel Comercialização			
Eletricidade entregue a clientes gratuitos	10.565	11.884	11.498
Eletricidade entregue em acordos bilaterais (Copel GeT)	820	504	1.208
Eletricidade entregue em acordos bilaterais	10.926	9.819	11.949
Eletricidade entregue no Mercado Spot – CCEE	167	243	162
Eletricidade total fornecida pela Copel Comercialização	22.478	22.450	24.817
Total de energia elétrica que vendemos para clientes livres, clientes cativos, distribuidores, comercializadoras de energia e outros provedores de serviços públicos⁽⁴⁾	75.050	72.433	76.503

(1) Adotamos os critérios estabelecidos pela CCEE para determinar os fluxos de energia nas transações de venda e compra.

(2) As quantidades do Mercado Spot indicadas como inferiores a zero (números negativos) não são consideradas como energia elétrica vendida nem como energia elétrica entregue no MRE.

(3) Inclui o Spot Market, MCSD EN e MVE.

(4) Inclui transações intragrupo.

Geração

Em 31 de dezembro de 2024, a capacidade total instalada de todos os ativos de geração nos quais mantemos ações ou os direitos sob concessões era de 6.573 MW.

Em 31 de dezembro de 2024, a capacidade total instalada de todos os nossos ativos de geração de energia era de 6.573 MW. Considerando apenas as entidades que operamos (só ou sob consórcio), incluindo 100% da energia produzida por aquelas em que temos uma participação acionária de 100,0% e 51,0% e 30,0% da energia gerada pelas usinas hidrelétricas Mauá e Baixo Iguaçu, respectivamente (correspondendo ao interesse que mantemos em cada um desses ativos), operamos e vendemos energia através de 20 hidrelétricas, [43] usinas eólicas e uma usina termoeétrica, com uma capacidade total instalada de 6.308,9 MW. Nossa garantia física totalizou 2.759 MW em média em 2024. Nossa geração varia anualmente devido a condições hidrológicas e outros fatores. Geramos 28.148 GWh em 2024, 25.122,8 GWh em 2023, 25.299 GWh em 2022.

A geração de energia elétrica em nossas usinas é supervisionada, coordenada e operada pelo nosso Centro de Operação de Geração e Transmissão na cidade de Curitiba. Este centro de operações é responsável por coordenar as operações relacionadas à maior parte da nossa capacidade total instalada, incluindo algumas das usinas nas quais temos apenas participações parciais.

Em 2021, a ANEEL nos concedeu a prorrogação da concessão das seguintes usinas de energia para compensar a assunção de riscos não hidrológicos (fornecidos no Mecanismo de Realocação de Energia ou MRE adotado pelo governo nos termos da Lei nº 14.052/2020):

Usina de energia	Extensão da concessão (dias)	Autorização
Apucarantina	472	Resolução no 12.255/2022
Cachoeira Capivari	2.555	Resolução no 12.255/2022
Cavernoso	898	Resolução no 11.345/2022
Cavernoso 2	1.742	Resolução no 11.345/2022
Chamina	717	Resolução no 11.345/2022
Colíder	13	Resolução no 12.255/2022
Derivação do Rio Jordão	949	Resolução no 12.255/2022
Foz do Areia	461	Resolução no 11.345/2022
Guaricana	705	Resolução no 11.345/2022
Mauá	2.083	Resolução no 14.896/2023
Caxias de Salto	1.051	Resolução no 11.345/2022
São Jorge	598	Resolução no 12.255/2022
Segredo	1.045	Resolução no 11.345/2022
Baixo Iguaçu	34	Resolução no 11.345/2022
Fundão	1.110	Resolução no 11.345/2022
Santa Clara	1.078	Resolução no 11.345/2022
Dona Francisca*	1.485	Resolução no 11.132/2022
Arturo Andreoli*	844	Resolução no 14.896/2023

* Associados

Instalações de geração hidrelétrica

A tabela a seguir apresenta certas informações relacionadas às nossas principais hidrelétricas em operação durante 2024:

Usina	Capacidade instalada	Garantia física ⁽¹⁾	Colocado em serviço	Fim da concessão
	(MW)	(MW médio)		
Foz do Areia	1.676,0	567,6	1980	Novembro de 2054
Segredo	1.260,0	552,8	1992	Novembro de 2054
Caxias de Salto	1.240,0	553,3	1999	Novembro de 2054
Cachoeira Capivari	260,0	103,6	1972	Janeiro de 2053
Mauá ⁽²⁾	184,1 ⁽³⁾	96,14	2012	Junho de 2049
Baixo Iguaçu	105,1 ⁽⁴⁾	51,72	2019	Dezembro de 2049
Colíder ⁽²⁾	300,0	178,1	2019	Janeiro de 2046
Outros	132,5	77,1	N/A	N/A

(1) Valores usados para determinar volumes comprometidos para venda.

(2) Adquirida em dezembro de 2024 pela Eletrobrás. Consulte o "ITEM 4. INFORMAÇÕES SOBRE A EMPRESA - A Empresa - Estrutura Corporativa"

(3) Corresponde a 51,0% da capacidade instalada da planta (361,1 MW), correspondendo ao interesse que temos nesta planta, à medida que operamos esta planta através de um consórcio.

(4) Corresponde a 30,0% da capacidade instalada da planta (350,2 MW), correspondendo ao interesse que temos nesta planta, à medida que operamos esta planta através de um consórcio.

Governador Bento Munhoz da Rocha Netto (UHE Foz do Areia) A UHE Foz do Areia está localizada no Rio Iguaçu, a aproximadamente 350 quilômetros a sudoeste da cidade de Curitiba. A concessão foi renovada em 19 de novembro de 2024, nos termos do Contrato de Concessão 01/2024, e está prevista para expirar em novembro de 2054.

Governador Ney Aminthas de Barros Braga (UHE Segredo) e **Governador José Richa (UHE Salto Caxias)**. A UHE Segredo está localizada no Rio Iguaçu, a aproximadamente 370 quilômetros a sudoeste da cidade de Curitiba. A UHE Salto Caxias está localizada no Rio Iguaçu, a aproximadamente 600 quilômetros a sudoeste da cidade de Curitiba. Essas concessões foram renovadas em 2024, nos termos dos Contratos de Concessão 01/2024 e 02/2024, e devem expirar em novembro de 2054.

Governador Pedro Viriato Parigot de Souza (UHE Capivari - Cachoeira) A UHE Capivari - Cachoeira é a maior hidrelétrica subterrânea do sul do Brasil. O reservatório está localizado no Rio Capivari, a aproximadamente 50 quilômetros ao norte da cidade de Curitiba, e a estação de energia está localizada no Rio Cachoeira, a aproximadamente 15 quilômetros do reservatório.

O acordo de concessão atual com a ANEEL para continuar a operar esta planta sob um regime de operação e manutenção até 5 de janeiro de 2046. Pagamos R\$ 574,8 milhões como bônus de assinatura para esta concessão e recebemos uma receita anual de geração ("RAG") de R\$ 144,1 milhões sujeita a um ajuste de tarifa anual. Em 2024, a AGR foi ajustada para R\$ 167,9 milhões para o período de julho de 2024 a junho de 2025, de acordo com a Resolução ANEEL nº 3353/2024.

A UHE Capivari Cachoeira tem 260,0 MW de capacidade instalada e garantia física de 103,6 MW. Desde 1º de janeiro de 2017, 70,0% da energia gerada por esta planta foi alocada em cotas para o mercado regulado. A Copel GeT não assumirá mais o risco hidrológico para a energia alocada nas cotas sob o MRE associado à Capivari Cachoeira até 5 de janeiro de 2046. A partir dessa data até 3 de janeiro de 2053, a usina elétrica operará inteiramente no Mercado Livre.

Mauá. A usina hidrelétrica Jayme Canet Júnior ("UHE Mauá") está localizada no Rio Tibagi, no Estado do Paraná. Ele foi construído entre 2008 e 2012 pelo Consórcio Energético Cruzeiro do Sul, no qual temos uma participação de 51,0% e a CGT Eletrosul detém os 49,0% restantes. A instalação está localizada a aproximadamente 250 quilômetros de Curitiba, no Município de Telêmaco Borba. Consulte "ITEM 4. INFORMAÇÕES SOBRE A EMPRESA - A Empresa - Estrutura Corporativa"

Colíder. A UHE Colíder possui capacidade instalada de 300,0 MW e está localizada no Rio Teles Pires, no Estado do Mato Grosso, entre os municípios de Nova Canaã do Norte e Itaúba, sendo que os municípios de Colíder e Cláudia também são afetados pelo reservatório. A construção da planta começou em 2011 e o trabalho foi totalmente concluído em 2019. A primeira unidade geradora entrou em operação comercial em 9 de março de 2019 e a última unidade começou a operar em 21 de dezembro de 2019. Consulte o “ITEM 4. INFORMAÇÕES SOBRE A EMPRESA - A Empresa - Estrutura Corporativa”

Baixo Iguaçu. A UHE Baixo Iguaçu tem capacidade instalada de 350,2 MW e está localizada no Rio Iguaçu, nos municípios de Capanema, Capitão Leonidas Marques, Planalto, Realeza e Nova Prata do Iguaçu, Estado do Paraná. A UHE Baixo Iguaçu é o último grande projeto de energia planejado para o principal Iguaçu e está localizado a cerca de 30 km a jusante da UHE Salto Caxias. Foi construído por um consórcio no qual a Copel GeT detém 30% de participação e a Geração Céu Azul S.A. detém os 70,0% restantes. Essa usina de energia entrou em operação em 10 de abril de 2019.

Além de nossas instalações de geração, temos participação acionária em várias outras empresas de geração hidrelétrica, conforme detalhado abaixo.

Bela Vista. A Pequena Central Hidrelétrica - PCH Bela Vista tem 29,8 MW de capacidade instalada e 18,6 MW médio de energia assegurada e está em construção no rio Chopim, nos municípios de São João e Verê, localizados no sudoeste do Estado do Paraná. O contrato de venda de energia entra em vigor desde 1º de janeiro de 2024, por um período de 30 anos e estará sujeito a um ajuste anual pelo IPCA. A construção desta unidade começou no primeiro semestre de 2019 e a terceira unidade de geração de energia iniciou as operações em 12 de agosto de 2021, totalizando 29,3 MW em operação comercial (correspondendo a 98,3% da capacidade total da planta). A unidade restante com capacidade complementar de 0,5 MW iniciou sua operação em 7 de junho de 2023.

Entre 2004 e 2010, éramos obrigados por lei a manter a maioria das ações com direito a voto de qualquer empresa na qual tínhamos uma participação acionária. A partir de 2010, tornou-se possível mantermos participações não controladoras em empresas.

A tabela a seguir apresenta informações sobre as usinas de geração hidrelétrica nas quais tínhamos participação acionária parcial em 31 de dezembro de 2024:

Usina	Capacidade instalada (MW)	Garantia física (MW médio)	Colocado em serviço	Nossa propriedade (%)	A concessão expira
Instalações Elejor					
Santa Clara e Fundão	240,34	128,1	Agosto de 2005 Junho de 2006	70,0	Mai e junho de 2040
Santa Clara I e Fundão I	6,07	4,9	Agosto de 2005 Dezembro de 2006	70,0	Indefinitivamente
Dona Francisca	125,0	72,5	Fevereiro de 2001	23,0	Setembro de 2037
PCH Arturo Andreoli (Foz do Chopim)	29,1	20,4	Outubro de 2001	35,8	Julho de 2034
UHE Baixo Iguaçu	350,2	172,4	Abril de 2019	30,0	Novembro de 2049

Elejor. A Elejor é composta pelas usinas hidrelétricas de Santa Clara e Fundão, ambas localizadas no Rio Jordão, no estado do Paraná. A capacidade total agregada instalada das unidades é de 246,41 MW, que inclui duas unidades menores de geração hidrelétrica instaladas no mesmo local. A Elejor assinou um acordo de concessão com prazo de 35 anos para as usinas de Santa Clara e Fundão em outubro de 2001. Em 31 de dezembro de 2024, possuímos 70,0% das ações ordinárias da Elejor, e a Paineira Participações os 30,0 % restantes.

A Elejor é obrigada a fazer pagamentos mensais ao governo brasileiro pelo uso de recursos hidrelétricos, que em 2001 totalizaram R\$ 19,0 milhões. Esse valor é ajustado anualmente pelo índice IGP-M.

Desde 2019, a Elejor vende energia no Mercado Livre. In 2024, a receita operacional líquida e o prejuízo líquido da Elejor foram de R\$ 91,4 milhões e R\$ 89,3 milhões, respectivamente, enquanto em 2023 sua receita operacional líquida e prejuízo líquido foram de R\$ 140,8 milhões e R\$ 2,9 milhões, respectivamente.

Dona Francisca. Detemos 23,03% das ações ordinárias da Dona Francisca Energética S.A. (“DFESA”). Os outros acionistas são a Gerdau S.A. com participação de 51,82%, a Celesc S.A. com participação de 23,03% e a Statkraft S.A. com participação de 2,12%. A usina hidrelétrica DFESA está localizada no Rio Jacuí, no estado do Rio Grande do Sul. A planta iniciou as operações completas em 2001. Em abril de 2015, assinamos um novo contrato de compra de energia de dez anos com a DFESA, avaliado em R\$ 17 milhões anualmente, sob o qual compramos 23,03% da Garantia Física da DFESA (proporcional à nossa participação). Em 2024, a receita operacional líquida e a receita líquida da DFESA foram de R\$ 66,3 milhões e R\$ 23,2 milhões, respectivamente, enquanto em 2023 sua receita operacional líquida e receita líquida foram de R\$ 66,2 milhões e R\$ 23,2 milhões, respectivamente.

PCH Arturo Andreoli (“Foz do Chopim” Usina Hidroelétrica). A Hidrelétrica Foz do Chopim está localizada no Rio Chopim, no estado do Paraná. Temos 35,8% das ações ordinárias da Foz do Chopim Energética Ltda., a entidade proprietária da Foz do Chopim Hydroelectric Plant. A Silea Participações Ltda. possui os 64,2% restantes. A operação e manutenção da Hidrelétrica Foz do Chopim é realizada pela Copel Geração e Transmissão S.A. Os contratos de fornecimento de energia foram executados a uma Tarifa Média de R\$220,07/MWh. A Foz do Chopim Energética Ltda. também teve autorização para operar a PCH Bela Vista, uma usina hidrelétrica localizada no mesmo rio e com capacidade semelhante, que foi transferida para a Bela Vista Geração de Energia S.A. (“Bela Vista Geração”), por meio da Resolução Autorizativa da ANEEL nº 7.802/2019. Em 2024, a receita operacional líquida e a receita líquida da Foz do Chopim foram de R\$ 53,4 milhões e R\$ 40,3 milhões, respectivamente, enquanto em 2023 sua receita operacional líquida e receita líquida foram de R\$ 60,6 milhões e R\$ 46,5 milhões, respectivamente.

Instalações de geração de parques eólicos

Desde 2013, temos expandido nossa capacidade de geração de energia e diversificado nossa matriz energética por meio do desenvolvimento de fontes de energia renováveis, como a construção e aquisição de parques eólicos no Estado do Rio Grande do Norte. A tabela a seguir apresenta certas informações relacionadas às nossas plantas de parques eólicos em operação a partir de 31 de dezembro de 2024:

Usina	Capacidade instalada (MW)	Garantia Física (MW médio)	Início das operações	A concessão expira
São Bento Energia	94,0	38,1		
Boa Vista	14,0	5,2	Fevereiro de 2015	Abril de 2046
Olho d'Água	30,0	12,8	Fevereiro de 2015	Junho de 2046
São Bento do Norte	30,0	11,3	Fevereiro de 2015	Maior de 2046
Farol	20,0	8,8	Fevereiro de 2015	Abril de 2046
Complexo Eólico Potiguar Copel Brisa	183,6	89,4		
Asa Branca I	27,0	12,1	Agosto de 2015	Abril de 2046
Asa Branca II	27,0	11,9	Setembro de 2015	Maior de 2046
Asa Branca III	27,0	12,3	Setembro de 2015	Maior de 2046
Eurus IV	27,0	12,4	Agosto de 2015	Abril de 2046
Santa Maria	29,7	15,7	Abril de 2015	Maior de 2047
Santa Helena	29,7	16,0	Maior de 2015	Abril de 2047
Ventos de Santo Uriel	16,2	9,0	Maior de 2015	Abril de 2047
Voltália São Miguel do Gostoso I⁽¹⁾	108,0	57,1		
Carnaúbas	27,0	13,1	Junho de 2017	Abril de 2047
Reduto	27,0	14,4	Junho de 2015	Abril de 2047
Santo Cristo	27,0	15,3	Junho de 2015	Abril de 2047
São João	27,0	14,3	Junho de 2015	Março de 2047
Eólicos de Cutia Empreendimentos	180,6	71,4		
Cútia sonhada	23,1	9,6	Dezembro de 2018	Janeiro de 2042
Guajiru dos sonhos	21,0	8,3	Dezembro de 2018	Janeiro de 2042
Esperança do Nordeste	27,3	9,1	Dezembro de 2018	Maior de 2050

GE Jangada	27,3	10,3	Dezembro de 2018	Janeiro de 2042
GE Maria Helena	27,3	12,0	Dezembro de 2018	Janeiro de 2042
GE Paraíso dos Ventos do Nordeste	27,3	10,6	Janeiro de 2019	Maió de 2050
Potiguar	27,3	11,5	Dezembro de 2018	Maió de 2050
Bento Miguel	132,3	58,7		
São Bento do Norte I	23,1	10,1	Janeiro de 2019	Agosto de 2050
São Bento do Norte II	23,1	10,8	Janeiro de 2019	Agosto de 2050
São Bento do Norte III	23,1	10,2	Abril de 2019	Agosto de 2050
São Miguel I	21,0	9,3	Fevereiro de 2019	Agosto de 2050
São Miguel II	21,0	9,1	Fevereiro de 2019	Agosto de 2050
São Miguel III	21,0	9,2	Fevereiro de 2019	Agosto de 2050
Complexo Vilas	186,7	98,6		
Vila Maranhão I	3.195,0	17,8	Fevereiro de 2021	Janeiro de 2054
Vila Maranhão II	3.195,0	17,8	Março de 2021	Janeiro de 2054
Vila Maranhão III	3.195,0	16,6	Setembro de 2020	Janeiro de 2054
Vila Ceará I	3.195,0	17,8	Dezembro de 2020	Janeiro de 2054
Ventos de Vila Mato Grosso I	5.891,0	28,6	Junho de 2021	Dezembro de 2054
Aventura	105,0	65,0		
Aventura II	21,0	13,1	Julho de 2021	Junho de 2053
Aventura III	25,2	15,5	Julho de 2021	Junho de 2053
Aventura IV	29,4	18,5	Julho de 2021	Junho de 2053
Aventura V	29,4	17,9	Julho de 2021	Junho de 2053
Santa Rosa e Mundo Novo	155,4	92,8		
Santa Rosa e Mundo Novo I	33,6	17,3	Fevereiro de 2022	Junho de 2053
Santa Rosa e Mundo Novo II	29,4	17,2	Dezembro de 2021	Junho de 2053
Santa Rosa e Mundo Novo III	33,6	21,5	Janeiro de 2022	Junho de 2053
Santa Rosa e Mundo Novo IV	33,6	21,0	Janeiro de 2022	Junho de 2053
Santa Rosa e Mundo Novo V	25,2	15,8	Dezembro de 2021	Junho de 2053
Jandaíra	90,1	46,9		
Jandaíra I	1.039,0	5,6	Novembro de 2022	Abril de 2055
Jandaíra II	2.426,0	12,3	Outubro de 2022	Abril de 2055
Jandaíra III	2.772,0	14,8	Novembro de 2022	Abril de 2055
Jandaíra IV	2.772,0	14,2	Outubro de 2022	Abril de 2055
Palmas ⁽²⁾	2,5	0,4	Fevereiro de 1999	Setembro de 2029

(1) Temos uma participação de 49,0% na Voltália São Miguel do Gostoso.

(2) A planta faz parte do processo de alienação de ativos de geração, conforme Fato Material no 10/2024

São Bento Energia. Em fevereiro de 2015, os quatro parques eólicos (Boa Vista, Olho d'Água, São Bento do Norte e Farol) que fazem parte do Complexo dos Parques Eólicos de São Bento, localizado no Estado do Rio Grande do Norte, começaram a operar, com capacidade instalada de 94 MW e garantia física média de 38,1 MW. Em agosto de 2010, 43,7 MW médios foram vendidos para quinze concessionárias de distribuição em leilões públicos da ANEEL a um preço médio ponderado de R\$ 133,97/MWh (ajustado anualmente pelo índice IPCA). A energia gerada por esses parques eólicos é vendida por meio de contratos de 20 anos.

Complexo Eólico Potiguar Copel Brisa. Em outubro de 2015, concluímos a implementação do Complexo Eólico Brisa Potiguar com uma capacidade instalada de 183,6 MW e garantia física média de 89,4 MW. Uma garantia física de 57,7 MW (de Asa Branca I, Asa Branca II, Os parques eólicos Asa Branca III e Eurús IV) foram contratados por distribuidores de energia elétrica no leilão de energia alternativa em agosto de 2010 a um preço médio ponderado de R\$ 135,40/MWh (ajustado anualmente pelo índice de inflação IPCA) e uma garantia física de 40,7 MW (das eólicas Santa Helena, Santa Maria e Ventos de Santo Uriel) foi contratada no 4o Leilão de Energia Reserva realizado em agosto de 2011 a um preço médio ponderado de R\$101,81/MWh (ajustado anualmente pelo índice de inflação IPCA). A energia a ser gerada foi vendida por meio de contratos de 20 anos com pagamentos a partir de abril de 2015.

Voltália São Miguel do Gostoso I. Em junho de 2014, adquirimos uma participação de 49,0% no Complexo da Fazenda Eólica São Miguel do Gostoso I, no Estado do Rio Grande do Norte. O complexo eólico São Miguel do Gostoso tem 108,0 MW de capacidade instalada e garantia física média de 57,1 MW, e sua energia foi vendida no 4o Leilão de Energia Reserva a um preço médio de R\$ 98,92/MWh por meio de contratos de 20 anos. Em abril de 2015, concluímos a construção desse complexo de parques eólicos e a ANEEL, em julho e agosto de 2015, classificou-o como pronto para operação comercial. Esse complexo de parques eólicos começou a produção em junho de 2017 após a conclusão das linhas de transmissão necessárias.

Cútia. Cútia Empreendimentos Eólicos, que é o nosso maior negócio de parques eólicos, é dividido em dois grandes complexos, totalizando 312,9 MW de capacidade instalada: (a) Complexo de Cútia, composto por sete parques eólicos (Guajiru, Jangada, Potiguar, Cútia, Maria Helena, Esperança do Nordeste e Paraíso dos Ventos do Nordeste), com uma capacidade total instalada de 180,6 MW, 71,4 MW médio de Energia Assegurada e localizada no Estado do Rio Grande do Norte; e (b) Bento Miguel Complexo, composto por seis parques eólicos (São Bento do Norte I, São Bento do Norte II, São Bento do Norte III, São Miguel I, São Miguel II e São Miguel III) com 132,3 MW de capacidade total instalada, 58,7 MW médios de garantia física e localizada no Estado do Rio Grande do Norte, na mesma região de outros complexos de parques eólicos que pertencem a nós. Em 31 de outubro de 2014, no 6o Leilão de Energia Reserva, vendemos 71,2 MW médios do Complexo Cútia por R\$ 144,00/MWh (preço máximo do leilão). Além disso, no 20º Leilão de Nova Energia (A-5), realizado em 28 de novembro de 2014, vendemos 54,8 MW médios dos seis parques eólicos Bento Miguel por R\$ 136,97/MWh, por meio de acordos de disponibilidade com um prazo de 20 anos.

Complexo Vilas. Em novembro de 2021, adquirimos 100% do Complexo Vilas, localizado no estado do Rio Grande do Norte, da Voltalia Energia do Brasil Ltda (“Voltália”). O complexo Vilas tem 186,7 MW de capacidade instalada e 98,6 MW médios de garantia física. O complexo Vilas vendeu 32,7 MW médios no 28o leilão de nova energia ao preço de R\$ 93,00/MWh, com oferta a partir de 2024, e 3,3 MW médios no 29o leilão de nova energia ao preço de R\$ 79,92/MWh, com oferta a partir de 2023. Os contratos de energia são válidos por 20 anos. O complexo Vilas está totalmente operacional.

Complexo Jandaíra. Em novembro de 2022, os quatro parques eólicos (Jandaíra I, Jandaíra II, Jandaíra III e Jandaíra IV), localizados no Estado do Rio Grande do Norte, com capacidade instalada de 90,09 MW e garantia física média de 46,2 MW, iniciaram as operações. Em outubro de 2019, 14,4 MW médios foram vendidos para nove concessionárias de distribuição em um Leilão de Nova Energia A-6 a um preço médio ponderado de R\$ 98,00/MWh (ajustado anualmente pelo índice IPCA). A energia gerada por esses parques eólicos é vendida por meio de contratos de 20 anos.

Complexo Aventura. Em janeiro de 2023, adquirimos 100% do Complexo Aventura, localizado no estado do Rio Grande do Norte, da EDP Renováveis S.A. (“EDPR”). O Complexo Aventura tem 105 MW de capacidade instalada e 65 MWm de Energia Segurada. O Complexo Aventura vendeu 53,6 MW no 26º Leilão de Nova Energia ao preço de R\$ 97,00/MWh, com oferta a partir de 2023. Os contratos de energia são válidos por 20 anos. O Complexo Aventura está totalmente operacional.

Complexo Santa Rosa e Mundo Novo. Em janeiro de 2023, adquirimos 100% do Complexo Santa Rosa e Mundo Novo, localizado no estado do Rio Grande do Norte, da EDP Renováveis S.A. (“EDPR”). O Complexo Santa Rosa e Mundo Novo tem 155,4 MW de capacidade instalada e 92,8 MWm de Energia Segurada. O Complexo Santa Rosa e Mundo Novo vendeu em média 67,1 MW no 26º Leilão de Nova Energia ao preço de R\$ 99,00/MWh, com oferta a partir de 2023. Os contratos de energia são válidos por 20 anos. O Complexo Santa Rosa e Mundo Novo está totalmente operacional.

Instalações de geração termoelétrica

A tabela a seguir apresenta certas informações sobre nossas usinas termoelétricas em operação a partir de 31 de dezembro de 2024:

Usina	Capacidade instalada (MW)	Garantia Física (MW médio)	Colocado em serviço	Nossa propriedade (%)	A concessão/ autorização expira
UTE Figueira	20,0	17,7	Abril de 1963	100,0	Março de 2019 ⁽¹⁾

(1) Em vista da ausência de termos para o novo contrato de concessão e nosso plano de descarbonização e alienação, exigimos à ANEEL a rescisão da concessão.

Figueira. A planta de Figueira, com capacidade instalada de usina termoelétrica a carvão de 20 MW, está localizada na cidade de Figueira, no nordeste do estado do Paraná (onde está localizada a principal bacia de carvão do Paraná), e está em processo de alienação pela empresa, sem contratos atuais de fornecimento de energia. A usina não está em operação comercial no momento.

Expansão e manutenção da geração de capacidade

Esperamos gastar R\$ 158,9 milhões em 2025 para expandir e manter nossa capacidade de geração, excluindo a participação em novos negócios, dos quais R\$ 82,1 milhões serão investidos em hidrelétricas e R\$ 76,8 milhões serão investidos em nossos parques eólicos. O valor restante será gasto em pequenas hidrelétricas e outros projetos.

Projetos de parques eólicos

A tabela a seguir apresenta informações sobre os complexos eólicos que adquirimos em janeiro de 2023, os complexos eólicos Santa Rosa & Mundo Novo (“SRMN”) e Aventura, anteriormente de propriedade da EDP Renováveis Brasil S.A. e totalizando 260,4 MW de capacidade instalada. A aquisição faz parte da nossa estratégia de crescimento em energia renovável, expande a diversificação da carteira de geração e está totalmente alinhada com sua Política de Investimento.

O valor total da transação (valor empresarial) foi de R\$ 1.760,6 milhões. A Copel GeT obteve financiamento de longo prazo, com vencimento final em 2043, junto ao Banco do Nordeste (“BNB”) para o projeto, com taxas de IPCA + 2,19% p.a. (Complexo Aventura) e IPCA + 1,98% p.a. (Complexo Santa Rosa e Mundo Novo).

Fazendas eólicas	Capacidade instalada (MW) ⁽¹⁾	Garantia física (MWmed)	Operação comercial	Comércio de energia - Ambiente de contratação regulamentado (ACR)					
				Leilão	Quantidade (MWmed)	Preço (R\$/MWh) ⁽²⁾	Início do fornecimen to	Fim do fornecimen to	Fim da autorização
Aventura II									
Aventura III			Operacional desde 21 de julho	A-6					
Aventura IV									
Aventura V	105	65		2017	53,6	134,22	Jan/23	Dez/42	2053
SRMN I									
SRMN II									
SRMN III			Operacional de 21/12 a 22/02	A-6					2053
SRMN IV									
SRMN V	155,4	92,8		2017	67,1	136,99	Jan/23	Dez/42	2052
Total/Média	260,4	157,8	—		120,7	135,76			

(1) Total de 62 turbinas eólicas usadas no projeto, fabricante Vestas modelo V 150.

(2) Data base 12/31/2024.

Projetos de desenvolvimento

Estamos focados em iniciativas para estudar a viabilidade técnica, econômica e ambiental da expansão de projetos existentes, particularmente projetos de geração hidrelétrica e a reestruturação corporativa de nossas participações, sempre com ênfase na criação de valor.

Em 2024, progredimos no desenvolvimento dos projetos de expansão de capacidade para a Usina Hidroelétrica Governador Bento Munhoz da Rocha Netto (GBM – Foz do Areia) e a Usina Hidroelétrica Governador Ney Braga (GNB – Segredo), visando à viabilidade futura desses projetos em leilões regulamentados, com o primeiro leilão programado para junho de 2025. Além disso, firmamos um swap de ativos com a Eletrobras em dezembro de 2024, no qual adquirimos a propriedade total da usina hidrelétrica de Mauá e da linha de transmissão Mata de Santa Genebra, para nossa participação na usina hidrelétrica de Colíder e contraprestação em dinheiro.

A tabela abaixo fornece informações sobre nossos projetos de geração propostos que são atualmente considerados viáveis do ponto de vista técnico, econômico, social, ambiental e de uso da terra, de acordo com nossos estudos. Os projetos Salto Grande, Aventura Solar e Salto Alemã foram retirados da mesa em 2024 devido à inviabilidade econômica no cenário atual e à venda da participação da Copel no CGLP para Salto Alemã.

Projetos propostos(1)	Capacidade instalada	Garantia física estimada	Propriedade da Copel
	(MW)	(MW médio)	(%)
UHE São Jeronimo	330	178	41
UHE Foz do Areia ⁽²⁾	860	20	100
UHE Segredo ⁽²⁾	1.266		100
TOTAL	2	198,1	0

(1) Não inclui outros projetos propostos cuja viabilidade técnica, econômica, social, ambiental e terrestre ainda estão em análise.

(2) Expansão da planta existente

Até 2024, também fomos membros do Consórcio Geração Luz Paranaense - CGLP, ao qual foram concedidos direitos de exploração para os seguintes projetos: (i) PCH Foz do Curucaca, (ii) PCH Salto Alemã, (iii) PCH Alto Chopim e (iv) PCH Rancho Grande. Após obter a autorização aplicável da ANEEL e avaliar o potencial hidráulico de cada projeto, o consórcio decidiu realizar estudos apenas sobre as PCHs Salto Alemã e Foz do Curucaca e devolver à ANEEL os direitos de operar os projetos Alto Chopim e Rancho Grande. Os projetos básicos para a PCH Salto Alemã e a PCH Foz do Curucaca já haviam sido aprovados pela ANEEL e os estudos ambientais relacionados à PCH Salto Alemã haviam sido registrados no órgão competente, o IAT - Instituto Água e Terra do Paraná, para análise. Dadas as dificuldades na obtenção de permissões ambientais para implementar os projetos, vendemos nossa participação na CGLP no final de 2024.

Desde 2018, temos detido os direitos sobre a UHE Salto Grande, localizado no Rio Chopim, no estado do Paraná. Os estudos ambientais relacionados a este projeto foram registrados para análise no IAT em fevereiro de 2020 e o projeto básico foi aprovado pela ANEEL em novembro de 2020. No cenário atual, não temos intenção de implementar o projeto no curto prazo, devido à análise de viabilidade econômica.

A Aventura Solar foi um projeto para uma usina geradora de energia solar de 10 MWac, localizada no município de Touros, no estado do Rio Grande do Norte, que compartilhou o mesmo lote com o parque eólico Aventura II. O projeto solar foi aprovado pela ANEEL e obteve a licença ambiental. A usina solar foi planejada para ser conectada à subestação de 230 kV Aventura II, que é conectada à subestação de 230 kV João Câmara II através de uma linha de transmissão de aproximadamente 13 quilômetros. Devido às dificuldades em tornar o projeto Aventura Solar viável, ele foi descontinuado em 2024.

O cenário atual de altos custos de implementação do projeto, o cenário macroeconômico e os preços da energia dificultam a realização de novos projetos viáveis no curto prazo. No entanto, também estamos desenvolvendo projetos competitivos com foco em leilões de capacidade de reserva de energia. Também avaliaremos constantemente novas usinas hidrelétricas, incluindo usinas de bombeamento reversíveis e de armazenamento de baterias.

A parceria previamente acordada com a BE - Empresa de Estudos Energéticos S.A., Minas PCH S.A. e SILEA Participações Ltda. para estudos na região do rio Chopim inferior culminou no desenvolvimento de quatro projetos hidrelétricos, mas devido a dificuldades no processo de licenciamento ambiental e piora das condições para a viabilidade dos projetos, estamos estudando uma potencial alienação nesses projetos.

Estamos atualmente desenvolvendo projetos para participar de leilões de capacidade de reserva de energia no setor de energia elétrica, tanto para disponibilidade de energia quanto para armazenamento de energia. Este é um desafio estratégico significativo no setor de energia. Nesse contexto, temos trabalhado para desenvolver projetos que não sejam apenas técnica e ambientalmente viáveis, mas também atendam aos padrões regulatórios estabelecidos pelo MME. Além disso, esses projetos são projetados para se destacar em eficiência operacional e sustentabilidade. Um projeto notável nesse empreendimento é a expansão da usina de Foz do Areia. Este projeto tem o potencial de fazer uma contribuição significativa para o Sistema Interligado Nacional - SIN, fornecendo energia adicional e aumentando a segurança do sistema. Outro projeto semelhante é a expansão da capacidade da usina hidrelétrica de Segredo, que poderia quase dobrar a capacidade instalada de 1.260 MW para cerca de 2.520 MW, um projeto que poderia ser viável nos próximos leilões de reserva de capacidade que contratará a disponibilidade de energia para o SIN.

No campo da inovação, lançamos o programa de inovação Copel Volt Open em 2021. Este projeto teve como objetivo fortalecer parcerias dentro do ecossistema de startups, simplificar nossos processos internos e promover o crescimento de soluções de negócios inovadoras. Nossa primeira edição do Copel Volt, de outubro de 2021 a maio de 2022, apresentou oito desafios estratégicos para a comunidade de startups, refletindo nossas necessidades de inovação. A resposta foi extremamente entusiasmada, conforme evidenciado por 286 registros de startups e 216 inscrições formais de 43 países. Isso fortaleceu nossas credenciais de inovação e cultivou uma cultura de inovação aberta dentro da Copel.

Com base nesse sucesso, a segunda edição do Copel Volt foi realizada de maio de 2022 a setembro de 2023. Ela apresentou cinco desafios selecionados e atraiu 381 pré-registros e 284 inscrições formais de 52 países. A segunda edição foi particularmente notável pela adoção de tecnologias inovadoras e iniciativas ambiciosas, resultando em descobertas significativas e experiências de aprendizagem valiosas. Esta edição expandiu ainda mais nossa capacidade de inovação, com investimentos substanciais em Prova de Conceito ("PoCs") totalizando R\$ 1,8 milhão, reforçando nosso compromisso de promover soluções de ponta e melhorar nosso cenário geral de inovação.

Por meio de ambas as edições, a Copel Volt impactou diretamente mais de 667 startups em todo o mundo, resultando em inúmeras iniciativas de PoC apoiadas por um investimento de mais de US\$ 600.000 (R\$ 3 milhões). Esses esforços testaram soluções de ponta e expandiram nossa capacidade de inovação. O programa demonstrou sua eficácia com uma taxa de implementação de 40%, destacando nossa capacidade de traduzir ideias inovadoras em soluções de negócios acionáveis. Notavelmente, uma das startups da Copel Volt recebeu investimento da Copel Ventures, participou de um projeto de pesquisa e desenvolvimento e garantiu um contrato de serviço com a Copel, apresentando a integração perfeita de startups inovadoras em nossa estrutura operacional.

Além disso, para demonstrar nosso compromisso com o desenvolvimento e a inovação sustentáveis, lançamos o fundo Copel Ventures I em 2023. Este fundo Corporate Venture Capital (“CVC”), cuidadosamente administrado pela VOX Capital - uma empresa de investimento proeminente com um excelente histórico em investimento de impacto - recebeu US\$ 30 milhões (R\$ 150 milhões). O fundo tem como alvo investimentos em startups locais e internacionais que estão liderando a transição para soluções de energia sustentáveis, ressaltando nosso compromisso de enfrentar os desafios do setor de energia de maneira sustentável e eficiente. Até o final de 2024, a Copel Ventures já havia feito dois investimentos totalizando R\$ 14,7 milhões, um em uma startup de e-mobility e outro em um mercado de energia solar. Para 2025, o foco estratégico do fundo permanece na aquisição de participação minoritária, variando de 10% a 15%. No entanto, priorizará empresas em estágios mais maduros, como as séries A e B.

Simultaneamente, a Copel Ventures I investiu estrategicamente em startups que refletem nossa visão de futuro, particularmente aquelas que se concentram em tecnologias disruptivas para acelerar a transição para um cenário de energia mais sustentável. Essa mudança estratégica consolida nosso papel como uma força transformadora e líder em inovação no setor de energia. A Copel Ventures I dedica-se ao desenvolvimento de novas tecnologias e à integração dessas inovações em nosso modelo de negócios. Isso facilita a criação de novas oportunidades de negócios e aumenta nossa adaptabilidade ao dinâmico mercado global de energia.

Por meio da Copel Volt e da Copel Ventures I, fortalecemos nossa identidade como inovadores no setor de energia, promovendo uma cultura corporativa aberta à experimentação e colaboração com startups e empreendedores. Nossa estratégia abrangente de inovação impulsiona o desenvolvimento de novas soluções e promove a troca dinâmica de conhecimento e tecnologia dentro do ecossistema de inovação mais amplo.

À medida que olhamos para o futuro, continuamos comprometidos em fortalecer nosso papel no ecossistema de inovação e em buscar persistentemente soluções que tragam valor e sustentabilidade para nossos negócios e para a sociedade em geral.

Com relação à Geração distribuída, terminamos a implementação em 2024 de três projetos solares no Paraná, que estão totalmente operacionais. Esses projetos visam fornecer compensação energética para nossos clientes e envolvem uma capacidade total de 15 MW. Além disso, temos uma participação nas usinas fotovoltaicas Solar Paraná, mantendo uma participação de 49%.

Transmissão e distribuição

Geral

A energia elétrica é transferida das usinas de energia para os clientes por meio de sistemas de transmissão e distribuição. Transmissão é a transferência em massa de energia elétrica das instalações geradoras para o sistema de distribuição por meio do Sistema Interligado Nacional, em tensão maior ou igual a 230 kV. Distribuição é a transferência de energia elétrica para clientes finais, em tensão menor ou igual a 138 kV.

A tabela a seguir apresenta algumas informações sobre nossas redes de transmissão e distribuição nas datas apresentadas:

	2024	2023	2022
Linhas de transmissão (km):			
230 kV e 500 kV	3.698	3.698	3.698
138 kV	7,2	7,2	7,2
Linhas de distribuição (km):			
230 kV	—	—	—
138 kV	7.091	6.767	6.652
69 kV	776	778	767
34,5 kV	92.588	90.902	89.356
13,8 kV	114.315	112.871	111.358
Capacidade do transformador (MVA):			
Subestações de transmissão e distribuição (69 kV – 500 kV) ⁽¹⁾	27.797	27.374	27.391,0
Subestações de geração (step up)	7.153	7.153	6.691,0
Subestações de distribuição (34,5 kV)	1.695	1.639	1.646,0
Transformadores de distribuição	16.260	17.222	15.138
Perdas totais de energia ⁽²⁾⁽³⁾	7,9%	7,8%	7,6%

(1) Esta figura inclui transformadores com tensões primárias de 69 kV e 138 kV que pertencem à Copel Distribuição, mas são implementados em subestações de 230 kV e 525 kV, que pertencem à Copel Geração e Transmissão.

(2) Porcentagem de perdas na energia injetada no distribuidor (perdas técnicas e não técnicas na energia injetada). Não considera perdas na rede básica.

(3) Para melhor representação e comparação da porcentagem de perdas, consideramos a porcentagem obtida dividindo a quantidade total de perdas técnicas e não técnicas pela energia injetada na rede da Copel Distribuição. Essa porcentagem pode ser comparada a outras empresas e tem um significado físico mais preciso, pois utiliza o banco de dados de dados medidos e não informações obtidas de acordos do período que está sendo analisado.

Transmissão

Nosso sistema de transmissão consiste em todos os nossos ativos de 230 kV ou mais e uma pequena parte dos nossos ativos de 138 kV, que são usados para transmitir a energia elétrica que geramos e a energia que recebemos de outras fontes. Além de usar nossas linhas de transmissão para fornecer energia aos clientes no Estado do Paraná, também transmitimos energia através do Sistema Interligado Nacional. Duas empresas, a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras) e sua subsidiária integral Eletrobras CGT Eletrosul, também mantêm sistemas de transmissão significativos no estado do Paraná. Furnas é responsável pela transmissão de energia elétrica de Itaipu, enquanto o sistema de transmissão da CGT Eletrosul liga os estados do sul do Brasil. A Copel, como todas as outras empresas que possuem instalações de transmissão, é obrigada a permitir o acesso de terceiros às suas instalações de transmissão em troca de compensação em um nível definido pela ANEEL.

Atualmente, realizamos a operação e manutenção de 3.704 km de linhas de transmissão, 43 subestações no Estado do Paraná e duas subestações no Estado de São Paulo. Além disso, temos parcerias com outras empresas para operar 5.980 km de linhas de transmissão e oito subestações por meio de SPEs.

A tabela abaixo apresenta informações sobre nossos ativos de transmissão em operação em 31 de dezembro de 2024:

Subsidiária / SPC	Linhas de transmissão	Extensão TL(km) ⁽³⁾	Número de subestações	Data de vencimento da concessão	Nossa propriedade	RAP ⁽¹⁾ (R\$ milhões)
COPEL GeT	Concessão da transmissão principal ⁽¹⁾	2.129	35	Janeiro de 2043	100%	665,2
COPEL GeT	TL Bateias - Jaguariaíva	137	—	Agosto de 2031	100%	17,0
COPEL GeT	TL Bateias - Pilarzinho	32	—	Março de 2038	100%	2,8
COPEL GeT	TL Foz - Cascavel Oeste	117	—	Novembro de 2039	100%	16,6
COPEL GeT	Subestação Cerquilha III	—	1	Outubro de 2040	100%	7,3
COPEL GeT	TL Londrina – Figueira C2	102	—	Agosto de 2042	100%	8,1
COPEL GeT	Foz do Chopim – Salto Osório	102	—	Agosto de 2042	100%	8,1
COPEL GeT	TL Assis – Subestação Paraguaçu Paulista C1 e C2 Paraguaçu Paulista II	83	1	Fevereiro de 2043	100%	11,7
COPEL GeT	Subestação Norte de Curitiba	31	1	Janeiro de 2044	100%	13,3
COPEL GeT	TL Bateias – Curitiba Norte	31	1	Janeiro de 2044	100%	13,3
COPEL GeT	Subestação Realeza Sul	52	1	Setembro de 2044	100%	13,5
COPEL GeT	TL Foz do Chopim- Realeza Sul	52	1	Setembro de 2044	100%	13,5
COPEL GeT	Asse TL – Londrina	122	—	Setembro de 2044	100%	28,1
COPEL GeT	TL Araraquara II – Taubaté	334	—	Outubro de 2040	100%	45,3
COPEL GeT	TL Baixo Iguaçu – Realeza	255	4	Abril de 2046	100%	160,9
COPEL GeT	TL Baixo Iguaçu – Cascavel Oeste	255	4	Abril de 2046	100%	160,9
COPEL GeT	TL Curitiba Centro – Uberaba	255	4	Abril de 2046	100%	160,9
COPEL GeT	TL Curitiba Leste – Blumenau	255	4	Abril de 2046	100%	160,9
COPEL GeT	Subestação Medianeira Norte	255	4	Abril de 2046	100%	160,9
COPEL GeT	Subestação Centro de Curitiba	255	4	Abril de 2046	100%	160,9
COPEL GeT	Subestação Andirá Leste	255	4	Abril de 2046	100%	160,9
COPEL GeT	Subestação Baixo Iguaçu	255	4	Abril de 2046	100%	160,9
Uirapuru (Copel GeT – 100%)	TL Ivaiporã - Londrina	122	—	Março de 2035	100%	27,0
Costa Oeste (Copel GeT – 100%)	LT Cascavel Oeste - Cascavel Norte	159	1	Janeiro de 2042	100%	19,7
Costa Oeste (Copel GeT – 100%)	TL Cascavel Norte - Umuarama Sul	159	1	Janeiro de 2042	100%	19,7
Costa Oeste (Copel GeT – 100%)	Subestação Umuarama Sul	159	1	Janeiro de 2042	100%	19,7
Marumbi (Copel GeT – 100%)	TL Curitiba – Curitiba Leste	29	1	Maio de 2042	100%	28,3
Marumbi (Copel GeT – 100%)	Subestação de Curitiba Leste	29	1	Maio de 2042	100%	28,3
Copel GeT de subtotal		3.704	45			1.064,7
Caiuá Transmissora	TL Guaíra - Umuarama Sul	142	2	Maio de 2042	49,0% ⁽²⁾	17,4
Caiuá Transmissora	TL Cascavel Norte - Cascavel Oeste	142	2	Maio de 2042	49,0% ⁽²⁾	17,4
Caiuá Transmissora	Subestação Santa Quitéria / Subestação Cascavel Norte	142	2	Maio de 2042	49,0% ⁽²⁾	17,4
Integração Maranhense	TL Açailândia-Miranda II	365	—	Maio de 2042	49,0% ⁽²⁾	25,6
Matrinchã	TL Paranaíta - Ribeirãozinho	2.033	4	Maio de 2042	49,0% ⁽²⁾	138,8
Guaraciaba	TL Ribeirãozinho - Marimbondo	930	1	Maio de 2042	49,0% ⁽²⁾	71,7
Paranaíba	TL Barreiras II - Pirapora II	967	—	Maio de 2043	24,5% ⁽²⁾	47,7
Cantareira	Estreito TL – Fernão Dias	656	—	Setembro de 2044	49,0% ⁽²⁾	70,7
Mata de Santa Genebra	TL Araraquara II - - Itatiba TL Araraquara 2 - Fernão Dias-	887	1	Maio de 2044	50,1% ⁽²⁾	161,1
Mata de Santa Genebra	TL Bateias - Itatiba	887	1	Maio de 2044	50,1% ⁽²⁾	161,1
SPEs subtotais		5.980	8			532,6
Total		9.685	53			1.597,4

(1) Nossas principais concessões de transmissão abrangem várias linhas de transmissão. Proporcional à nossa participação na empresa. Valores relativos ao ciclo de 2024-2025 (conforme REH 3.348/2024), sem levar em conta a parcela de ajuste (PA). Considera ativos que estavam operacionais em 20 de dezembro de 2024.

(2) Refere-se à participação acionária detida pela Copel Geração e Transmissão.

(3) Considera circuitos duplos.

Expansão e manutenção das instalações de transmissão

Na expansão e manutenção das instalações de transmissão, a construção de novas instalações de transmissão de 230 kV ou mais deve ser concedida por meio de um processo de licitação ou de outra forma autorizada pela ANEEL. Nos últimos anos, a Copel GeT não teve sucesso em leilões da ANEEL. No entanto, a ANEEL nos permite fazer pequenas melhorias em algumas das instalações existentes de 230 kV e 500 kV, que são remuneradas por um aumento na Receita Anual Permitida ("RAP").

Além das obras adquiridas nos leilões promovidos por Aneel, a Copel Geração e Transmissão tem obras decorrentes das resoluções de autorização para expandir e melhorar as instalações existentes, como:

Resolução Autorizativa nº 9.219/2020: implementação de reforços na subestação Guaíra de 230 kV, com investimento de aproximadamente R\$ 44,9 milhões e RAP de aproximadamente R\$ 6,8 milhões, com início das operações comerciais em outubro de 2024.

Resolução Autorizativa nº 10.688/2021: implementação de reforços na subestação CIC de 230 kV, com investimento de aproximadamente R\$ 24,4 milhões e RAP de aproximadamente R\$ 3,7 milhões, com início das operações comerciais em abril de 2024.

Resolução Autorizativa nº 12.638/2022: implementação de reforços na subestação Campo do Assobio de 230 kV, com investimento de aproximadamente R\$ 65 milhões e RAP de aproximadamente R\$ 9,7 milhões, a partir do início da operação comercial, estimada pela Aneel para novembro de 2025.

Resolução Autorizativa nº 12.892/2022: recapacitação da linha de transmissão Gralha Azul - Umbará de 230 kV, com investimento de aproximadamente R\$ 8,1 milhões e RAP de aproximadamente R\$ 1,3 milhão, com início das operações comerciais em dezembro de 2024.

Resolução Autorizativa nº 13.573/2023: seccionamento da linha de transmissão Cascavel – Salto Osório C1, de 230 kV, na subestação Foz do Chopim, com a implementação de uma seção de circuito duplo entre o ponto de seccionamento e a subestação Foz do Chopim e duas linhas de módulos de entrada na subestação Foz do Chopim, com um investimento total de cerca de R\$25,5 milhões e RAP de aproximadamente R\$4,0 milhões, a partir do início da operação comercial, cujo prazo previsto por Aneel é fevereiro de 2026.

Resolução Autorizativa nº 14.531/2023: grandes melhorias (substituição de transformadores e reatores) nas subestações Maringá, Cascavel, Campo Comprido, Figueira, Londrina COT, Ponta Grossa Sul e Uberaba, com investimento total de cerca de R\$ 135,5 milhões e RAP de aproximadamente R\$ 22,5 milhões, mediante a entrada em operação comercial dos projetos, cujo prazo estabelecido por Aneel é maio de 2026.

Resolução Autorizativa nº 14.711/2023: implementação de reforços na subestação Umuarama Sul de 230 kV, de propriedade da Costa Oeste Transmissora de Energia S.A., subsidiária integral da Copel GeT, com investimento de cerca de R\$ 33,9 milhões e RAP de aproximadamente R\$ 4,5 milhões, após a entrada nas operações comerciais, o prazo estabelecido pela Aneel é novembro de 2025.

Despacho nº 1.373/2024-SCE/Aneel: implementação de reforços na subestação Campo Mourão de 230 kV, com investimento de aproximadamente R\$ 34,4 milhões e RAP de cerca de R\$ 5,6 milhões, a partir do início da operação comercial, prevista pela Aneel para novembro de 2026.

Despacho nº 3.014/2024-SCE/Aneel: implementação de reforços na subestação Realeza Sul de 230 kV, com investimento de aproximadamente R\$ 9,0 milhões e RAP de cerca de R\$ 1,2 milhão, efetivo a partir do início da operação comercial, prevista pela Aneel para abril de 2027.

Autorização Autorizativa nº15.532/2024: implementação de reforços na subestação Curitiba Leste de 525 kV, concedida à Marumbi Transmissora de Energia S.A., subsidiária integral da Copel GeT, com investimento de aproximadamente R\$ 47,1 milhões e RAP de cerca de R\$ 6,4 milhões, a partir do início da operação comercial, prevista pela Aneel para abril de 2027.

Distribuição

Nosso sistema de distribuição consiste em uma ampla rede de linhas aéreas e subestações com tensões de até 138 kV. A energia elétrica de tensão mais alta é fornecida a clientes industriais e comerciais maiores e a energia elétrica de tensão mais baixa é fornecida a clientes residenciais, pequenas indústrias e comerciais, entre outros. Em 31 de dezembro de 2024, fornecemos energia elétrica em uma área geográfica que abrange aproximadamente 97% do estado do Paraná e atendemos a 5,2 milhões de clientes.

Nossa rede de distribuição inclui 214.770 km de linhas de distribuição, 479.641 transformadores de distribuição e 237 subestações de distribuição de 34,5 kV, 36 subestações de 69 kV e 130 subestações de 138 kV. Ao longo de 2024, 88.316 novos clientes cativos foram conectados à nossa rede, incluindo clientes conectados por meio dos programas de eletrificação rural e urbana. Continuamos a implementar linhas de distribuição na modalidade de rede compacta em áreas urbanas com grande concentração de árvores nas proximidades da rede de distribuição.

Temos três clientes cativos que recebem energia diretamente em alta tensão (69 kV e acima) por meio de conexões com nossas linhas de distribuição. O volume de energia comercializado para esses clientes foi de 4.222 MWh em 2024.

Também somos responsáveis por expandir a rede de distribuição de 138 kV e 69 kV em nossa área de concessão para atender a qualquer crescimento futuro da demanda.

Em 16 de outubro de 2019, a Copel Distribuição lançou um programa para modernizar sua rede de distribuição chamado Programa de Transformação. O Programa é composto por três projetos: “Confiabilidade total”, “Paraná trifásico” e “Smart Grid Copel”. O objetivo é melhorar a infraestrutura, particularmente em áreas rurais, a fim de melhorar a qualidade do fornecimento de energia e reduzir o período de restabelecimento do fornecimento em caso de falta de energia. Com investimentos de até R\$ 3,9 bilhões até 2025, que deverão compor a Base de Remuneração Regulatória, o Programa Transformação envolve a construção de aproximadamente 25.000 quilômetros de redes de energia e a criação de tecnologia de rede inteligente no Estado do Paraná (Smart Grid). O projeto Smart Grid lida com a implementação de uma rede de comunicação para equipamentos de automação da distribuição e para medidores inteligentes. Além disso, os sistemas informatizados para o gerenciamento eficiente dessa rede de comunicação estão incluídos no projeto. O Programa Transformação alcançou, até dezembro de 2024, 20.540 km de redes elétricas e 1.029.347 medidores inteligentes instalados.

Desempenho do sistema de distribuição

As perdas totais são comumente divididas em um componente técnico e não técnico. As perdas técnicas são inerentes ao transporte de energia elétrica e consistem principalmente na dissipação de energia na rede elétrica. Perdas não técnicas (ou comerciais) são causadas por ações externas ao sistema de energia (por exemplo, roubo de energia elétrica). Como as perdas totais são compostas por parcelas técnicas e não técnicas, esta última é facilmente calculada como a diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas estimadas inerentes ao sistema.

As perdas totais em nosso sistema de distribuição são segmentadas entre (i) perdas na rede básica (tensão igual ou superior a 230kV), que são externas à nossa rede de distribuição e têm uma causa técnica, e (ii) perdas na rede de distribuição (interna à nossa rede de distribuição), que são geralmente causadas por motivos técnicos e não técnicos.

As perdas na rede básica são calculadas mensalmente pela CCEE como a diferença entre a geração total e a energia efetivamente entregue às redes de distribuição. As perdas totais da nossa rede de distribuição são calculadas como a diferença entre a energia alocada ao sistema e a energia fornecida aos clientes.

Nossas perdas totais de distribuição de energia (incluindo sistema de transmissão, perdas técnicas e comerciais) totalizaram 9,0% do valor total de energia disponível em 2024, sendo (i) 1,1% relacionado a perdas na rede básica, (ii) 5,6% das perdas técnicas e (iii) 2,3% das perdas não técnicas.

A ANEEL permite o repasse de todas as perdas de energia para os clientes finais quando as perdas reais são inferiores às perdas regulatórias. O cálculo é feito dentro do período regulatório, que é diferente de um ano civil, motivo pelo qual o resultado somente será conhecido no próximo ajuste tarifário, em junho de 2025. Mas nossa simulação indica que, no ano fiscal, de janeiro a dezembro de 2024, teremos todas as perdas transferidas para os clientes finais.

Além disso, a ANEEL exige que os distribuidores observem certos padrões para “continuidade do fornecimento de energia”, ou seja, (i) DEC – *Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora* e (ii) FEC – *Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora*. As informações sobre a duração e a frequência das interrupções para os nossos clientes são apresentadas na tabela a seguir para os anos indicados:

Indicador de qualidade do suprimento	2024	2023	2022
DEC – Duração das interrupções por cliente por ano (em horas)	7h55min	7h51min	7h59min
FEC – Frequência de interrupções por cliente por ano (número de interrupções)	5,36	5,21	5,29

Cumprimos os indicadores de qualidade definidos pela ANEEL para 2024, que penaliza as quedas de energia acima de um número médio de horas por cliente, em cada caso calculado anualmente. Esses limites variam dependendo da região geográfica, e o limite médio estabelecido pela ANEEL para nossa empresa de distribuição foi de 8 horas e 8 minutos de interrupções por cliente por ano, e um total de 5,36 interrupções por cliente por ano. O não cumprimento desses padrões predeterminados com o consumidor causa uma redução do valor que podemos cobrar desse consumidor em períodos futuros.

Além disso, indicadores de meta de qualidade são levados em consideração pela ANEEL durante os procedimentos de renovação de concessão de distribuição e também influenciam o cálculo da ANEEL de nossos ajustes tarifários. Para obter mais informações, consulte “Concessões—Concessões de Distribuição” e “A Indústria Brasileira de Energia Elétrica—Tarifas de Distribuição”.

Compras para o mercado cativo

A tabela a seguir contém informações sobre volume, custo e Tarifa Média para as principais fontes de energia elétrica que compramos para o mercado cativo nos últimos três anos.

Fonte	2024	2023	2022
Itaipu			
Volume (GWh) ⁽¹⁾	4.553	4.762	5.272
Custo (R\$ milhões)	990,0	980,3	1.461,0
Tarifa média (R\$/MWh)	217,44	205,90	227,12
Angra			
Volume (GWh)	856	872	928
Custo (R\$ milhões)	296,7	295,5	317,4
Tarifa média (R\$/MWh)	346,61	338,88	342,03
CCGF			
Volume (GWh)	3.914	4.568	5.901
Custo (R\$ milhões)	686,3	723,6	755,2
Tarifa média (R\$/MWh)	175,34	158,41	127,98
Leilões no mercado regulado			
Volume (GWh) ⁽²⁾	13.812	13.142	12.354
Custo (R\$ milhões) ⁽³⁾	3.250,0	2.754,6	2.465,9
Tarifa média (R\$/MWh)	235,30	209,60	199,60

(1) De acordo com a Resolução Homologatória ANEEL nº 3.296/2023, retificada.

(2) Esses números não incluem atribuições relacionadas a MCSD-EN e MVE.

(3) Esses números não incluem energia de curto prazo comprada através da CCEE.

Itaipu

Compramos 4.553 GWh de energia elétrica da Itaipu em 2024, o que constituiu 7,5% da nossa energia elétrica total disponível em 2024 e 18,8% da energia elétrica total disponível da Copel Distribuição em 2024. Empresas de distribuição que operam sob concessões nas regiões centro-oeste, sul e sudeste do Brasil são obrigadas por lei a comprar a parte da energia gerada pela Itaipu no Brasil em uma proporção que se correlaciona com o volume de energia elétrica que fornecem aos clientes. As taxas pelas quais essas empresas são obrigadas a comprar energia da Itaipu são fixas para cobrir as despesas operacionais e pagamentos do principal e juros da Itaipu sobre empréstimos em dólares americanos da Itaipu, bem como o custo de transmissão da energia para suas áreas de concessão. Essas taxas são em dólares americanos e foram definidas em US\$ 17,66 por kW em 2024.

Em 2024, pagamos uma Tarifa Média de R\$ 217,44/MWh pela energia de Itaipu, em comparação com R\$ 205,90/MWh em 2023. Esses números não incluem a tarifa de transmissão que as empresas de distribuição devem pagar pela transmissão de energia de Itaipu.

ANGRA

Como a Eletronuclear renovou a concessão de geração de Angra de acordo com a Lei de Renovação das Concessões de 2013, a energia gerada por Angra não é mais vendida em leilões no mercado regulado. Em vez disso, de acordo com a Lei de Renovação das Concessões de 2013, essa energia é vendida aos distribuidores de acordo com o sistema de cotas estabelecido pela referida lei. Para obter mais informações, consulte “Item 4. Informações sobre a empresa – a indústria brasileira de energia elétrica.” Como resultado, a Copel Distribuição foi legalmente obrigada a comprar 856 GWh de Angra em 2024, 872 GWh de Angra em 2023 e 928 GWh de Angra em 2022.

Contrato de cota de garantia física – CCGF

De acordo com a Lei de Renovação das Concessões de 2013, certas concessionárias de geração renovaram seus contratos de concessão e, portanto, essas concessionárias não vendem mais a energia produzida por essas instalações de geração em leilões no mercado regulado. Em vez disso, essa energia é vendida para empresas de distribuição de acordo com o sistema de cotas estabelecido pela Lei de Renovação das Concessões de 2013. Para obter mais informações, consulte “Item 4. Informações sobre a empresa – a indústria brasileira de energia elétrica.” A Copel Distribuição é obrigada a comprar energia dessas concessionárias de geração que renovaram as concessões de geração sob este sistema de cota. A Copel Distribuição foi legalmente obrigada a comprar 3.914 GWh em contratos CCGF em 2024, 4.568 GWh em contratos CCGF em 2023 e 5.901 GWh em contratos CCGF em 2022.

Leilões no mercado regulado

Em 2024, adquirimos 13.812 GWh de energia termoeletrica e hidreletrica por meio de leilões no mercado regulado. Essa energia representa 58% da energia elétrica total comprada pela Copel Distribuição. Para obter mais informações sobre o mercado regulado e o Mercado Livre, consulte “Item 4. Informações sobre a empresa – a indústria brasileira de energia elétrica.”

Vendas para clientes cativos

Durante 2024, fornecemos aproximadamente 97% da energia distribuída diretamente aos Clientes Cativos no Estado do Paraná. Nossa área de concessão inclui quase 5,2 milhões de clientes localizados no Estado do Paraná e em um município no Estado de Santa Catarina, localizado no sul do Estado do Paraná. Durante 2024, o consumo total de energia de nossos clientes cativos foi de 21.285 GWh, um aumento de 5,5% em comparação com 20.173 GWh durante 2023.

Categorias de comprador	2024	2023	2022
		(GWh)	
Clientes industriais	1.718	1.941	2.102
Residencial	9.887	8.888	8.212
Comercial	4.782	4.520	4.295
Rural	2.507	2.352	2.357
Outro ⁽¹⁾	2.391	2.472	2.404
Total⁽²⁾	21.285	20.173	19.370

(1) Inclui serviços públicos como iluminação de rua, fornecimento de energia elétrica para municípios e outras agências governamentais, bem como nosso próprio consumo.

(2) O GWh total não inclui nossas perdas de energia.

Vendas para clientes livres

Operamos na ACL por meio de nossas subsidiárias integrais Copel Geração e Transmissão e Copel Comercialização (*Copel Mercado Livre*). Em 31 de dezembro de 2024, tínhamos 1.529 clientes livres de nossa empresa de comercialização de energia, representando 8,4% de nossa receita operacional consolidada e 16% da quantidade total de energia elétrica vendida. Durante 2024, o consumo total de energia de nossos clientes gratuitos foi de 10.565 GWh, uma redução de 11,1% em comparação com os 11.886 GWh de 2023.

Categorias de comprador	2024	2023	2022
Clientes industriais	8.914	9.737	9.402
Comercial	1.651	2.149	2.096
Total	10.565	11.886	11.498

A tabela a seguir estabelece o número de nossos clientes finais, considerando Clientes Cativos e Livres, em cada categoria em 31 de dezembro de 2024:

Categoria	Número de clientes finais
Industrial	68.247
Residencial	4.300.335
Comercial	446.222
Rural	314.508
Outro ⁽¹⁾	56.539
Total	5.185.851

(1) Inclui iluminação de rua, bem como energia elétrica para municípios e outros órgãos governamentais, serviços públicos e consumo próprio.

Tarifas

Tarifas de varejo. Classificamos nossos clientes em dois grupos (“Clientes do Grupo A” e “Clientes do Grupo B”), com base no nível de tensão no qual a energia elétrica é fornecida a eles e se são considerados clientes industriais, comerciais, residenciais ou rurais. Cada cliente se enquadra em um determinado nível de tarifa definido por lei e com base na classificação do cliente, embora alguma flexibilidade esteja disponível de acordo com a natureza da demanda de cada cliente. De acordo com a regulamentação brasileira, clientes de baixa tensão, como clientes residenciais (exceto clientes residenciais de baixa renda, conforme definido a seguir), pagam as taxas de tarifa mais altas, seguidas por clientes de tensão de 13,8 kV e 34,5 kV (geralmente clientes comerciais) e clientes de tensão de 69 kV e 138 kV (geralmente clientes industriais).

Os clientes do Grupo A recebem energia elétrica a 2,3 kV ou mais e as tarifas aplicadas a eles são baseadas no nível de tensão real no qual a energia é fornecida e na hora do dia em que a energia é fornecida. As tarifas são compostas por dois componentes: uma “carga de capacidade” e uma “carga de energia”. A carga de capacidade, expressa em reais por kW, é baseada na maior entre (i) capacidade firme contratada e (ii) capacidade de potência realmente usada. A carga de energia, expressa em reais por MWh, é baseada na quantidade de energia elétrica realmente consumida, conforme evidenciado por nossa medição.

Os clientes do Grupo B recebem energia elétrica em menos de 2,3 kV, e as tarifas aplicadas a eles são compostas exclusivamente por uma taxa de energia e são baseadas na classificação do cliente.

A ANEEL revisa nossas tarifas anualmente, geralmente em junho. Para obter mais informações sobre os ajustes tarifários de distribuição que foram feitos pela ANEEL nos últimos anos, consulte “Item 5. Análise operacional e financeira e perspectivas — Visão geral — Tarifas e preços.”

A tabela a seguir estabelece as Tarifas Médias para cada categoria de Cliente Final.

Tarifas ⁽¹⁾	2024	2023	2022
	(R\$/MWh)		
Industrial	512,65	555,58	506,44
Residencial	544,13	551,81	530,23
Comercial	569,45	619,93	598,00
Rural	555,82	606,40	570,28
Outros clientes	594,97	462,82	407,55
Tarifa média de fornecimento	594,01	618,52	583,46

(1) (i) Considera dezembro como o mês de referência; (ii) Receita líquida de “vendas de energia elétrica para clientes finais” e “Uso da rede principal de distribuição e transmissão”; e (iii) Não considera indicadores tarifários.

Clientes residenciais de baixa renda. De acordo com a legislação brasileira, somos obrigados a fornecer taxas reduzidas para determinados clientes residenciais de baixa renda. Em dezembro de 2024, atendemos a aproximadamente 600.000 clientes residenciais de baixa renda. Por atender a esses clientes, em 2024 recebemos R\$ 190 milhões em remuneração do governo brasileiro, conforme aprovado pela ANEEL. Além disso, o Estado do Paraná, por meio do programa Energia Solidária, estabelecido pela Lei Estadual nº 20.943/2021, cobre as contas de energia elétrica de famílias de baixa renda elegíveis para a Tarifa de Eletricidade Social, desde que seu consumo mensal não exceda 150 kWh. Em dezembro de 2024, essa iniciativa beneficiou 315.720 famílias, com o Estado do Paraná contribuindo com R\$ 130,8 milhões.

A tabela a seguir estabelece as taxas de desconto mínimo atuais aprovadas pela ANEEL para cada categoria de Cliente Residencial de Baixa Renda.

Consumo	Desconto da tarifa base
Até 30 kWh por mês	65%
De 31 a 100 kWh por mês	40%
De 101 a 220 kWh por mês	10%

Clientes Livres. Após a publicação da Portaria MME nº 50/2022, um cliente do nosso negócio de distribuição qualificado como Cliente do Grupo A (um “Cliente Livre”) pode escolher seu fornecedor de energia. Um Cliente Livre que opta por comprar energia de um fornecedor que não seja a Copel Geração e Transmissão continua a usar nossa rede de distribuição e a pagar nossa tarifa de distribuição. No entanto, como um incentivo para os clientes gratuitos comprarem de fontes alternativas, somos obrigados a reduzir a tarifa paga pelos clientes gratuitos em 50%. Esse desconto é subsidiado pelo governo brasileiro e, portanto, não afeta as receitas do nosso negócio de distribuição.

Tarifas de transmissão. Uma concessionária de transmissão tem direito a receitas anuais com base na rede de transmissão que possui e opera. Essas receitas são reajustadas anualmente de acordo com os critérios estipulados no contrato de concessão. Somos parte direta em 12 contratos de concessão de transmissão em operação. Nem todos os contratos de concessão de transmissão empregam o mesmo modelo de receita, 1,7% das nossas receitas de transmissão são atualizadas anualmente pelo IGP-M e os outros 98,3% estão sujeitos ao processo de revisão tarifária.

A primeira revisão periódica relacionada à nossa concessão de transmissão principal programada para 2005 foi realizada apenas em 2007, quando a ANEEL reduziu as tarifas em 15,08%. Esse ajuste foi aplicado retroativamente em julho de 2005 e foi repassado aos nossos clientes finais até junho de 2009. Além disso, em julho de 2010, de acordo com uma segunda revisão periódica de nossa concessão principal, a ANEEL concedeu aprovação provisória de uma redução em nossa tarifa de transmissão em 22,88%, aplicada às receitas de novas instalações no Sistema Interligado Nacional e aplicada retroativamente a partir de 1º de julho de 2009. Em junho de 2011, a ANEEL analisou os números da segunda revisão periódica e reduziu as receitas anuais em 19,94%. O restante de nossas receitas anuais estava sujeito a ajustes pela IGP-M ou IPCA, conforme aplicável.

No fim de 2012, decidimos antecipar a prorrogação do nosso principal contrato de concessão de transmissão (correspondendo a 78% das nossas linhas de transmissão então em operação) que expiraria em 2015, de acordo com as novas regras da Lei de renovação de concessão de 2013. Em dezembro de 2012, assinamos o Terceiro Aditivo ao Contrato de Concessão nº 060/2001, prorrogando este contrato de concessão de transmissão até 31 de dezembro de 2042. Para ajustar a receita anual permitida desses ativos às novas regras da Lei de Renovação das Concessões de 2013, a ANEEL reduziu as tarifas de transmissão cobradas em 61,9%.

De todas as nossas concessões de transmissão em estágio operacional, nossa principal concessão de transmissão (que envolve nossas principais instalações de transmissão) representou cerca de 71% de nossas receitas brutas de transmissão em 2019. Além disso, temos 10 acordos de concessão para linhas de transmissão e subestações em operação e um parcialmente em operação, que correspondem a um agregado de 29% de nossas receitas de transmissão. O valor das receitas que temos direito de receber nos termos de um desses contratos é atualizado anualmente pelo IGP-M e não está sujeito ao processo de revisão tarifária, mas, de acordo com os termos estabelecidos neste contrato, nossas receitas foram reduzidas em 50% a partir de junho de 2018. Outras receitas de 10 acordos estão sujeitas ao processo de revisão tarifária e ajustes pelo IPCA.

Em relação ao nosso principal acordo de concessão, em 22 de abril de 2016, a Portaria nº 120/2016 do Ministério das Minas e Energia determinou que os valores ratificados pela ANEEL relacionados aos ativos de transmissão não depreciados existentes em 31 de maio de 2000 (Sistema Básico de Rede Existente “RBSE”) devem ser incorporados à Base de Remuneração Regulatória, e que seu custo de capital deve ser adicionado à RAP. A Portaria também determinou que o custo do capital seria composto de parcelas de remuneração e depreciação, acrescidas de tributos correlatos, e reconhecido a partir do processo de revisão tarifária de 2017, com ajustes e revisões de acordo com as condições contratuais.

Também nos termos da Portaria acima mencionada, o custo de capital não incorporado entre as extensões das concessões e o processo de revisão tarifária de 2017 deve ser reestabelecido ao custo real do próprio capital do segmento de transmissão definido pela ANEEL (10,4%) e, após o processo de revisão tarifária, deve ser remunerado ao Custo Médio Ponderado de Capital (CMPC) de 6,6%, também definido por essa agência.

Em 9 de maio de 2017, a ANEEL aprovou o resultado da inspeção do relatório de avaliação dos ativos de transmissão existentes em 31 de maio de 2000 (RBSE e outras instalações de transmissão – “RPC”) relacionados ao nosso principal acordo de concessão de transmissão. A Agência reconheceu o valor de R\$ 667,6 milhões como o valor líquido dos ativos para fins de indenização em 31 de dezembro de 2012. Em 31 de dezembro de 2017, o valor líquido desses ativos para fins de indenização era de R\$ 1.418,4 milhões.

Em 27 de junho de 2017, a ANEEL aprovou a Receita Anual Permitida (Receita Anual Permitida, ou “RAP”) dos ativos de transmissão da Copel GeT para o ciclo de 2017/2018, incluindo o início do recebimento da indenização RBSE do nosso principal contrato de concessão de transmissão.

Em 2017, (i) nosso principal acordo de concessão de transmissão foi ajustado pelo IPCA e pela parte relacionada ao início do recebimento da indenização RBSE (aumento médio de 151,3%) (ii) um de nossos acordos de concessão de transmissão foi ajustado pelo IPCA e melhorias no sistema foram aprovadas pela ANEEL (aumento médio de 3,7%), (iii) seis acordos de concessão de transmissão foram ajustados pelo IPCA (3,6%), (iv) um acordo de concessão de transmissão foi ajustado pelo IGP-M (1,6%), e (v) um acordo de transmissão entrou em operação em agosto de 2017, adicionando R\$ 18,9 milhões de receitas anuais permitidas. Como resultado, as receitas anuais permitidas para o ciclo de 2017/2018 para nossos ativos de transmissão refletiram um aumento de 121,2% em relação às nossas receitas anuais permitidas para o ciclo de 2016/2017.

Em junho de 2018, a ANEEL aprovou a RAP para o ciclo 2018/2019, considerando (i) um ajuste de valores relevantes pelos índices IGP-M e IPCA, e (ii) a expansão do nosso sistema de transmissão com atualizações e receitas de outras obras classificadas como medidas de melhoria.

Em comparação com nossa RAP total para o ciclo 2017/2018, a RAP de nossa principal concessão para o ciclo 2018/2019 foi reduzida em 8,1%, como resultado da correção de um cálculo anterior feito pela ANEEL, que leva em conta certas partes financeiras e econômicas de ativos não amortizados e não reparados relacionados ao RBSE ao determinar os ativos da Base de Remuneração Regulatória no ciclo anterior.

A RAP da concessão no 075/2001 foi reduzida em aproximadamente 30,5%, como resultado de uma redução de 50% da RAP a partir do 16o aniversário da operação comercial, que ocorreu durante o ciclo de 2018/2019. Dois dos nossos acordos de concessão (022/2012 e 002/2013) foram submetidos a uma revisão periódica, o que resultou em uma RAP mais baixa em conexão com o aumento das receitas relacionadas a trabalhos de atualização.

Em junho de 2019, a ANEEL aprovou a RAP para o ciclo 2019/2020, considerando (i) um ajuste de valores relevantes pelos índices IGP-M e IPCA, e (ii) a expansão do nosso sistema de transmissão com obras de atualização e receitas de outras obras classificadas como medidas de melhoria.

Em 2020, no âmbito do processo de revisão tarifária para os contratos prorrogados nos termos da Lei nº 12.783/2013, os titulares de ativos pertencentes à RBSE tiveram sua revisão ratificada em junho de 2020, apesar de originalmente estarem programados para 2018, devido a um atraso de dois anos e aos efeitos retroativos da REN 880/2020 no ano tarifário de 2018. Para nós, esse processo foi ratificado através da Resolução Homologatória nº 2.715/2020 para o contrato de concessão nº 060/2001, concedido à Copel GeT. Durante o processo de revisão, a ANEEL decidiu que, a partir do ciclo 2020/2021, a parte de renumeração do RBSE seria calculada pelo custo do patrimônio (cost of equity, "CoE"), conforme previsto na Portaria MME nº 120/2016. O valor não recebido durante os três ciclos anteriores (2017-2020) será incorporado nos próximos três ciclos (2020-2023) por meio de uma Parcela de Ajuste (Parcela de Ajuste).

Tendo em vista o forte impacto tarifário do aumento do risco de inadimplência no setor elétrico causado pela pandemia da COVID-19, em 22 de abril de 2021, a ANEEL alterou o cronograma para o pagamento do componente financeiro do RBSE/RPC por 8 anos e gradualmente para todos os acordos de concessão de transmissão renovados nos termos da Lei nº 12.783/2013. A nova regra foi aprovada pela Resolução nº 2.847, de 04.22.2021, que alterou o resultado da revisão periódica da RAP, ratificada em 2020, associada ao Contrato de Concessão nº 060/2001.

Além disso, por meio da Resolução Homologatória nº 2.725/2020, a ANEEL estabeleceu o reajuste de RAPs para ativos de transmissão de energia elétrica para o ciclo de 2020-2021, em vigor de 1.º de julho de 2020 até 30 de junho de 2021. De acordo com essa resolução, as RAPs de ativos de transmissão da Copel GeT para o ciclo de 2020-2021 foram de R\$ 777,2 milhões, dos quais R\$ 703,4 milhões correspondem à receita de ativos operacionais. Considerando as RAPs homologadas para as Sociedades de Propósito Específicos nas quais a Copel GeT tem 100%, as APRs para o ciclo foram de R\$ 773,2. Com os outros em que possui participação acionária, o valor consolidado total para a Copel GeT é de R\$ 1.146,0 milhões. Juntamente com o início das operações comerciais dos ativos da Mata de Santa Genebra em sua totalidade em 2020, o valor consolidado total da GeT é de R\$ 1.161,2 milhões.

Em 13 de julho de 2021, a ANEEL reajustou as RAPs para ativos de transmissão de energia elétrica para o ciclo de 1º de julho de 2021 a 30 de junho de 2022 por meio das Resoluções nºs 2.895/2021 e 2.959/2021. A RAP de ativos de transmissão da Copel GeT foi estabelecida em R\$ 792,2 milhões de ativos em operação. Considerando as RAPs aprovadas para as Empresas para Fins Especiais 100% devidas pela Copel Geração e Transmissão, o valor consolidado total atingiu R\$ 1.220,1 milhões.

Em 12 de julho de 2022, a ANEEL, por meio da Resolução de Homologatória nº 3067/2022, estabeleceu o reajuste das Receitas Anuais Permitidas ("APR") para as concessionárias de transmissão de energia elétrica para o ciclo de 2022-2023, em vigor de 1º de julho de 2022 a 30 de junho de 2023. De acordo com a resolução, a RAP das concessões de transmissão da Copel Geração e Transmissão para o ciclo 2022/2023 é de R\$ 849,2 milhões, dos quais R\$ 824,2 milhões correspondem à RAP de ativos em operação. Além disso, considerando a RAP aprovada para os PCHs em que a Copel Geração e Transmissão possui participação acionária de 100%, o valor total da RAP é de R\$ 921,9 milhões, dos quais R\$ 896,9 milhões correspondem à RAP de ativos em operação. Ao longo de 2022, alguns reforços autorizados pela Aneel para Contratos de Concessão 060/2001 e 006/2008 foram considerados e, portanto, a RAP de ativos em operação aumentou para R\$ 901,3 milhões.

No Despacho nº 402/2023, emitido em 3 de março de 2023, a ANEEL adiou a Revisão Periódica de Tarifas de 2023 da Receita Anual Permitida para concessionárias de transmissão nos termos da Lei nº 12.783/2013.

A Resolução Homologatória nº 3.216/2023, publicada em 7 de julho de 2023, definiu a Receita Anual Permitida para o período de 1º de julho de 2023 a 30 de junho de (2023-2024 ciclo), abrangendo instalações gerenciadas por empresas de transmissão. Para a Copel GeT, o RAP aprovado para o ciclo de 2023-2024 é de R\$ 1,561 bilhão, dividido da seguinte forma: R\$ 975,98 milhões para concessões totalmente de propriedade da Copel GeT; R\$ 73,2 milhões para SPEs integralmente de propriedade da Copel GeT; e R\$ 512,55 milhões para concessões com propriedade parcial da Copel GeT.

Com a Resolução nº 3.344/2024, Aneel aprovou os resultados das revisões tarifárias de 2023 dos contratos de concessão prorrogados pela Lei nº 12.783/2013. Para o Contrato de Concessão nº 060/2001 da Copel GeT, o reposicionamento foi de -8,39%, em grande parte devido à redução no valor da Receita Anual Permitida referente ao componente econômico RBSE, afetado pela depreciação e baixas no ciclo tarifário de 2018-2023.

A Resolução nº 3.348/2024, publicada em 19/07/2024, estabeleceu a RAP para o fornecimento de instalações sob a responsabilidade de empresas de transmissão, pelo período de 01.07.2024 a 30.06.2025 ciclo (2024-2025). Para a Copel GeT, a RAP aprovada para o ciclo de 2024-2025 é de R\$ 1.595 milhões, da seguinte forma: R\$ 987,2 milhões para concessões 100% Copel GeT; R\$ 75 milhões para 100% Copel GeT SPEs; R\$ 532,6 milhões para concessões com participação Copel GeT.

Além disso, a ANEEL nos autorizou a realizar obras de reforço que devem estar operacionais até 2026 e 2027. Essas obras devem adicionar aproximadamente 6,9 milhões à RAP.

A tabela abaixo mostra nossa RAP (R\$ milhões) para os últimos três ciclos de linhas de transmissão sobre as quais detemos 100% de participação em 31 de dezembro de 2024:

Contrato	Linha de transmissão/subestação	Jul. 2024	Jul. 2023	Jul. 2022
		Jun. 2025	Jun. 2024	Jun. 2023
		APR (R\$ milhões)		
060/2001	Concessão da transmissão principal ⁽¹⁾	665	661,3	524,4
075/2001	Bateias – Jaguariaíva	17,0	16,8	17,6
006/2008	Bateias – Pilarzinho	3	3,6	3,4
027/2009	Foz do Iguaçu - Cascavel Oeste	17	16,0	15,4
015/2010	Cerquilha III	7,3	7,0	6,7
22/2012	Foz do Chopim – Salto Osório Londrina – Figueira C2	8,1	7,7	7,5
002/2013	Assis – Paraguaçu Paulista II C1 e C2 SE Paraguaçu Paulista II	11,7	12,2	11,8
005/2014	Bateias - Curitiba Norte SE Curitiba Norte	13,3	12,8	12,4
021/2014	Foz do Chopim - Realeza	13,5	13,0	12,5
22/2014	Assis – Londrina	28,1	27,1	26,1
010/2010	Araraquara 2 – Taubaté TL Baixo Iguaçu - Realeza; TL Uberaba - Centro de Curitiba; TL Curitiba Leste - Blumenau; SE Medianeira; SE Curitiba Centro; SE Andará leste; SE Baixo Iguaçu;	45,3	43,6	41,9
006/2016	Demais Seccionamentos	160,9	154,8	148,9
002/2005	Uirapuru	27,0	26,9	28,2
001/2012	Costa Oeste	19,7	19,0	18,3
008/2012	Marumbi	28,3	27,3	26,2
Total		1.064,7	1.049,2	901,3

(1) Nossas principais concessões de transmissão abrangem várias linhas de transmissão.

CONCESSÕES

Operamos sob concessões concedidas pelo governo brasileiro para nossos negócios de geração, transmissão e distribuição. De acordo com a legislação brasileira, as concessões estão sujeitas a processos de licitação no final de seus respectivos termos.

Lei de renovação de concessão de 2013

Até 2013, as regras brasileiras que regem as concessões de geração davam às concessionárias o direito de renovar por mais 20 anos contratos de concessão celebrados antes de 11 de dezembro de 2003. Para concessões de transmissão e distribuição concedidas após 1995, as concessionárias tinham o direito de renovar esses contratos por um período adicional de 30 anos.

Em 11 de setembro de 2012, o governo brasileiro promulgou a Medida Provisória nº 579, posteriormente convertida na Lei de Renovação das Concessões de 2013, que alterou significativamente as condições sob as quais as concessionárias podem renovar contratos de concessão. De acordo com a Lei de Renovação das Concessões de 2013, concessionárias de geração, transmissão e distribuição poderiam renovar as concessões que estavam em vigor a partir de 1995 (e, no caso de instalações de geração, contratos de concessão de geração celebrados antes de 2003) por um período adicional de 30 anos (ou um período adicional de 20 anos no caso de usinas térmicas), desde que a concessionária concorde em alterar o contrato de concessão para refletir uma série de novas condições que visam a garantir que os serviços sejam prestados de forma contínua e eficiente e sujeitos a tarifas baixas. De acordo com a Lei de Renovação das Concessões de 2013, as concessionárias deveriam decidir, 60 meses antes do final de cada prazo de concessão (ou 24 meses com relação às concessões de plantas térmicas, que são de 24 meses), se devem alterar e renovar um contrato de concessão ou rescindir cada contrato de concessão no final de seu respectivo prazo.

Para concessionárias de geração existentes na época, a Lei de Renovação das Concessões de 2013 mudou o escopo dos contratos de concessão no momento em que foram renovados. Anteriormente, uma concessionária de geração tinha o direito de vender a energia gerada pelas instalações sujeitas à sua concessão para obter lucro. Em contrapartida, as concessões de geração renovadas nos termos da Lei de Renovação das Concessões de 2013 não concedem às concessionárias o direito de vender a energia gerada por essas instalações. Em vez disso, essas concessões cobrem apenas a operação e manutenção das instalações de geração, sujeitas aos padrões de qualidade determinados pelas autoridades brasileiras. A energia gerada por essas instalações é alocada pelo governo brasileiro em cotas para o mercado regulado, para compra por concessionárias de distribuição. Para novos empreendimentos de geração (ou seja, instalações de geração operadas após a Lei de Renovação das Concessões de 2013), por outro lado, a concessionária ainda tem o direito de vender a energia produzida pelo empreendimento de geração.

Além de mudar o escopo das concessões de geração, a Lei de Renovação das Concessões de 2013 estabelece um novo regime tarifário que afeta significativamente o tratamento dos valores a serem investidos pelas concessionárias para melhorar e manter as plantas de geração. Para esse efeito, diversos regulamentos foram emitidos pelo MME e pela ANEEL para regular a compensação devida às concessionárias como resultado de seus investimentos para melhorar e manter as usinas de geração.

A Lei de Renovação das Concessões de 2013 afeta as concessões de transmissão e distribuição de forma diferente. A principal mudança é que os valores investidos em projetos de modernização, reformas estruturais, equipamentos e contingências estão sujeitos à aprovação prévia da ANEEL. No entanto, a Lei de Renovação das Concessões de 2013 não afeta a maneira como as concessionárias de distribuição e transmissão podem recuperar valores investidos na infraestrutura de transmissão.

Com relação aos contratos de transmissão, as condições para renovação estabelecidas na Lei de Renovação das Concessões de 2013 são a aceitação de uma renda fixa, conforme determinado pela ANEEL, e o cumprimento dos padrões de qualidade estabelecidos na regulamentação aplicável.

O Governo Federal emitiu o Decreto nº 11.314/2022, que regula a licitação e a prorrogação das concessões de transmissão ao final de seu prazo, condicionando a prorrogação da concessão quando a licitação for inviável ou resultar em danos ao interesse público, desde que a concessionária formalize o pedido de prorrogação pelo menos 36 meses antes do final da concessão.

Com relação aos contratos de distribuição, as condições estão estabelecidas na emenda ao contrato de concessão e estão relacionadas ao cumprimento dos padrões de qualidade, indicadores econômicos-financeiros de sustentabilidade e governança corporativa, conforme estabelecido na emenda ao contrato de concessão, de acordo com os parâmetros previstos na Lei de renovação de concessão de 2013.

A Lei de Renovação das Concessões de 2013 se aplica a todos os contratos de geração, transmissão e distribuição que estavam em vigor em 1995 (e, no caso de concessões de geração, celebrados antes de 2003), independentemente de um contrato conceder à concessionária o direito de renovar uma concessão em seus termos originais. Por exemplo, vários dos nossos contratos de concessão contêm disposições que nos permitem renovar essas concessões por um período de 20 anos. De acordo com a Lei de Renovação das Concessões de 2013, para renovar esses contratos, seria necessário aceitar a aplicação das condições impostas pela Lei de Renovação das Concessões de 2013 ao contrato, e o contrato de concessão seria então renovado por 30 anos, em vez de 20 anos. Se optarmos por renovar um contrato de concessão que contenha uma provisão de renovação, seremos indenizados pelo governo brasileiro usando fundos do Fundo Reserva Global de Reversão - RGR (consulte Encargos Regulatórios do Setor de Energia) em um valor igual à parte de nossos investimentos relacionados à concessão que ainda não foram amortizados ou depreciados, conforme calculado pela ANEEL.

Se uma concessionária decidir não aceitar o novo regime de tarifas com relação a um contrato de concessão e, portanto, decidir não renovar o contrato, a concessão será encerrada no final de seu prazo original e o governo brasileiro conduzirá um novo processo de licitação para a concessão. A concessionária original pode participar do novo processo de licitação.

No caso de concessões de geração hidrelétrica com capacidade instalada de mais de 5.000 kW, após a expiração de seu prazo original e desde que a concessionária não solicite a prorrogação de tal prazo, o Poder Concedente poderá submeter a concessão a um novo processo de licitação. No caso de concessões para unidades de geração hidrelétrica com capacidade instalada de 5.000 kW ou menos, após a expiração de seu prazo original, as concessões poderão ser concedidas à concessionária atual na forma de registro, por prazo indeterminado.

Concessões de geração

Das 18 hidrelétricas que operamos em 2024, 14 eram operadas sob os contratos de concessão de geração que estavam em vigor antes da Lei de Renovação das Concessões de 2013, e cinco eram operadas de acordo com a Lei de Renovação das Concessões de 2013 (UHE Capivari Cachoeira, UHE Chopim I, UHE Marumbi, UHE Mauá e UHE Colíder). Em 2013, 12 das 13 concessões de geração hidrelétrica e termoeétrica operadas por nós (exceção feita apenas à UHE Rio dos Patos) foram estendidas de acordo com o antigo regime e poderiam ser renovadas novamente nos termos da Lei de Renovação das Concessões de 2013. No entanto, na época em que a Lei foi promulgada, optamos por não renovar as seguintes concessões de geração: Rio dos Patos (2014), Mourão I (2015), Chopim I (2015) e Capivari Cachoeira (2015), todos com prazos remanescentes de 60 meses ou menos. Veja abaixo mais informações sobre cada uma dessas concessões.

UHE Foz do Areia. A Copel Geração e Transmissão não optou por renovar a concessão original nos termos da Lei de Renovação das Concessões de 2013 para a UHE Foz do Areia (Governador Bento Munhoz da Rocha Netto). No entanto, para obter uma nova concessão para a UHE Foz do Areia por 30 anos, a Copel GeT transferiu a propriedade desta UHE para sua subsidiária, a SPE F.D.A. Geração de Energia Elétrica S.A ("F.D.A") em 3 de março de 2020, e, na mesma data, solicitou nova concessão ao MME, nos termos do Decreto Federal nº 9,271/2018, alterada pelos Decretos Federais nºs 10,135/2019 e 10,893/2021, que permitem essa renovação associada à privatização do titular da concessão, dentro de 12 meses do final do prazo. Em 23 de dezembro de 2022, o Decreto nº 9.271 foi ainda alterado pelo Decreto nº 11.307, para permitir também a renovação de concessões por privatização de um titular por meio de uma oferta pública de ações. Essa alternativa está alinhada com a intenção do acionista controlador de nos transformar em uma empresa com capital disperso e sem um acionista controlador. Solicitamos ao MME a renovação completa das concessões para nossas plantas UHE Foz do Areia, UHE Segredo e UHE Caxias, mantendo 100% de participação. Nossa privatização nos permitiu solicitar a renovação completa dessas concessões por 30 anos a partir da assinatura do novo contrato de concessão. O pagamento dos respectivos bônus de subvenção, estipulado em R\$ 3.719,4 milhões, de acordo com a Portaria Interministerial dos Ministérios das Minas e Energia e Finanças - MME/MF nº 01, de 30 de março de 2023, ocorreu dentro do prazo estipulado de 20 dias após a assinatura dos contratos, atualizado pela taxa Selic *pro rata die* sobre o valor do bônus de subvenção de 1º de janeiro de 2024, até o pagamento efetivo. A ANEEL aprovou a minuta dos novos contratos de concessão através do Pedido nº 2.065/2023, e a Copel GeT e a ANEEL celebraram o Contrato de Concessão nº 01/2024 para renovar a concessão de concessão UHE Foz do Areia em 19 de novembro de 2024.

UHE Rio dos Patos. A concessão da UHE Rio dos Patos foi rescindida e não submetida a mais processos de licitação devido a falta de condições operacionais.

UHE Mourão I e UHE Capivari Cachoeira. O Poder Concedente submeteu as concessões para a UHE Capivari Cachoeira e Mourão I a novos processos licitatórios, nos termos dos quais novos contratos devem estar em vigor por um período de 30 anos. A Copel GeT foi a vencedora no processo de licitação relacionado à UHE Capivari Cachoeira. Com relação ao Capivari Cachoeira, embora a Copel GeT não tenha optado por renovar a concessão original, ela participou do novo processo de licitação e venceu. Em 5 de janeiro de 2016, a Copel GeT assinou um acordo de concessão com a ANEEL para continuar operando esta planta sob um regime de operação e manutenção até 2046. Pagamos um valor total de R\$ 574,8 milhões como bônus de assinatura para este contrato de concessão. 100,0% da energia gerada por esta planta em 2016 foi alocada em cotas para o mercado regulado e reduzida para 70,0% em 1º de janeiro de 2017. A Copel GeT pode vender a quantidade restante de energia gerada por esta usina no Mercado Livre ou no mercado à vista.

UHE Chopin I. Como a capacidade instalada do UHE Chopin I também não excede 5.000 kW, o regime de concessão da planta foi alterado para um registro a nosso favor, válido por um prazo indeterminado. Além disso, nos termos do mesmo registro, podemos notificar o Poder Concedente sobre nossa intenção de estender: (i) em 2024, a concessão da UHE Apucarantina; e (ii) em 2025, as concessões da UHE Guaricana e UHE Chaminé. Já solicitamos à ANEEL a renovação da UHE Apucarantina por 30 anos nos termos da Lei nº 12.783, e planejamos solicitar renovações para a UHE Guaricana e UHE Chaminé.

UHE Figueira. Nossa concessão para a UHE Figueira expirou em 26 de março de 2019. Solicitamos a prorrogação da concessão para aquela planta em 24 de maio de 2017, por um período adicional de 20 anos. Em 30 de outubro de 2023, solicitamos que o Poder Concedente cancelasse nossa solicitação anterior de prorrogação da concessão. Essa decisão está alinhada com a diretiva do nosso Conselho de Administração, conforme descrito no Planejamento Estratégico 2030 da Copel, para descarbonizar nosso portfólio atual e acelerar nossa mudança para energia renovável. Essa usina tem capacidade instalada equivalente a 20 MW e passou por um processo de modernização recente. Em 23 de fevereiro de 2024, a ANEEL, através do Pedido nº 561/2024, autorizou a suspensão da operação comercial da unidade geradora UHE Figueira. Expressamos ao Poder Concedente nossa expectativa de receber remuneração por ativos não depreciados.

Com relação às concessões concedidas entre 2011 e 2017 sem direito de renovação anexado, adquirimos o direito de renovar apenas uma das hidrelétricas (“UHE Cavernoso II”) por um período de 30 anos, em decorrência de uma emenda à Lei de Renovação das Concessões de 2013 pela Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016.

De acordo com a Lei de Renovação das Concessões de 2013, poderíamos ter sinalizado ao Poder Concedente até 2019 nossa intenção de renovar a concessão da UHE São Jorge. No entanto, optamos por não renovar tal concessão e, conseqüentemente, poderemos operar tal UHE até julho de 2026 e solicitar a conversão deste regime operacional em um regime de registro, pois a capacidade instalada não excede 5.000 kW.

As concessões para projetos de geração concedidas após 11 de dezembro de 2003 não foram afetadas pela Lei de Renovação das Concessões de 2013 e não são renováveis, o que significa que, após a expiração de seu prazo de 35 anos, a concessão estará sujeita a um novo processo de licitação. Em 2019, tínhamos três (3) hidrelétricas operando nesta condição (UHE Mauá, UHE Colíder e UHE Baixo Iguaçu). A UHE Colíder não está mais sob nossa operação desde o swap de ativos com a Eletrobrás.

Em setembro de 2020, foi aprovada a Lei GSF, que estabeleceu novas condições para a renegociação do risco hidrológico de geração de energia, alterando o Artigo 2 da Lei nº 13.203/2015, entre outras medidas. Este procedimento foi regulado pela Resolução Normativa nº 1.035/2022, pela qual a ANEEL estabeleceu a metodologia de cálculo de compensação aos proprietários de hidrelétricas participantes do MRE. Também regulava a repatriação do risco hidrológico para equiparar a emissão de GSF e dívidas em aberto na CCEE para permitir o retorno da normalidade e maior liquidez no mercado de energia de curto prazo, em troca da extensão dos termos das concessões concedidas a hidrelétricas para até sete anos.

Em 2021, o governo emitiu uma nova legislação que alterou o método de cálculo aplicado pela CCEE para a compensação financeira às usinas participantes do MRE. Para nossas 16 usinas que aderiram ao método, o valor da compensação foi de R\$ 1.570,5 milhões. A ANEEL estendeu os termos de nossas concessões que aderiram ao novo método para um total de 15.217 dias (Resoluções nºs 2.919 e 2.932).

Em 2022, a ANEEL autorizou a prorrogação de concessões e autorizações e aprovou a emenda aos contratos de concessão para projetos com a nossa participação por meio das Resoluções Autorizativas nºs 11.345/2022, 12.255/2022 e 11.132/2022.

Em 2023, a ANEEL reconheceu a prorrogação do período de concessão para a usina hidrelétrica de Mauá devido a um pedido de isenção de responsabilidade, prorrogando a data de término da concessão para 15 de outubro de 2043. Como resultado, o CCEE recalculou a remuneração financeira da usina. Em seguida, a ANEEL autorizou a prorrogação da concessão por meio da Resolução Autorizativa nº 14.896/2023, aumentando o período de compensação de 1.789 para 2.083 dias.

Em 2024, firmamos novos contratos de concessão de trinta anos para as UHEs Foz do Areia, Salto Caxias e Segredo, de acordo com o Decreto Federal nº 9.271/2018, que não prevê prorrogações. Encaminhamos também um pedido de renovação da UHE Apucarantina sob a Lei nº 12.783.

As tabelas a seguir estabelecem informações relacionadas aos termos reais, bem como às renovações de nossas usinas hidroelétricas, termoeletricas e parques eólicos de geração principal e todas aquelas sobre as quais temos participação direta:

Usinas hidrelétricas	Data de concessão			
	inicial	Primeira data de validade	Data da extensão	Data de validade final ⁽⁵⁾
Foz do Areia	Novembro de 2024	Novembro de 2054	Não extensível	Novembro de 2054
Apucarantina	Outubro de 1975	Outubro de 2005	Abril de 2003	Janeiro de 2027
Guaricana	Agosto de 1976	Agosto de 2006	Agosto de 2005	Julho de 2028
Chaminé	Agosto de 1976	Agosto de 2006	Agosto de 2005	Agosto de 2028
Segredo	Novembro de 2024	Novembro de 2054	Não extensível	Novembro de 2054
Derivação do Rio Jordão	Novembro de 1979	Novembro de 2009	Setembro de 2009	Junho de 2032
Caxias de Salto	Novembro de 2024	Novembro de 2054	Não extensível	Novembro de 2054
Mauá ⁽¹⁾	Junho de 2007	Julho de 2042	Não extensível	Junho de 2049
Colíder ⁽¹⁾	Janeiro de 2011	Janeiro de 2046	Não extensível	Janeiro de 2046
Cavernoso II	Fevereiro de 2011	Fevereiro de 2046	Não extensível	Dezembro de 2050
Baixo Iguaçu	Agosto de 2012	Agosto de 2047	Não extensível	Dezembro de 2049
PCH Bela Vista ⁽²⁾	Maio de 2007	Janeiro de 2041	Extensível	Janeiro de 2041

(1) Adquirida em dezembro de 2024 da Eletrobrás. Consulte o "ITEM 4. INFORMAÇÕES SOBRE A EMPRESA - A Empresa - Estrutura Corporativa"

(2) Em dezembro de 2019, a Copel GeT tornou-se proprietária de 100% da Bela Vista Geração de Energia, que detém o Leilão ANEEL no 003/2018 para a P Bela Vista. As operações comerciais das unidades de geração 1, 2 e 3 começaram em junho de 2021, julho de 2021, agosto de 2021 e junho de 2023, respectivamente.

Plantas termoeletricas	Data de concessão inicial	Primeira data de validade	Data da extensão	Data de validade final
Figueira	Março de 1969	Março de 1999	Junho de 1999	Março de 2019

(1) Em 30 de outubro de 2023, uma solicitação foi enviada ao Poder Concedente para retirar a solicitação de prorrogação da concessão para esta usina. Em 9 de dezembro de 2024, solicitamos à ANEEL a rescisão da concessão e isenção da reversão de ativos.

Plantas eólicas	Data de concessão inicial	Primeira data de validade
Asa Branca I	Abril de 2011	Abril de 2046
Asa Branca II	Maio de 2011	Maio de 2046
Asa Branca III	Maio de 2011	Maio de 2046
Eurus IV	Abril de 2011	Abril de 2046
Santa Maria	Maio de 2012	Maio de 2047
Santa Helena	Abril de 2012	Abril de 2047
Ventos de Santo Uriel	Abril de 2012	Abril de 2047
Boa Vista	Abril de 2011	Abril de 2046
Farol	Abril de 2011	Abril de 2046
Olho D'Água	Junho de 2011	Junho de 2046
São Bento do Norte	Maio de 2011	Maio de 2046
Cútia	Janeiro de 2012	Janeiro de 2042
Guaraju	Janeiro de 2012	Janeiro de 2042
Jangada	Janeiro de 2012	Janeiro de 2042
Maria Helena	Janeiro de 2012	Janeiro de 2042
Palmas	Setembro de 1999	Setembro de 2029
Potiguar	Maio de 2015	Maio de 2050
Esperança do Nordeste	Maio de 2015	Maio de 2050
Paraíso dos Ventos do Nordeste	Maio de 2015	Maio de 2050
São Bento do Norte I	Agosto de 2015	Agosto de 2050
São Bento do Norte II	Agosto de 2015	Agosto de 2050
São Bento do Norte III	Agosto de 2015	Agosto de 2050
São Miguel I	Agosto de 2015	Agosto de 2050
São Miguel II	Agosto de 2015	Agosto de 2050
São Miguel III	Agosto de 2015	Agosto de 2050
Jandaíra I	Abril de 2020	Abril de 2055
Jandaíra II	Abril de 2020	Abril de 2055
Jandaíra III	Abril de 2020	Abril de 2055
Jandaíra IV	Abril de 2020	Abril de 2055
Vila Maranhão I	Janeiro de 2019	Janeiro de 2054
Vila Maranhão II	Janeiro de 2019	Janeiro de 2054
Vila Maranhão III	Janeiro de 2019	Janeiro de 2054
Vila Ceará I	Janeiro de 2019	Janeiro de 2054
Ventos de Vila Mato Grosso I	Dezembro de 2019	Dezembro de 2054
Aventura II ⁽¹⁾	Junho de 2018	Junho de 2053
Aventura III ⁽¹⁾	Junho de 2018	Junho de 2053
Aventura IV ⁽¹⁾	Junho de 2018	Junho de 2053
Aventura V ⁽¹⁾	Junho de 2018	Junho de 2053
Santa Rosa e Mundo Novo I ⁽²⁾	Junho de 2018	Junho de 2053
Santa Rosa e Mundo Novo II ⁽²⁾	Junho de 2018	Junho de 2053
Santa Rosa e Mundo Novo III ⁽²⁾	Junho de 2018	Junho de 2053
Santa Rosa e Mundo Novo IV ⁽²⁾	Junho de 2018	Junho de 2053
Santa Rosa e Mundo Novo V ⁽²⁾	Junho de 2018	Junho de 2053

(1) Complexo Aventura, localizado no Estado do Rio Grande do Norte, que adquirimos em janeiro de 2023.

(2) Complexo Santa Rosa e Mundo Novo, localizado no Estado do Rio Grande do Norte, que adquirimos em janeiro de 2023.

A tabela a seguir apresenta informações relativas aos termos da nossa usina hidrelétrica de geração, cujo contrato de concessão foi celebrado nos termos e condições da Lei de Renovação das Concessões de 2013:

Usinas hidrelétricas	Data de concessão inicial	Primeira data de validade	Data de extensão	Data de validade final
Cachoeira Capivari (Gov Parigot de Souza)	Janeiro de 2016	Janeiro de 2046	Não sujeito a extensão	Janeiro de 2053

A tabela a seguir apresenta informações relativas aos termos das concessões de nossas usinas hidrelétricas, uma vez que o respectivo período original expire, não estarão mais sujeitas a um regime de concessão, mas sim a um processo de registro com a ANEEL:

Usinas hidrelétricas⁽¹⁾	Data da concessão inicial	Primeira data de validade	Data de validade final
Chopim I	Março de 1964	Julho de 2015	Indefinidamente
São Jorge	Dezembro de 1974	Julho de 2026	—
Cavernoso	Janeiro de 1981	Junho de 2033	—
Melissa	Maio de 2002	Indefinidamente	—
Pitangui	Maio de 2002	Indefinidamente	—
Salto do Vau	Maio de 2002	Indefinidamente	—
Marumbi	Março de 1956	Maio de 2018	Indefinidamente

(1) Após a expiração das concessões ou autorizações para geração de energia hidrelétrica com capacidade instalada igual ou inferior a 5.000 kW, os projetos relevantes estão sujeitos a um regime de registro de acordo com a Lei Federal nº 9.074/1995, conforme alterada pela Lei Federal nº 13.360/2016. A operação de planos hidrelétricos e termoeletrônicos com capacidade instalada de até 5.000 kW não está sujeita a nenhuma concessão, permissão ou autorização e exige exclusivamente o registro junto ao Poder Concedente.

Também temos interesses de propriedade em 11 projetos de outras gerações. A tabela a seguir apresenta informações relacionadas aos termos das concessões das instalações de geração nas quais tínhamos tal participação parcial em 31 de dezembro de 2024:

Instalação de geração	Empresa	Data da concessão inicial	Data de validade	Extensão
UHE Dona Francisca	Dona Francisca Energética SA – DFESA	Agosto de 1998	Setembro de 2037	Possível
UHE Santa Clara	Centrais Elétricas do Rio Jordão S.A. - ELEJOR	Outubro de 2001	Maio de 2040	Possível
UHE Fundão	Centrais Elétricas do Rio Jordão S.A. - ELEJOR	Outubro de 2001	Junho de 2040	Possível
PCH Santa Clara I	Centrais Elétricas do Rio Jordão S.A. - ELEJOR	Dezembro de 2002	Indefinitivamente	—
PCH Fundão I	Centrais Elétricas do Rio Jordão S.A. - ELEJOR	Dezembro de 2002	Indefinitivamente	—
UHE Arturo Andreoli	Foz do Chopim Energética	Abril de 2000	Julho de 2034	Possível
EOL Carnaúbas	São Miguel do Gostoso I	Abril de 2012	Abril de 2047	Possível
EOL Reduto	São Miguel do Gostoso I	Abril de 2012	Abril de 2047	Possível
EOL Santo Cristo	São Miguel do Gostoso I	Abril de 2012	Abril de 2047	Possível
EOL São João	São Miguel do Gostoso I	Março de 2012	Março de 2047	Possível

Além disso, temos uma participação nas usinas fotovoltaicas Solar Paraná. Este empreendimento opera no setor de geração distribuída, o que significa que não é classificado como um projeto de geração sujeito a autorização, concessão e registro, e não comercializa energia na Câmara de Comércio de Energia Elétrica (CCEE).

Concessões de transmissão

De acordo com a Lei de Renovação das Concessões de 2013 e os termos de nossas concessões de transmissão, temos o direito de solicitar prorrogações de 30 anos das concessões da ANEEL, desde que tal solicitação seja entregue até 60 meses antes da expiração do contrato. Nossa principal concessão de transmissão, da qual 67,1% de nossas receitas de transmissão em 2024 derivaram, foi renovada de acordo com a Lei de Renovação das Concessões de 2013 e, portanto, expirará em janeiro de 2043.

Além disso, em 2024, um total de 32,9% de nossas receitas de transmissão são derivadas de 11 outros contratos de concessão para linhas de transmissão e subestações que estão atualmente em operação e cujos termos e extensões estão estabelecidos na tabela abaixo. De acordo com a Lei de Renovação das Concessões de 2013, cada um desses contratos pode ser prorrogado por um período adicional de 30 anos. No entanto, o Decreto nº 11.314, de 12.28.2022, regula a licitação e a prorrogação de concessões de serviços de transmissão pública de energia elétrica ao final de seu mandato, determinando que as concessões estarão sujeitas a licitação, utilizando o critério da menor Receita Anual Permitida. As concessões podem ser estendidas se o processo de licitação for inviável ou prejudicar o interesse público, desde que a concessionária o solicite à ANEEL pelo menos 36 meses antes do final do prazo contratual.

Pretendemos continuar solicitando extensões para todas as nossas concessões de transmissão.

A tabela a seguir estabelece certas informações relacionadas aos termos e aos termos de extensão de nossas principais concessões de transmissão (todas as quais temos uma participação acionária direta), incluindo os contratos de concessão para linhas de transmissão e subestações em operação ou em construção:

Instalação de transmissão	Data da concessão inicial	Primeira data de validade	Possibilidade de extensão	Data de validade esperada (ou final)
Concessão da transmissão principal	Julho de 2001	Julho de 2015	Estendida	Janeiro de 2043
Bateias – Jaguariaíva	Agosto de 2001	Agosto de 2031	Possível	Agosto de 2061
Bateias – Pilarzinho	Março de 2008	Março de 2038	Possível	Março de 2068
Foz do Iguaçu – Cascavel Oeste	Novembro de 2009	Novembro de 2039	Possível	Novembro de 2069
Subestação Cerquilha III	Outubro de 2010	Outubro de 2040	Possível	Outubro de 2070
Araraquara 2 – Taubaté	Outubro de 2010	Outubro de 2040	Possível	Outubro de 2070
Foz do Chopim - Salto Osorio	Agosto de 2012	Agosto de 2042	Possível	Agosto de 2072
Assis – Paraguaçu Paulista II	Fevereiro de 2013	Fevereiro de 2043	Possível	Fevereiro de 2073
Bateias – Curitiba Norte	Janeiro de 2014	Janeiro de 2044	Possível	Janeiro de 2074
Realeza Sul – Foz do Chopim	Setembro de 2014	Setembro de 2044	Possível	Setembro de 2074
Asse - Londrina	Setembro de 2014	Setembro de 2044	Possível	Setembro de 2074
Curitiba Leste – Blumenau	Abril de 2016	Abril de 2046	Possível	Abril de 2076

Temos participação acionária em outros dez projetos de transmissão, por meio de SPEs. A tabela a seguir apresenta informações relacionadas aos termos das concessões das instalações de transmissão nas quais tínhamos tal participação parcial em 31 de dezembro de 2024:

Instalação de transmissão	Empresa para fins especiais (SPC)	Data de concessão inicial	Primeira data de validade	Possibilidade de extensão	Data de validade esperada (ou final)
Cascavel Oeste – Umuarama	Costa Oeste Transmissora de Energia S.A	Janeiro de 2012	Janeiro de 2042	Possível	Janeiro de 2072
Umuarama – Guaira	Caiuá Transmissora de Energia S.A	Maio de 2012	Maio de 2042	Possível	Maio de 2072
Açailândia – Miranda II	Integração Maranhense Transmissora de Energia S.A.	Maio de 2012	Maio de 2042	Possível	Maio de 2072
Curitiba – Curitiba Leste	Marumbi Transmissora de Energia S.A.	Maio de 2012	Maio de 2042	Possível	Maio de 2072
Paranaíta – Ribeirãozinho	Matrinchá Transmissora de Energia S.A.	Maio de 2012	Maio de 2042	Possível	Maio de 2072
Ribeirãozinho – Marimbondo II	Guaraciaba Transmissora de Energia S.A	Maio de 2012	Maio de 2042	Possível	Maio de 2072
Barreiras II – Pirapora II	Paranaíba Transmissora de Energia S.A	Maio de 2013	Maio de 2043	Possível	Maio de 2073
Itatiba – Bateias	Mata de Santa Genebra Transmissora S.A	Maio de 2014	Maio de 2044	Possível	Maio de 2074
Estreito – Fernão Dias	Cantareira Transmissora de Energia S.A.	Setembro de 2014	Setembro de 2044	Possível	Setembro de 2074
Ivaiporã – Londrina	Uirapuru Transmissora de Energia S.A.	Março de 2005	Março de 2035	Possível	Março de 2065

Concessões de distribuição

Originalmente, operamos nossos negócios de distribuição de acordo com um contrato de concessão que foi assinado em 24 de junho de 1999 (retroativo a 7 de julho de 1995) e estava programado para expirar em 7 de julho de 2015. De acordo com a Lei de Renovação das Concessões de 2013, tivemos o direito de renovar esta concessão por um período adicional de 30 anos, aceitando uma alteração ao contrato de concessão. Em 2013, após uma cuidadosa avaliação das condições impostas pelo governo brasileiro para a prorrogação da nossa concessão de distribuição, decidimos solicitar a renovação deste contrato e nossa solicitação de renovação foi aprovada pelo MME em 11 de novembro de 2015. Em 9 de dezembro de 2015, assinamos o quinto aditamento ao Contrato de Concessão de Serviço de Distribuição de Eletricidade pública nº 46/1999 da Copel Distribuição S.A.

Esta emenda impõe condições de eficiência à Copel Distribuição que são medidas por meio de duas métricas diferentes: qualidade do serviço e sustentabilidade econômico-financeira da empresa. O não cumprimento de qualquer uma dessas métricas (i) por dois anos consecutivos nos primeiros quatro anos desta concessão renovada ou (ii) no quinto ano desta concessão pode, em cada caso, resultar no encerramento da nossa concessão de distribuição.

Em 17 de novembro de 2020, a ANEEL detalhou os indicadores de desempenho e eficiência aplicáveis aos serviços de distribuição de energia elétrica a partir de 2021 com relação à ausência de interrupção no fornecimento e gestão econômico-financeira (conforme a Resolução nº 948/2021). A ANEEL também alterou os parâmetros para o cálculo de algumas variáveis do indicador de gestão econômico-financeira.

O indicador de gestão econômico-financeira é violado quando a geração do fluxo de caixa, após a dedução da Cota de Reintegração Regulatória está abaixo de 111% da SELIC, o que é considerado insuficiente para cumprir os juros da dívida, ou quando o EBITDA é menor do que a Cota de Reintegração Regulatória ou Despesa de Depreciação Regulatória ("QRR"). A não conformidade por um ano obriga a concessionária a limitar o pagamento de dividendos e juros sobre capital próprio e proíbe novas ações legais e negócios entre a concessionária e suas partes relacionadas. A não conformidade por dois anos consecutivos permite que a ANEEL encerre a concessão.

A violação dos indicadores de nenhuma interrupção no fornecimento por um ano impõe a obrigação de criar um plano para melhorar os resultados. A não conformidade por dois anos consecutivos ou três anos dentro de um período de cinco anos pode levar à limitação da distribuição de dividendos e, por um período consecutivo de três anos, pode resultar na rescisão da concessão. A avaliação de desempenho ocorre no final de cada ano civil.

A tabela abaixo apresenta os indicadores econômicos, financeiros e de qualidade estabelecidos para os últimos sete anos.

Ano	Indicadores econômicos e financeiros Indicador	Indicadores de qualidade ⁽¹⁾		Qualidade realizada	
		DEC _i ⁽²⁾	FEC _i ⁽²⁾	DEC _i ⁽²⁾	FEC _i ⁽²⁾
2017	EBITDA ⁽³⁾ ≥ 0	12.54	12.54	12.54	12.54
2018	[EBITDA (-) QRR ⁽⁴⁾] ≥ 0	11.23	8.24	10.29	6.20
2019	{Dívida líquida ^{(5)}/[EBITDA⁽³⁾ (-) QRR^{(4)]] ≤ 1/(0,8*SELIC⁽⁶⁾)}}	10.12	7.74	9.10	6.00
2020	{Dívida líquida ^{(5)}/[EBITDA⁽³⁾ (-) QRR^{(4)]] ≤ 1/(1.11*SELIC⁽⁶⁾)}}	9.83	7.24	7.81	5.55
2021	{Dívida líquida ^{(5)}/[EBITDA⁽³⁾ (-) QRR^{(4) ≥ 0]] ≤ 1/(1.11*SELIC⁽⁷⁾)}}	9.29	6.84	7.20	4.76
2022	{Dívida líquida ^{(5)}/[EBITDA⁽³⁾ (-) QRR^{(4) ≥ 0]] ≤ 1/(1.11*SELIC⁽⁷⁾)}}	9.19	6.80	7.98	5.29
2023	{Dívida líquida ^{(5)}/[EBITDA⁽³⁾ (-) QRR^{(4) ≥ 0]] ≤ 1/(1.11*SELIC⁽⁷⁾)}}	8.69	6.39	7.85	5.20
2024	{Dívida líquida ^{(5)}/[EBITDA⁽³⁾ (-) QRR^{(4) ≥ 0]] ≤ 1/(1.11*SELIC⁽⁷⁾)}}	8.36	5.94	7.92	5.35

(1) De acordo com a Nota Técnica No 0335/2015 da ANEEL.

(2) DEC_i – Duração das interrupções por cliente por ano (em horas); e FEC_i – Frequência de interrupções por cliente por ano (número de interrupções).

(3) Lucro antes de juros, depreciação fiscal e amortização, conforme calculado de acordo com os regulamentos da ANEEL.

(4) QRR: Cota de reintegração regulatória ou despesa de depreciação regulatória. Até 2020, esse valor corresponde à Revisão Periódica de Tarifas (RPT) mais recente, mais o índice de inflação do Preço de Mercado Geral (IGP-M) entre o mês anterior à Revisão Periódica de Tarifas e o mês anterior ao período de doze meses da medição de sustentabilidade econômica e financeira. A partir de 2021, ele reflete o valor definido na última revisão periódica de tarifas e é atualizado pela Parcela B Regulatória, calculado pro rata.

(5) Conforme calculado de acordo com os regulamentos da ANEEL.

(6) Taxa base Selic: limitada a 12,87% ao ano.

(7) Limitado a 9,009% ao ano se exceder esse percentual e a 6,006% se ficar abaixo desse percentual.

CONCORRÊNCIA

Temos concessões para distribuir energia elétrica em substancialmente todo o estado do Paraná, e não enfrentamos concorrência das cinco outras empresas que receberam concessões ou permissões para o restante do Estado. Como resultado da legislação aprovada em 2004, no entanto, outros fornecedores são capazes de oferecer energia elétrica aos nossos clientes livres existentes a preços mais baixos do que os que cobramos atualmente. No entanto, quando um Cliente Cativo se torna um Cliente Livre, ainda é necessário pagar para usar nossa rede de distribuição. A redução na receita líquida de nossos negócios de distribuição é, portanto, compensada com uma redução em nossos custos de energia que, de outra forma, adquiriríamos para vender a esses clientes.

Além disso, sob certas circunstâncias, os Clientes Livres podem ter o direito de se conectar diretamente ao Sistema Interligado Nacional - SIN em vez de à nossa rede de distribuição. Diferentemente da escolha de outro fornecedor de energia por parte de um Cliente Livre, caso em que o cliente ainda deve usar nossa rede de distribuição e, assim, nos pagar a tarifa apropriada, nosso negócio de distribuição deixa de cobrar tarifas de um cliente que se conecta diretamente ao SIN. A migração de clientes da rede de distribuição para a rede de transmissão resulta, portanto, na perda de receitas para o nosso negócio de distribuição.

As empresas de distribuição e transmissão devem permitir o uso de suas linhas e instalações auxiliares para a distribuição e transmissão de energia elétrica por outras partes mediante o pagamento de uma tarifa.

Os Clientes Gratuitos estão limitados, a partir de 1º de janeiro de 2022, àqueles com demanda de pelo menos 1,0 MW em qualquer tensão; e, após 1º de janeiro de 2023, àqueles com demanda de pelo menos 500 kW em qualquer tensão. Após 1º de janeiro de 2024, clientes com cargas individuais inferiores a 500 kW também são incluídos, desde que representados por um agente de varejo perante a CCEE.

Desde 2023, clientes livres são clientes com demanda de pelo menos 500 kW que optam por receber energia por meio de fontes alternativas, como projetos de energia eólica, pequenas usinas hidrelétricas, projetos de biomassa, usinas solares e outros.

Em 2024, os clientes classificados como grupo A com demanda abaixo de 500 kW também podem optar por ser fornecidos por outros meios de fontes alternativas (Portaria MME nº50/2020). Em 31 de dezembro de 2024, tínhamos 1.529 clientes livres de nossa negociação de energia, representando aproximadamente 50% de nossa receita operacional consolidada e aproximadamente 45,6% da quantidade total de energia elétrica vendida.

No negócio de geração, qualquer produtor pode receber uma concessão para construir ou gerenciar instalações termoelétricas e pequenas instalações de geração hidrelétrica no Estado do Paraná. A legislação brasileira prevê licitação para concessões de geração para hidrelétricas e, desde 2017, essa exigência se aplica apenas a instalações com capacidade superior a 50 MW.

No negócio de transmissão, a legislação brasileira prevê licitação para concessões de transmissão para instalações com uma tensão de 230 kV ou mais que fará parte do SIN.

A legislação brasileira exige que todas as nossas concessões de geração, transmissão e distribuição estejam sujeitas a um processo de licitação após a expiração. Poderemos enfrentar concorrência significativa de terceiros na licitação para renovação de tais concessões ou para quaisquer novas concessões. A perda de certas concessões pode afetar adversamente nossos resultados operacionais.

Em junho de 2021, um estudo foi publicado pela Empresa de Pesquisa Energética -EPE projetando um crescimento de 30 GW na Geração Distribuída nos próximos 10 anos. Isso refere-se à geração de energia elétrica próxima ou dentro do local do consumidor e pode envolver qualquer energia, tecnologia ou fonte de energia. No início de 2022, o governo adotou uma nova estrutura jurídica para a geração distribuída no Brasil (Lei Federal nº 14.300/2022), que estabeleceu diferentes categorias de distribuição de energia, a criação do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (Sistema de Compensação de Energia Elétrica – “SCEE”) e o Programa de Energia Renovável Social (Programa de Energia Renovável Social – “PERS”).

Em junho de 2024, a EPE lançou um livreto sobre micro e minigeração como parte dos estudos para o desenvolvimento de seu Plano de Energia de Dez Anos de 2034, indicando que o país tem o potencial de atingir 58,8 GW de capacidade instalada em geração distribuída até o final de 2034, com a possibilidade de até mesmo exceder 70 GW em seu cenário de limite superior. A expansão dos serviços de distribuição de geração pode afetar adversamente a demanda de energia elétrica e, portanto, impactar o setor de energia e as concessionárias de distribuição como um todo no longo prazo.

Ambiental, Social e Governança

Temos trabalhado para melhorar nossas práticas ambientais, sociais e de governança e para integrar a sustentabilidade em nossos negócios por meio de uma abordagem abrangente, baseada em planejamento e execução sistêmicos, priorizando a gestão de riscos e impactos e estabelecendo um legado social, econômico e ambiental positivo nas comunidades em que operamos. Também trabalhamos para agregar valor aos nossos negócios, envolvendo-nos com empresas sustentáveis, que acreditamos estar mais bem preparadas para gerenciar riscos econômicos, sociais e ambientais.

Como signatários do Pacto Global desde 2000, estamos comprometidos com a sustentabilidade. Como membro fundador do Comitê de Rede Global do Pacto Brasil (Comitê da Rede Brasil do Pacto Global), criado em 2003, apoiamos o movimento para disseminar os princípios do Pacto Global na promoção de vínculos eficazes e consistentes entre governos, empresas e organizações sociais diante de desafios ambientais e econômicos para o desenvolvimento sustentável, além de aumentar a conscientização entre outras empresas brasileiras para engajar e adotar a cidadania corporativa como padrão para gerenciar seus negócios.

Concentramos nossos esforços de negócios em alcançar melhores resultados em linha com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável - ODSs prioritários do Setor de Eletricidade brasileiro, a saber: 7 (Energia Acessível e Limpa), 8 (Trabalho Decente e Crescimento Econômico), 9 (Indústria, Inovação e Infraestrutura), 11 (Cidades e Comunidades Sustentáveis) e 13 (Ação Climática). Além disso, reforçando nosso compromisso social, fazemos parte do ODS 4 (educação sobre qualidade) desde 2022. Em 2024, pela 18ª vez, fomos incluídos no portfólio ISE - Índice de Sustentabilidade Corporativa da [B]³, destacando nosso compromisso com ESG.

Nosso Conselho de Administração analisou e aprovou o processo de materialidade, estabelecido em 2023, revalidado em 2024, incluindo uma das maiores consultas de partes interessadas que já realizamos. Tópicos relevantes são cruciais para nosso planejamento estratégico, indicando prioridades para ações a serem implementadas em todas as áreas e operações. Eles servem como diretrizes importantes e contribuem diretamente para nossa gestão de risco. Pela primeira vez, realizamos uma avaliação de materialidade dupla, de acordo com as melhores práticas de mercado. Essa abordagem considera aspectos ESG juntamente com aspectos financeiros, fortalecendo nossa estratégia corporativa. Foram definidos dez tópicos materiais: Governança Corporativa; Desempenho Econômico e Financeiro; Satisfação do Cliente; Compromisso Ambiental; Compromisso Social; Gestão de Pessoas; Bem-estar, Saúde e Segurança para a Força de Trabalho; Transformação do Setor de Energia; Segurança da População; e Gestão Sustentável de Fornecedores.

Ambiental

Nossas atividades na construção e operação da geração, transmissão e distribuição de energia elétrica estão sujeitas a regulamentos ambientais federais, estaduais e municipais. Acreditamos que estamos em conformidade com todos os regulamentos ambientais relevantes e, desde a publicação da Resolução Conama nº 01/1986, preparamos Estudos de Impacto Ambiental para apoiar nossas solicitações de licenciamento ambiental para projetos sujeitos a este amplo processo de licenciamento por regulamentos federais, estaduais e municipais.

Todas as nossas atividades seguem nossas Políticas de Sustentabilidade, que integram o planejamento corporativo e a gestão de sustentabilidade para otimizar nosso desempenho financeiro, social e ambiental. Além disso, nossas atividades seguem as diretrizes para mitigar as emissões de gases de efeito estufa e melhorar nossos negócios, avaliando riscos e oportunidades relacionados às mudanças climáticas. Desde 2008, publicamos nosso inventário anual de gases de efeito estufa usando a metodologia GHG Protocol.

Nossas operações estão alinhadas com uma economia de baixo carbono. Nossas ações fazem parte do portfólio do Índice de Eficiência de Carbono (ICO2) da [B]³, demonstrando nosso compromisso com a transparência de nossas emissões. Fizemos progresso na Gestão de Mudanças Climáticas, onde mantemos uma pontuação A do CDP (Programa de Divulgação de Carbono), uma das principais iniciativas no setor financeiro com o objetivo de reduzir as emissões de gases de efeito estufa das empresas.

Nosso Plano de Neutralidade de Carbono visa neutralizar as emissões de GEE de Escopo 1 dos ativos sobre os quais temos controle operacional, reduzindo e compensando as emissões residuais até 2030. Todos esses esforços permitiram que a Copel alcançasse 100% de geração de energia elétrica de fontes renováveis, principalmente hidrelétricas, em 2024.

Nosso principal impulsionador estratégico tornou-se a expansão de nossa participação de mercado e um marco na geração, transmissão, distribuição e venda de energia renovável e sustentável. Para alcançar essa meta, assumimos compromissos significativos para descarbonizar nossos negócios, integrar ainda mais os segmentos nos quais operamos para capturar sinergias e alcançar escala em produtos e serviços com disciplina em gestão de capital.

Social

Nossa responsabilidade social está presente nas comunidades afetadas por nossos negócios e em nossas ações internas. Nossa Política de Sustentabilidade – Capítulo 5 “Investimento Social Privado” orienta nossas doações e contribuições – voluntárias e não voluntárias – para maximizar os impactos positivos.

Nossos principais programas sociais incluem o programa Cultivar Energia, que implementa jardins comunitários sob linhas de transmissão de energia; o Programa de Voluntariado Corporativo EletriCidadania, que incentiva nossos empregados a contribuir para causas sociais; o Programa de Direitos Humanos; e o Programa EducaODS, que promove ações para cumprir a Agenda de 2030 e os Compromissos Voluntários feitos pela Copel.

Também apoiamos comunidades vulneráveis por meio de iniciativas como Empoderando Refugiadas (Empoderando Refugiadas), promovidas em parceria com a ONU Mulheres, ACNUR e o Pacto Global, que visa aumentar a empregabilidade de mulheres migrantes e refugiadas. Essa colaboração foi realizada com a participação de voluntários da Copel, consolidando nosso papel ativo em causas globais.

Nosso trabalho foi reconhecido por sua relevância e impacto. O Programa EletriCidadania foi premiado em 2024 na categoria “Melhores práticas em gestão de voluntários em empresas” no VOL Awards, destacando-se entre as iniciativas corporativas mais inovadoras e eficazes. Esse reconhecimento reflete nosso compromisso de reunir sustentabilidade, responsabilidade social e inclusão, consolidando-nos como uma empresa socialmente responsável comprometida com o desenvolvimento sustentável.

Internamente, nossas ações são orientadas pela Política de Gestão de Pessoas e pelas melhores práticas em segurança, saúde e qualidade de vida. Em 2021, revisamos nossa Política de Direitos Humanos, que atualmente é um capítulo específico de nossa Política de Sustentabilidade, cujas diretrizes refletem nosso compromisso de prevenir, mitigar e remediar riscos relacionados ao tópico, protegendo os direitos das pessoas. O trabalho de due diligence em Direitos Humanos, que começou em 2022, continuou em 2023 com treinamento e estabelecimento de políticas internas. Isso resultou na identificação de riscos potenciais em toda a cadeia de valor, contribuindo para a melhoria de nossas práticas. Em 2024, adquirimos um novo curso virtual de uma consultoria especializada no assunto, que permanece disponível na plataforma universitária corporativa para todos os nossos empregados e estagiários. Além disso, revisamos nosso Código de Conduta, que é um guia claro para os empregados e outras partes interessadas sobre como devemos agir.

Também pretendemos promover a diversidade na liderança (aumento de 40% na representação feminina atual – ano base de 2022) e alcançar zero acidentes fatais envolvendo empregados e contratados, reforçando esses processos como prioridades de gestão. Em 2024, não houve casos de doenças ocupacionais envolvendo empregados diretos. No entanto, houve uma fatalidade resultante de um acidente envolvendo um empregado terceirizado.

Governança

Em 2021, criamos o Comitê de Desenvolvimento Sustentável, um órgão estatutário permanente que assessora o Conselho de Administração, com o objetivo de nos manter entre as empresas com as melhores práticas e ações de governança ESG e orientar nossa estratégia de sustentabilidade. No mesmo ano, implementamos iniciativas sob nosso Plano de Neutralidade de Carbono, que visa alcançar zero emissões de gases de efeito estufa de Escopo 1, entre outros.

Em novembro de 2021, migramos para o segmento de listagem especial Nível 2 da [B]³. Essa mudança resultou em várias melhorias em nossa governança corporativa, consolidando o progresso feito nos últimos anos. Foram feitos progressos com relação à criação de outros comitês estatutários e à revisão de políticas fundamentais, como a Política de Integridade e a Política de Gestão de Riscos Corporativos Integrados.

Visando a um crescimento equilibrado e consistente, melhoramos nosso processo de alocação de capital. Os instrumentos criados entre 2021 e 2022 melhoraram a governança para o desenvolvimento de projetos e a tomada de decisões cada vez mais estruturada: o novo Comitê de Investimentos e Inovação, um órgão consultivo permanente para o Conselho de Administração, e a aprovação da Política de Investimentos, que estabelece os critérios para selecionar, avaliar, aprovar e monitorar investimentos.

Adotamos as melhores práticas para orientar e avaliar nosso desempenho e comparar práticas com referências globais e locais: Índice de Sustentabilidade Corporativa da [B]³ - ISE, Ethos Indicators for Sustainable and Responsible Business Models, Corporate Sustainability Assessment - CSA e outras classificações e classificações relacionadas a ESG (Environmental, Social e Governance).

Por meio de um relatório anual, reforçamos nosso compromisso com o desenvolvimento sustentável e somos responsáveis pelo nosso desempenho relacionado aos aspectos econômicos, sociais, ambientais e de governança, o Relatório Integrado Copel (Relato Integrado Copel). Este relatório segue as diretrizes internacionais do modelo de Padrões da Global Reporting Initiative e da International Integrated Reporting Initiative, e é submetido à garantia independente para garantir a confiabilidade das informações divulgadas.

Entendendo a relevância do ESG para todas as partes interessadas, em 2022 lançamos nosso Portal de Sustentabilidade (copelsustentabilidade.com/), que apresenta todas as nossas informações de ESG em linguagem acessível.

Em 11 de agosto de 2023, deixamos de ser uma empresa estatal e nos tornamos uma corporação com capital disperso e sem acionista controlador. Nesse contexto, nossos novos estatutos entraram em vigor, que preveem:

- A *golden share* de propriedade do Estado do Paraná;
- Exclusão das regras previstas na Lei das Estatais;
- Impedir acionistas ou grupos de acionistas de exercer votos correspondentes a mais de 10% do total de votos em qualquer resolução;
- Atualização dos comitês consultivos estatutários ao Conselho de Administração, incluindo a criação do Comitê de Gente;
- A eleição do Conselho de Administração pela Assembleia Geral ressalva o direito de votar separadamente pelos acionistas que detêm ações preferenciais que atendam aos requisitos estabelecidos no artigo 141, parágrafo 4, da Lei das S.A.;
- Composição do nosso Conselho de Auditoria de três membros, pelo mandato de um ano, e reeleição permitida;
- Cálculo do reembolso para acionistas discordantes exclusivamente com base no valor contábil por ação, de acordo com o patrimônio líquido nas demonstrações financeiras mais recentes aprovadas pela assembleia geral; e
- Proteção da propriedade dispersa com o instrumento de *poison pill*.

Em 2023, a Diretoria revisou os regulamentos para os órgãos estatutários à luz da transformação em uma empresa de propriedade dispersa e criou o Comitê de Gente para aconselhar o Conselho de Administração. Isso possibilitou expandir os espaços para análise qualificada, conhecimento e discussão de questões estratégicas para apoiar as decisões do Conselho.

Em 30 de outubro de 2024, nossa Assembleia Extraordinária de Acionistas aprovou uma nova alteração de nosso Estatuto Social, a primeira depois de se tornar uma empresa de capital aberto. Após uma extensa análise comparativa, implementamos atualizações importantes em nossa governança, com ênfase no ajuste de:

- poderes da Assembleia Geral de Acionistas, (i) permitindo-lhe decidir sobre quaisquer assuntos a ela submetidos pelo Conselho de Administração; e (ii) fortalecendo os poderes dos acionistas previstos na Lei das S.A.;
- composição e nomenclatura da Diretoria, alinhando as funções executivas com as melhores práticas nacionais e internacionais;

- porcentagem de membros independentes em nosso Conselho de Administração, que será composta pela maioria dos conselheiros independentes;
- composição do Conselho de Administração - entre 7 e 9 membros - estruturando-o de forma a atender plenamente às demandas, como a participação de membros em comitês estatutários e não estatutários, de acordo com a experiência exigida para cada um;
- criação de um Conselho Fiscal não permanente, em linha com a maioria das empresas de capital aberto. A instalação do Conselho Fiscal pode ser solicitada pelos acionistas que detêm 2% das ações ordinárias ou 1% das ações preferenciais, de acordo com a Resolução CVM nº 70/2022; e
- cronograma de trabalho da Diretoria, para fornecer trabalho em tempo integral de forma exclusiva.

Nossas subsidiárias integrais, Copel DIS, Copel GeT, Copel Mercado Livre e Copel SER, também têm seus próprios Conselhos de Administração, focados em orientar e planejar cada negócio. A Copel DIS e a Copel GeT são registradas como empresas de capital aberto de categoria B perante a CVM. Esses registros fazem parte do nosso planejamento estratégico e não visam à emissão de ações. Essas medidas também reforçam as práticas de transparência e governança, bem como oportunidades para diversificar fontes de financiamento e otimizar nosso perfil de dívida.

PROPRIEDADES, USINAS E EQUIPAMENTOS

Nossas principais propriedades consistem nas instalações de geração descritas em “Negócios”. Do valor contábil líquido de nossa propriedade, planta e equipamentos totais em 31 de dezembro de 2024 (incluindo construção em andamento), as instalações de geração representaram 46,6% (considerando o valor de propriedade, planta e equipamentos da Elejor) e os parques eólicos representaram 52,4%. Acreditamos que nossas instalações geralmente são adequadas para nossas necessidades atuais e adequadas para seus fins pretendidos.

Além disso, a infraestrutura usada pelo negócio de transmissão e distribuição é classificada como contas a receber relacionadas à concessão, ativos contratuais e ativos intangíveis, conforme descrito nas Notas 4.4, 4.5 e 4.8 para nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

O PROCESSO DE EXPROPRIAÇÃO

Embora recebamos concessões do governo brasileiro para construir instalações hidrelétricas, não recebemos títulos sobre a terra em que as instalações serão localizadas. Para que possamos construir, a terra deve ser expropriada. O terreno necessário para a implementação de uma hidrelétrica só poderá ser expropriado nos termos da legislação específica, após comprovar seu interesse público. Geralmente negociamos com comunidades e proprietários individuais ocupando a terra de modo a reassentar tais comunidades em outras áreas e compensar proprietários individuais. Nossa política de reassentamento e compensação geralmente resultou na resolução de disputas de expropriação com acordos amigáveis para a maioria delas. Em 31 de dezembro de 2024, estimamos que nossa responsabilidade relacionada à resolução de tais disputas seja de R\$ 112,0 milhões. Esse valor é adicional aos valores para a expropriação de terra incluídos em cada um dos orçamentos de nossas instalações hidrelétricas.

O SETOR BRASILEIRO DE ENERGIA ELÉTRICA

Geral

De acordo com o Plano de Energia Decenal - PDE 2034 lançado pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, a capacidade instalada projetada de geração de energia elétrica no Brasil será de 331 GW em dezembro de 2034.

Até dezembro de 2024, aproximadamente 22% da capacidade de geração de energia instalada no Brasil era de propriedade da Eletrobras. Por meio de suas subsidiárias, a Eletrobras também é responsável por aproximadamente 38,49% do total de linhas de transmissão do Sistema Interligado Nacional em sua rede básica. Além disso, alguns estados brasileiros controlam entidades envolvidas na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Entre eles estão Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG e Centrais Elétricas de Santa Catarina – CELESC.

Principais autoridades regulatórias

Ministério das Minas e Energia – MME

O MME é a principal instituição regulatória do setor de energia e atua como a autoridade governamental brasileira capacitada com poderes de elaboração de políticas, regulatórios e de supervisão.

Conselho Nacional de Política de Energia – CNPE

O Conselho Nacional de Políticas Energéticas - CNPE, criado em agosto de 1997, fornece consultoria ao presidente da República sobre o desenvolvimento e a criação de uma política nacional de energia. A CNPE é presidida pelo MME e é composta por dez ministros do governo brasileiro e cinco membros designados pelo presidente da CNPE. O CNPE foi criado para otimizar o uso de recursos energéticos no Brasil e garantir o fornecimento nacional de energia elétrica.

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL

O setor de energia brasileiro é regulamentado pela ANEEL, uma agência regulatória federal independente. A principal responsabilidade da ANEEL é regular e supervisionar o setor de energia de acordo com as políticas estabelecidas pelo MME e responder a assuntos que são delegados a ela pelo governo brasileiro e pelo MME. As responsabilidades atuais da ANEEL incluem, entre outros: (i) administrar de concessões para geração de energia elétrica, transmissão e distribuição, incluindo a aprovação de tarifas de energia elétrica, (ii) promulgar regulamentações para o setor de energia elétrica, (iii) implementar e regular a utilização de fontes de energia, incluindo o uso de energia hidrelétrica, (iv) promover, monitorar e gerenciar o processo de licitação pública para novas concessões, (v) resolver disputas administrativas entre entidades do setor de energia elétrica e compradores de energia elétrica, e (vi) definir os critérios e a metodologia para a determinação das tarifas de transmissão e distribuição.

Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS

O ONS é uma entidade privada sem fins lucrativos composta por concessionárias de energia envolvidas na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, além de outros participantes privados, como importadores, exportadores e clientes livres. O papel principal do ONS é coordenar e regular as operações de geração e transmissão no Sistema Interligado Nacional, sujeito à regulamentação e supervisão da ANEEL. Os objetivos e as principais responsabilidades do ONS incluem, entre outros, fazer o planejamento operacional para o setor de geração, organizar o uso do Sistema Interligado Nacional - SIN e interconexões internacionais, garantir que os participantes do setor tenham acesso à grade de transmissão de maneira não discriminatória, auxiliar na expansão do sistema de energia elétrica, propor planos à MME para extensões do SIN e formular regulamentos relativos à operação do sistema de transmissão para aprovação da ANEEL.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE) é uma entidade privada sem fins lucrativos sujeita a autorização, inspeção e regulamentação pela ANEEL. A CCEE é responsável por, entre outras coisas: (i) registrar todos os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado -CCEAR e no Mercado Livre, (ii) contabilizar e liberar transações de curto prazo e (iii) gerenciar fundos gerados por alguns dos encargos regulatórios. A CCEE é composta por titulares de concessões, permissões e autorizações no setor de energia elétrica e Clientes Livres, e sua diretoria é composta por cinco membros, dos quais quatro são nomeados por esses agentes e um pelo MME, sendo este o presidente da diretoria.

Comitê de Monitoramento do Setor de Energia – CMSE

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE foi criado pela nova lei modelo da indústria para monitorar as condições de serviço e recomendar medidas preventivas para garantir a adequação do fornecimento de energia, incluindo ações do lado da demanda e contratação de reservas de energia.

Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Em agosto de 2004, o governo brasileiro criou a Empresa de Pesquisa Energética - EPE, uma empresa de capital aberto federal responsável pela realização de estudos estratégicos e pesquisas no setor de energia, incluindo as indústrias de energia elétrica, petróleo, gás natural, carvão e fontes de energia renováveis. Os estudos e pesquisas conduzidos pela EPE subsidiam a formulação da política energética pelo MME.

Eletrobras

A Eletrobras atua como holding das seguintes empresas de energia: Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF, Furnas Centrais Elétricas S.A., CGT Eletrosul, Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. – Eletronorte, Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica – CGTEE e Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – Cepel.

ENBPar - Empresa Brasileira de Participações em Energia Nuclear e Binacional S.A.

A ENBPar é uma empresa vinculada ao MME, com o objetivo de manter a operação de usinas nucleares sob o controle da União, manter a propriedade do Capital Social e a aquisição dos serviços de energia elétrica da Itaipu Binacional, gerenciar os contratos de comercialização para a energia gerada pelos projetos contratados no Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica - Proinfa e ser o agente de comercialização da energia gerada pela Itaipu. Foi criado em decorrência do Decreto Federal nº 10.791/2021, com fundamento na Lei nº 14.182/2021, que previu a privatização da Eletrobras e autorizou a União a estabelecer esta sociedade de capital aberto.

Histórico da legislação da indústria

A constituição brasileira prevê que o desenvolvimento, o uso e a venda de energia elétrica podem ser realizados diretamente pelo governo brasileiro ou indiretamente por meio de concessões, permissões ou autorizações. Historicamente, a indústria brasileira de energia elétrica tem sido dominada por concessionárias de geração, transmissão e distribuição controladas pelos governos federal ou estadual. Desde 1995, o governo brasileiro tem tomado diversas medidas para reformar a indústria brasileira de energia elétrica. Em geral, essas medidas visavam aumentar o papel do investimento privado e eliminar restrições de investimento estrangeiro para aumentar a concorrência e a produtividade geral no setor.

A seguir, um resumo dos principais desenvolvimentos na estrutura regulatória e jurídica do setor de energia elétrica brasileiro:

- Em 1995, (i) a constituição brasileira foi alterada para autorizar o investimento estrangeiro na geração de energia; (ii) a Lei de Concessões foi promulgada, exigindo que todas as concessões de serviços relacionados à energia sejam feitas por meio de processos de licitação pública, fomentando a criação de produtores independentes e Clientes Livres e concedendo aos fornecedores de energia elétrica e Clientes Livres acesso aberto a todos os sistemas de distribuição e transmissão; e (iii) uma parte das participações controladoras detidas pela Eletrobras e vários estados brasileiros em empresas de geração e distribuição foram vendidas a investidores privados.
- Em 1998, foi promulgada a Lei da Indústria de Energia, prevendo, entre outras coisas, a criação do ONS e a nomeação do BNDES, banco de desenvolvimento de propriedade integral do governo brasileiro, como agente financeiro da indústria de energia, especialmente para apoiar novos projetos de geração.
- Em 2001, o Brasil enfrentou uma grave crise energética que durou até fevereiro de 2002. Durante esse período, o governo brasileiro implementou um programa de racionamento energético nas regiões mais afetadas, a saber, nas regiões sudeste, centro-oeste e nordeste do Brasil. Em abril de 2002, o governo brasileiro implementou pela primeira vez o ajuste tarifário extraordinário para compensar os fornecedores de energia elétrica por perdas financeiras incorridas como resultado do período de racionamento.
- Em 2004, o governo brasileiro promulgou a Lei do Novo Modelo da Indústria (Lei nº 10.848), em um esforço para reestruturar ainda mais a indústria de energia com o objetivo final de fornecer aos clientes um fornecimento estável de energia elétrica a preços razoáveis. A Lei do Novo Modelo da Indústria introduziu mudanças materiais na regulamentação da indústria de energia elétrica, a fim de fornecer incentivos a entidades privadas e públicas para construir e manter a capacidade de geração e garantir o fornecimento de energia elétrica no Brasil a tarifas baixas através de um processo de licitação de energia elétrica.

Os principais elementos da nova lei modelo da indústria incluem:

- Garantir a existência de dois mercados: (i) o mercado regulado, um mercado mais estável em termos de fornecimento de energia elétrica, e (ii) um mercado especificamente direcionado a determinados participantes (ou seja, clientes livres e empresas de comércio de energia), chamado de Mercado Livre, que permite um certo grau de concorrência em relação ao mercado regulado.
- Restrições a certas atividades de distribuição, incluindo exigir que os distribuidores se concentrem em seus negócios principais de atividades de distribuição para promover serviços mais eficientes e confiáveis para clientes cativos.
- Eliminação da autonegociação, fornecendo um incentivo para os distribuidores comprarem energia elétrica pelos menores preços disponíveis em vez de comprarem energia elétrica de partes relacionadas.
- Manutenção dos contratos executados antes da Lei do Novo Modelo da Indústria, a fim de fornecer estabilidade regulatória para transações realizadas antes de sua promulgação.

Em 2004, o Decreto nº 5.163 foi promulgado para reger a compra e venda de energia elétrica no mercado regulado e no Mercado Livre, bem como a concessão de autorizações e concessões para projetos de geração de energia elétrica. Este decreto incluiu, entre outros itens, regras relacionadas a procedimentos de leilão, a forma de acordos de compra de energia e o mecanismo para repassar custos aos clientes finais. Entre outras questões, este decreto:

- fornece as diretrizes sob as quais os agentes de compra de energia elétrica devem contrair sua demanda de energia elétrica. Os agentes de venda de energia elétrica devem mostrar que a energia a ser vendida vem de instalações de geração de energia existentes ou planejadas. Os agentes que não cumprirem tais requisitos estão sujeitos a penalidades impostas pela ANEEL.

- exige que as empresas de distribuição de energia elétrica contratem 100% de suas necessidades de energia principalmente por meio de leilões públicos. Além desses leilões, as empresas de distribuição podem comprar valores limitados (até 10% de sua demanda) de: (i) empresas de geração que estão conectadas diretamente a uma empresa de distribuição (exceto para usinas hidrelétricas com capacidade superior a 30 MW e certas usinas termelétricas); (ii) projetos de geração de energia elétrica que participam da fase inicial do Programa Proinfa; (iii) a usina de Itaipu; e (iv) cotas desses contratos de concessão de geração prorrogadas ou sujeitas a um novo processo de licitação de acordo com a Lei de renovação de concessão de 2013.
- prevê que o MME estabelecerá a quantidade total de energia que será contratada no mercado regulado, incluindo o número e o tipo de projetos de geração que serão leiloados a cada ano.
- exige que todas as empresas de geração, distribuição e comercialização de energia elétrica, produtores independentes e clientes gratuitos notifiquem o MME, até 1º de agosto de cada ano, sobre sua demanda estimada de energia elétrica ou geração estimada de energia elétrica, conforme o caso, para cada um dos cinco anos subsequentes. Antes de cada leilão de energia elétrica, cada empresa de distribuição também deve informar ao MME a quantidade de energia elétrica que pretende contratar no leilão. Além disso, as empresas de distribuição devem especificar a parte do valor contratado que pretendem usar para fornecer energia a potenciais clientes livres.

Em 2012, o governo brasileiro promulgou duas Medidas Provisórias que trouxeram mudanças importantes ao quadro regulatório de energia elétrica brasileiro: (i) Medida Provisória nº 577/2012 (convertida em Lei nº 12.767/2012); e (ii) Medida Provisória nº 579/2012 (convertida em Lei de Renovação das Concessões de 2013). A Medida Provisória nº 577 estabeleceu a obrigação do Poder Concedente de prestar serviços de energia elétrica em caso de rescisão de uma concessão de energia elétrica, bem como novas regras relacionadas à intervenção pelo Poder Concedente em concessões de energia elétrica para garantir o desempenho adequado dos serviços de concessionárias. A Lei de Renovação das Concessões de 2013 estabeleceu novas regras que mudaram a capacidade das concessionárias de renovar contratos de concessão. Nos termos desta Lei, as concessionárias de geração e distribuição podem renovar seus contratos de concessão que estavam em vigor a partir de 1995 e as concessionárias de transmissão podem renovar seus contratos de concessão que estavam em vigor antes e a partir de 1995 por um período adicional de 30 anos, desde que as concessionárias concordem em alterar os contratos de concessão para refletir um novo regime tarifário a ser estabelecido pela ANEEL. Consulte “Concessões”.

Em 2013, foi promulgada a Lei de Renovação das Concessões de 2013. Este estatuto mudou a natureza dos acordos de concessão para os empreendimentos de geração existentes na época. Antes de 2013, uma concessionária de geração tinha o direito de vender a energia gerada por suas usinas visando lucro. Por outro lado, concessões de geração para empreendimentos de geração existentes (incluindo aquelas renovadas de acordo com a Lei de Renovação das Concessões de 2013) não poderiam mais conceder às concessionárias o direito de vender a energia gerada por essas instalações. Em vez disso, tais concessões passaram a cobrir apenas a operação e a manutenção das instalações de geração. A energia gerada por essas instalações foi então alocada pelo governo brasileiro em cotas para o mercado regulado, para compra por concessionárias de distribuição. No caso de instalações de geração criadas após a Lei de Renovação das Concessões de 2013, a concessionária tem o direito de vender a energia produzida pela instalação. Para obter mais informações, consulte “Concessões - Lei de renovação de concessão de 2013.”

Em 2015, o governo brasileiro promulgou a Medida Provisória nº 688/2015, convertida na Lei Federal nº 13.203/2015, para revisar a alocação dos riscos hidrológicos suportados por hidrelétricas que compartilham riscos hidrológicos no âmbito do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE. Em 2014 e 2015, devido às condições hidrológicas ruins, os participantes do MRE geraram menos energia elétrica do que suas energias garantidas, o que foi confirmado por uma diminuição significativa do Generating Scaling Factor - GSF, uma medida da proporção entre a energia elétrica gerada pelos participantes do MRE e sua garantia física. Esses déficits de geração resultaram em perdas para os participantes, considerando sua exposição a riscos hidrológicos. Como consequência, a Lei Federal nº 13.203 estabeleceu um mecanismo opcional que permite que cada usina geradora transfira esses riscos para os clientes finais mediante o pagamento de um prêmio de risco ao governo brasileiro, bem como certas extensões temporárias de concessões de geração para compensar perdas em 2015. Decidimos aceitar todos os Acordos de Energia elegíveis da Copel GeT e da Elejor sob este novo mecanismo, o que representou aproximadamente 16% do total de Garantia Física da Copel GeT.

Em agosto de 2017, o Decreto nº 9.143/2017 alterou a frequência dos leilões de nova energia e autorizou as empresas de distribuição a negociar contratos para a venda de energia no Mercado Livre para Clientes Livres e outros agentes (geradoras, comercializadoras e autogeradores), desde que esses contratos estejam vinculados ao excesso de energia contratado em leilões.

Em janeiro de 2018, o Decreto nº 9.271/2018 regulava a concessão de uma nova concessão de energia em caso de privatização de um detentor de concessão de geração de energia que presta serviços públicos, de acordo com a Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Nos termos deste decreto, o governo brasileiro poderia conceder um novo contrato de concessão por um período de até 30 anos à entidade que resulte de um processo de licitação para privatização de uma concessionária antes controlada direta ou indiretamente por uma entidade federal, estadual ou municipal. Este decreto determinou que a concessionária solicitará um novo contrato de concessão durante o período restante de sua concessão (até 60 meses contados a partir do final da concessão). Este decreto foi alterado em novembro de 2019, nos termos do Decreto nº 10.135, para reduzir o prazo para a concessionária solicitar a concessão de um novo contrato, de 60 para 42 meses contados a partir do final da concessão, desde que o processo de privatização fosse concluído no máximo 18 meses antes do término da concessão anterior. Em dezembro de 2022, o decreto foi alterado pelo Decreto nº 11.307/2022, de modo a contemplar outras formas de privatização do detentor da concessão de geração, além da transferência de controle de ações.

Em 2018, o governo brasileiro concluiu a privatização das empresas distribuidoras Companhia Energética do Piauí - Cepisa, Companhia Energética de Rondônia S.A. - Ceron, Companhia de Eletricidade do Acre - Eletroacre, Boa Vista Energia S.A. - Boa Vista Energia, Companhia Energética de Alagoas - Ceal e Amazonas Distribuidora de Energia S.A. - Amazonas Distribuidora.

Em dezembro de 2019, o MME publicou a Portaria nº 465/2019, determinando que o MME diminuisse gradualmente, nos anos seguintes, os limites de energia para contratar energia elétrica por clientes atendidos em qualquer tensão, permitindo-lhes comprar energia de fontes convencionais, considerando o seguinte cronograma: (i) a partir de 1º de janeiro de 2021, clientes com demanda igual ou superior a 1,500 kW; (ii) a partir de 1º de janeiro de 2022, clientes com demanda igual ou superior a 1,000 kW; e (iii) a partir de 1º de janeiro de 2023, clientes com demanda de 500 kW ou mais. Além disso, até 31 de janeiro de 2022, a ANEEL e a CCEE devem apresentar estudos sobre as medidas regulatórias necessárias para permitir a abertura do Mercado Livre para clientes com carga elétrica abaixo de 500 kW.

Em setembro de 2020, foi aprovada a Lei nº 14.052 (“Lei GSF”), que estabeleceu novas condições para a renegociação do risco hidrológico de geração de energia elétrica, alterando o Artigo 2º da Lei nº 13.203/2015, entre outras medidas. Este procedimento foi regulamentado pela Resolução Normativa nº 895/2020, pela qual a ANEEL estabeleceu a metodologia de cálculo de compensação aos proprietários de hidrelétricas participantes do MRE. Também regulava a repatriação do risco hidrológico para equiparar a emissão de GSF e dívidas em aberto na CCEE para permitir o retorno da normalidade e maior liquidez no mercado de energia de curto prazo, em troca da extensão dos termos das concessões concedidas a hidrelétricas para até sete anos. A resolução foi alterada pela Resolução Normativa nº 945/2021, alterando a metodologia de compensação para usinas que renegociaram o risco hidrológico na Resolução Normativa nº 684/2015. Posteriormente, a ANEEL aprovou os prazos para a prorrogação da concessão das plantas participantes do MRE por meio das Resoluções Homologatórias nº 2.919/2021 e nº 2.932/2021. Aqueles interessados em aderir a um novo mecanismo devem se retirar de processos relacionados à mitigação de riscos hidrológicos do MRE e executar um termo de aceitação de tais condições.

Em dezembro de 2020, por meio da Resolução Normativa nº 905/2020, a ANEEL consolidou as regras para Serviços de Transmissão de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, válidas a partir de 1º de janeiro de 2021.

Além disso, 2020 e 2021 foram anos atípicos devido à pandemia da COVID-19, que exigiu a introdução de várias medidas legais e regulatórias, conforme destacado abaixo:

Em março de 2020, o Decreto nº 6 declarou oficialmente estado de emergência no Brasil, em vigor até 31 de dezembro de 2020. Na mesma data, foi liberado o Decreto nº 10.282 (complementado pelo Decreto nº 10.288/2020), que regulava a Lei nº 13.979/2020 e tratava das novas medidas contra a COVID-19, incluindo diretivas sobre a operação de serviços públicos e atividades essenciais, especificamente o setor de energia elétrica e geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Por meio do Decreto nº 117/2020, o MME também estabeleceu um Comitê de Crises no âmbito do Ministério para articular, coordenar, monitorar, orientar e supervisionar as medidas e ações tomadas contra a COVID-19 durante a crise de saúde pública. De acordo com as diretrizes estabelecidas por este decreto, a ANEEL emitiu o Decreto nº 6.335/2020, Gabinete de Monitoramento da Situação Elétrica, com o objetivo de identificar os efeitos da pandemia da COVID-19 no mercado de energia elétrica e monitorar a situação econômico-financeira em relação à oferta e demanda, bem como coordenar estudos de propostas para preservar o equilíbrio entre diferentes entidades dentro do setor.

Em 8 de abril de 2020, o governo brasileiro emitiu a Medida Provisória nº 950, que especificou medidas de emergência temporárias para o setor de energia elétrica para lidar com o estado de emergência, estabelecendo uma isenção nas tarifas de energia financiadas pelo Comitê de Desenvolvimento Energético - CDE para clientes de baixa renda por até 220 kWh/mês, para o período de 1º de abril a 30 de junho de 2020. Para esse fim, os recursos foram provisionados por meio de uma operação de crédito destinada a fornecer alívio financeiro aos distribuidores de energia elétrica. Na mesma data, a ANEEL publicou o Pedido nº 986, autorizando a CCEE a transferir os recursos financeiros excedentes disponíveis no fundo de reserva para alívio futuro aos agentes do setor, com base no consumo, com o objetivo de reforçar a liquidez do setor em meio à pandemia da COVID-19.

Em 18 de maio de 2020, o Decreto nº 10.350 foi emitido pelo governo brasileiro, que regulava a Medida Provisória nº 950/2020 e previa a criação do Fundo COVID-19. Esse fundo deveria receber recursos para cobrir possíveis déficits ou prever as receitas dos distribuidores e regular o uso de tarifas pelo CDE para fins de pagamentos e recibos de valores para cobrir ou adiar custos decorrentes da pandemia da COVID-19. Por meio da Resolução nº 885/2020, a ANEEL estabeleceu critérios e procedimentos para a gestão do Fundo COVID-19. O valor dos recursos do Fundo COVID-19 dado às concessionárias foi operacionalizado pela CCEE ao longo de 2020, considerando, para esse fim, a existência de um saldo positivo no fundo.

Em setembro de 2020, devido a mudanças importantes nas regras do setor de energia elétrica para mitigar os efeitos sobre o consumidor devido à ajuda concedida às empresas como resultado da pandemia da COVID-19, foi emitida a Ordem Executiva nº 998/2020, convertida em Lei nº 14.120, de 1º de março de 2021. Em 2021, a Lei nº 14.120/2021 também permitiu a realocação de determinados projetos de P&D e de eficiência energética (recursos para a conta CDE entre 2021 e 2025 para determinados projetos. Nesse cenário, novas empresas de energia renovável, entre outras, estariam excluídas do benefício, e novos projetos de energia hidrológica com mais de 30 MW de capacidade teriam direito a um desconto nas tarifas de 50% por 5 anos contados a partir de 2 de março de 2021 e 25% para os 5 anos subsequentes.

Em janeiro de 2021, a CCEE adotou um modelo de precificação por hora para a contabilidade e liquidação do mercado de curto prazo. Assim, desde 1º de janeiro de 2021, o PLD é oficialmente calculado para cada submercado por hora e implementado de acordo com um cronograma definido pela Diretiva MME nº 301/2019.

Em abril de 2021, a Resolução CNPE nº 24/2021 aprovou as Diretrizes sobre Cibersegurança para o Setor de Eletricidade, conforme estabelecido na Resolução CNPE nº 1, de 10 de fevereiro de 2021, que criou um grupo de trabalho com consideração para prevenção, tratamento, resposta e resiliência sistêmica. Em dezembro de 2021, a ANEEL promulgou a Resolução nº 964/2021, que fornece diretrizes para políticas e atividades de segurança cibernética para o setor.

Em abril de 2021, foi aprovada a Lei nº 14.134/2021, estabelecendo a nova estrutura regulatória para o mercado de gás natural no Brasil. Esta lei estabeleceu regras para as atividades econômicas de transporte de gás natural através de tubulações e alterou o regime de exploração econômica de tal atividade de concessão para autorização a ser concedida pela ANP. Também regulou a importação, exportação, tratamento, processamento, armazenamento e comercialização de gás natural, entre outras atividades relacionadas.

Em junho de 2021, várias medidas foram adotadas pelo Governo Federal para abordar a escassez de energia hidrelétrica. A Medida Provisória nº 1.055/2021 criou a Câmara de Regras Excepcionais para a Gestão Hidroelétrica (“CREG”) para estabelecer medidas de emergência para promover otimização do uso de recursos hidrelétricos e combater a escassez de água, a fim de preservar a continuidade e a segurança do fornecimento eletroenergético no Brasil. O CREG tinha o direito de aprovar medidas urgentes propostas pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (“CMSE”) e, se aprovado, a compliance era obrigatória por outras agências regulatórias e entidades do setor. Dentre as medidas adotadas pelo CREG, destacam-se: (i) criação de um programa de incentivo para a redução voluntária do consumo pelos clientes dos Grupos A e B no mercado regulado; (ii) regulamentação das Bandeiras Tarifárias (associando as tarifas ao nível de escassez de água e escassez hidrológica); e (iii) adoção de um procedimento simplificado para exigir energia de reserva de 2022 a 2025.

Em dezembro de 2021, o governo brasileiro publicou a Medida Provisória nº 1.078/2021, que permitiu a estruturação de operações de crédito usando a Conta de Desenvolvimento Energético para amortização, a mesma estrutura usada para Conta-Covid. Essa medida mitiga a incompatibilidade entre as receitas coletadas da tarifa e os custos de geração de energia por meio de empréstimos para distribuidores para equalizar esses custos. O Decreto nº 10.939/2022 regulou ainda mais a matéria. Além disso, a medida também previu a instituição de bandeiras tarifárias extraordinárias quando necessário. Em dezembro de 2021, a ANEEL publicou a REN nº 1.000/2021, que define de forma mais simples e objetiva as responsabilidades dos agentes e os procedimentos a serem seguidos pelos consumidores para que o acesso universal ao serviço de energia elétrica esteja disponível de forma eficiente e valiosa.

Em janeiro de 2022, o Governo Federal publicou o Decreto nº 10.946/2022, que regulamentou a cessão de uso de espaços físicos e o uso de recursos naturais em águas internas de propriedade da União, no mar territorial, na zona econômica exclusiva e na plataforma continental para a geração de energia elétrica a partir de projetos offshore. Como resultado, o MME publicou a Portaria Normativa nº 052/2022, estabelecendo os procedimentos complementares relacionados à atribuição de título oneroso para exploração de empreendimentos de geração offshore, bem como criando, junto com o Ministério do Meio Ambiente, por meio da Portaria Interministerial nº 03/2022, o Portal Unificado para Gestão do Uso de Áreas Offshore para Geração de Energia.

Além disso, em janeiro de 2022, o Decreto Federal nº 10.939 regulamentou medidas para abordar os impactos financeiros resultantes da escassez hídrica que afetou o país ao longo de 2021. A CCEE nos autorizou a contratar um empréstimo para a criação e gestão da conta de escassez hídrica, destinado a cobrir, total ou parcialmente, os custos do saldo da conta centralizadora das bandeiras tarifárias para abril de 2022 e a importação de energia referente a julho e agosto de 2021. Para a Copel Distribuição S.A., foi recebido um valor de R\$ 145,8 milhões, totalmente revertido como componente financeiro negativo, reduzindo a tarifa dos clientes no processo tarifário de 24 de junho de 2022. O pagamento passou a ser diluído nas tarifas dos clientes, em 54 parcelas, a partir do processo de reajuste de tarifas de 2023.

Ao longo de 2022, o aumento das chuvas levou à recuperação do fluxo de água, elevando os níveis dos reservatórios e reduzindo a necessidade de compra de energia das usinas térmicas, que têm um custo de geração mais alto em comparação com outras fontes. Essa situação favoreceu a redução do valor cobrado dos clientes em relação às bandeiras tarifárias, que estavam no nível de "escassez hídrica" de janeiro a abril de 2022, mudando para a bandeira verde de maio a dezembro de 2022.

Em janeiro de 2022, o Governo promulgou a Lei nº 14.300/2022, que estabeleceu a estrutura jurídica para microgeração e minigeração distribuídas, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica ("SCEE") e o Programa de Energia Renovável Social ("PERS"). Em conformidade com a Lei aprovada, a ANEEL aprovou a Resolução Normativa nº 1.059, que melhora as regras para a conexão e faturamento de usinas de microgeração e minigeração distribuídas em sistemas de distribuição de energia elétrica, bem como as regras do Sistema de Compensação de Energia Elétrica.

Em junho de 2022, o Governo promulgou a Lei nº 14.385/2022, que regulava a exclusão do ICMS da base fiscal do PIS e da COFINS e o reembolso de valores de impostos pagos em excesso por provedores de serviços públicos de distribuição de energia elétrica. Os valores reembolsados destinaram-se à redução de tarifas. Uma das principais disposições da Lei nº 14.385/2022 foi a resolução do passivo relacionado à cobrança de impostos pagos em excesso pelos distribuidores. A lei exige que esses valores sejam totalmente devolvidos aos clientes por meio de processos tarifários, com base em critérios equitativos. No reajuste tarifário da Copel Distribuição S.A., em 24 de junho de 2022, um crédito PIS e COFINS de R\$ 1.592,9 bilhões foi considerado um componente financeiro que reduziu a tarifa para o período de julho de 2022 a junho de 2023.

Em junho de 2022, o Projeto de Lei Complementar ("PLP") nº 18/2022 para limitar a coleta de ICMS sobre combustível, energia elétrica, comunicações e transporte público foi convertido na Lei Complementar nº 194/2022, pois são considerados bens e serviços essenciais e indispensáveis.

Em junho de 2022, a ANEEL alterou a metodologia de cálculo do TUST e TUSD por meio da Resolução Normativa nº 1.024/2022, definindo componentes que intensificam o sinal de localização para definição das tarifas, aplicável a partir do ciclo 2022/2023. Consecutivamente, foi publicada a Resolução Normativa nº 1.041/2022, estabelecendo um período de transição até 2027 para a aplicação integral das novas regras.

Em julho de 2022, a CNPE aprovou, por meio da Resolução nº 08/2022, o Plano de Recuperação dos Reservatórios de Regularização de Usinas Hidroelétricas, ao longo de um período de até 10 anos, propondo ações de curto, médio e longo prazo, com o objetivo de melhorar, de forma integrada, a política, o planejamento, a governança e a regulação do setor de energia elétrica e de outros setores que utilizam recursos hídricos, de modo a otimizar os vários usos da água.

Em setembro de 2022, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 1.040/2022, criando o programa de estrutura de Resposta à Demanda, que permite a possibilidade de redução voluntária ou deslocamento da demanda de energia elétrica por grandes consumidores, como alternativa a ser empregada pela ONS no planejamento da operação do SIN. Em setembro de 2022, o MME publicou a Portaria nº 050/2022, que estabeleceu que a partir de 1º de janeiro de 2024, os clientes classificados como Grupo A (alta tensão) podem optar por comprar energia elétrica de qualquer concessionário, permissionário ou fornecedor de energia autorizado no SIN.

Em dezembro de 2022, o Governo Federal emitiu o Decreto nº 11.314, regulando a licitação e a prorrogação das concessões de transmissão ao final de sua vigência, condicionando a prorrogação da concessão quando a licitação for inviável ou resultar em danos ao interesse público, desde que a concessionária formalize o pedido de prorrogação pelo menos 36 meses antes do final da concessão.

Em fevereiro de 2023, a ANEEL aprovou a regulamentação da Lei nº 14.300/2022, estabelecendo novas diretrizes, entre outros aspectos, sobre: (i) cobrança pelo uso da rede de distribuição, (ii) prazos para as distribuidoras realizarem trabalhos de conexão, e (iii) apresentação de garantias de desempenho. A Resolução Normativa nº 1.059/2023 da ANEEL estabeleceu a forma de inserir o custo dos benefícios tarifários dos participantes no SCEE na CDE e nos processos tarifários das empresas distribuidoras. A partir de então, novos projetos de GD estão sujeitos, entre outras regras, a pagamentos escalonados do chamado “Fio B”, começando em uma porcentagem de 15% até atingir o pagamento total em 2029.

Em março de 2023, o MME estabeleceu o Protocolo Geral de Segurança e Gestão de Situações de Crise para Ativos na Infraestrutura de Eletricidade, Mineração, Petróleo e seus derivados, Gás Natural e Biocombustíveis - PGC por meio da Portaria Normativa nº 61/2023 - MME. Este protocolo gerencia crises resultantes de incidentes que comprometem a integridade ou a disponibilidade de serviços. Além disso, foi formado o Comitê de Gestão de Crises - CGC, composto por representantes do MME e dos Diretores Gerais das agências reguladoras de energia elétrica (ANEEL), mineração (ANM), petróleo, gás natural e biocombustíveis (ANP) e a Autoridade Nacional de Segurança Nuclear (ANSN).

Em agosto de 2023, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 1.070/2023 para alterar os regulamentos referentes aos procedimentos e exigências para a realização de estudos de inventário hidrelétrico de bacias fluviais, exploração e concessão de projetos hidrelétricos consolidados na Resolução Normativa nº 875/2020. Além disso, a Resolução Normativa nº 1.071/2023 regulou os requisitos e procedimentos para obtenção de autorização para usinas eólicas, fotovoltaicas, térmicas, híbridas e outras usinas geradoras de energia alternativas, substituindo a Resolução Normativa nº 876/2020.

Em outubro de 2023, o MME, em conjunto com o Ministério das Comunicações, por meio da Portaria Interministerial MCOM/MME nº 10.563, estabeleceu a Política Nacional de Compartilhamento de Polos - “Polo Jurídico” entre distribuidores de energia elétrica e provedores de serviços de telecomunicações.

Em novembro de 2023, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 1.077/2023 para estabelecer critérios para aprovação do plano de transferência de controle corporativo de concessionárias, detentores de permissões ou entidades autorizadas para serviços e instalações de geração e transmissão de energia elétrica cujo projeto está em execução ou em processo de expansão, como alternativa à extinção da concessão, alterando assim a Resolução Normativa nº 846/2019.

Em dezembro de 2023, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 1.081 para melhorar a estrutura regulatória relativa ao comércio varejista de energia elétrica, no sentido de facilitar os requisitos para migração para o Ambiente de Contratação Livre e outras medidas relacionadas às mudanças nas Regras e Procedimentos de Negociação pela CCEE.

Em março de 2024, a Resolução Normativa nº 1.085/2024 foi publicada para alterar os critérios e procedimentos para a participação de projetos hidrelétricos não centralizados despachados por meio do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE.

Ainda em março de 2024, foi publicada a Resolução Normativa nº 1.084/2024, aprovando uma nova versão do Submódulo 6.8 dos Procedimentos de Regulamentação Tarifária - PRORET, que trata dos Níveis Tarifários, com a incorporação de geração fora da ordem de mérito, por motivos de segurança energética, na metodologia de acionamento dos Níveis Tarifários, entre outros pontos

Em abril de 2024, promulgou-se a Ordem Executiva nº 1.212/2024, com o objetivo de promover a geração de energia elétrica limpa e mitigar, no curto prazo, o aumento das tarifas de energia causado pelos reajustes. Estendida por 36 meses para projetos de fonte renovável para iniciar a operação comercial de todas as suas unidades geradoras utilizando a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD. Essa medida expirou, mas enquanto estava em vigor, permitiu à ANEEL aprovar 601 dos mais de 2.000 pedidos de extensões feitas por geradores, o que somaria cerca de 25,5 GW de energia instalada em projetos localizados em 10 estados em todo o país.

Também em abril de 2024, a ANEEL fez alterações nas Regras e Procedimentos de Negociação de Eletricidade por meio da Resolução Normativa nº 1.087/2024, aprovando revisões aos Módulos 11, 18 e 20 das Regras de Negociação, bem como revisões aos Submódulos 1.3 e 7.1 dos Procedimentos de Negociação à luz das disposições na CCEE regulamentada pelo Decreto nº 11.835/2023. A ANEEL também publicou a Resolução Normativa nº 1.089/2024, atualizando as Regras de Comercialização de Energia Elétrica aplicáveis ao Sistema de Contabilidade e Liquidação, para coletar subsídios para a proposta de alteração das regras de comércio vinculadas à caracterização e alocação de custos de deslocamento hidráulico motivados pela geração termoelétrica inflexível.

Em maio de 2024, devido ao Estado de Calamidade Pública no Estado do Rio Grande do Sul, causado por eventos climáticos extremos com chuvas fortes e inundações históricas, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 1.092/2024, que tornou as Regras de Prestação do Serviço de Distribuição de Eletricidade Pública mais flexíveis para lidar com a calamidade pública, priorizar ações relacionadas a serviços de urgência e emergência e o fornecimento de energia para serviços e atividades consideradas essenciais, bem como tornar os prazos para cortes devido a inadimplências e a suspensão temporária dos processos de cobrança mais flexíveis. Ainda em maio, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 1.090/2024, alterando a metodologia de cálculo da penalidade por garantia insuficiente à venda e para cobertura contratual de consumo de energia elétrica, válida a partir de 1º de janeiro de 2025, bem como a Resolução Normativa nº 1.094/2024, regulando os artigos 21 e 24 da Lei nº 14.300/2022, que trata de supercontratação involuntária e venda de excedentes decorrentes do regime de microgeração e minigeração distribuídas.

Em junho de 2024, foi promulgado o Decreto Federal nº 12.068/2024, regulando o processo licitatório e a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica de que trata a Lei nº 9.074/1995, e estabelecendo diretrizes para a modernização das concessões de serviços públicos de distribuição de energia elétrica visando a maior qualidade e flexibilidade em contratos futuros. O Decreto Federal nº 12.084/2024, que instituiu o programa Energia Limpa no âmbito do programa Minha Casa, Minha Vida com o objetivo de promover a implementação da geração de energia elétrica renovável como prioridade para unidades habitacionais nas bandas Minha Casa, Minha Vida nos segmentos Urbano 1 e Rural 1.

Também em junho de 2024, promulgou-se a Resolução Normativa nº 1.096/2024, aprovando a revisão dos Submódulos 9.1 e 9.2 dos Procedimentos de Regulamentação Tarifária - PRORET, que estabelecem os conceitos gerais, metodologias aplicáveis e procedimentos para a realização de revisões periódicas, aplicáveis a concessionárias de transmissão de serviços públicos com projetos estendidos e licitados. No mesmo mês, a Resolução Homologatória nº 3.336/2024 aprovou o índice de Ajuste Anual de Tarifas da Copel DIS para o ciclo de 2024-2025, que produziu um efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 0,00%, dos quais 0,05% para consumidores de Alta Tensão e -0,03% para consumidores de Baixa Tensão, além de definir as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD e as tarifas de energia elétrica aplicáveis aos consumidores e usuários da Copel DIS.

Em julho de 2024, foi promulgada a Portaria MME nº 797/2024, que determinou que os empreendedores que negociam energia elétrica a partir de energia eólica nos leilões tratados nos Decretos nºs 5.163/2004 e 6.353/2008 comecem a fazer medições anemométricas e climáticas permanentes no local do parque gerador dentro de cento e oitenta dias da assinatura do CCEAR ou CER. Também foi promulgada a Ordem Normativa MME nº 95/2024, que estabeleceu diretrizes para a realização do Leilão de Compra de Eletricidade de Projetos de Nova Geração, denominado Leilão de Nova Energia "A-5", de 2025.

Ainda em julho de 2024, a ANEEL, por meio da Resolução Homologatória nº 3.348, estabeleceu o reajuste da RAP para ativos de transmissão de energia elétrica para o ciclo de 2024-2025, com vigência de 1º de julho de 2024 a 30 de junho de 2025. De acordo com essa resolução, a RAP para o ciclo 2024/2025 dos ativos de transmissão em operação pela Copel GeT e suas participações se tornaram R\$ 1.594,8 milhões, um aumento de aproximadamente 2,1%, já levando em conta os efeitos da redução no componente econômico do RBSE. Com as Resoluções Homologatórias nºs 3.342/2024 e 3.343/2024, a ANEEL aprovou a revisão da RAP dos Contratos de Concessão relativos aos projetos licitados com data de revisão em julho de 2023 e julho de 2024, e com a Resolução Homologatória nº 3.344/2024, a Agência aprovou o resultado da Segunda Revisão Periódica da RAP dos detentores de concessão de transmissão que foram estendidos nos termos da Lei nº 12.783/2013, que estará em vigor entre 1º de julho de 2024 e 30 de junho de 2028.

Em agosto de 2024, foi promulgada a Lei nº 14.948/2024, que estabeleceu a estrutura jurídica para hidrogênio de baixo carbono, regulou a produção de hidrogênio considerado de baixo carbono e estabeleceu certificação voluntária, bem como forneceu incentivos fiscais para o setor.

Em setembro de 2024, o ONS adotou novos mecanismos para equilibrar e gerenciar o SIN para lidar com situações relacionadas a curtailment, no caso de cortes de geração em usinas eólicas e solares devido a excesso de energia, bem como à situação oposta, quando a demanda permanece alta com o aumento nas curvas de carga em horários de pico noturnos, mas a geração solar fica indisponível, o que é resolvido ativando usinas térmicas ou aumentando a potência das hidrelétricas, quando disponíveis. A busca por uma distribuição mais equilibrada de cortes, a implementação de novos leilões de reserva de capacidade para que as usinas térmicas ou hidrelétricas possam ser ativadas nesses períodos, bem como a expansão do intercâmbio internacional com países vizinhos e novas alternativas para atender à demanda, como as baseadas em sistemas de armazenamento que utilizam baterias, são temas que estão ganhando atenção no setor.

Ainda em setembro de 2024, a ANEEL promulgou a Resolução Normativa nº 1.103/2024 para estabelecer as disposições relativas à contratação de Reserva de Capacidade e aprovar o modelo de contrato do Contrato de Uso de Energia para Reserva de Capacidade - Copcap, entre outras medidas.

Em outubro de 2024, foi promulgada a Resolução Normativa nº 1.104/2024, aprovando as revisões dos Procedimentos de Rede e das Regras e Procedimentos de Comercialização. Também em outubro de 2024, o MME publicou a Portaria GM/MME nº 87/2024, com as diretrizes para importação de energia elétrica do Paraguai em contratos firmes, para negociação no ACL. A proposta de importação de energia com garantias foi disponibilizada para Consulta Pública (CP nº 174/2024).

Em dezembro de 2024, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 1.109/2024, que, entre outras coisas, alterou a Resolução Normativa nº 1.030/2022 ajustando a redação do artigo 16, parágrafo 3, bem como corrigindo uma inconsistência metodológica apontada pela CCEE no artigo 16, parágrafo 4, a fim de distribuir a frustração energética do conjunto de usinas apenas entre aquelas que apresentam frustração energética positiva. Ainda em dezembro de 2024, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 1.110/2024, contemplando mudanças na regulamentação e operação do comércio varejista, aprovando as Regras de Comercialização de Energia Elétrica aplicáveis ao Sistema de Contabilidade e Liquidação - SCL, os Procedimentos de Comercialização de Energia Elétrica, bem como ajustes às Resoluções Normativas relacionadas. A Lei nº 15.042/2024 também foi aprovada, que regula o mercado de carbono no Brasil, estabelecendo o Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões de Gases de Efeito Estufa. A legislação permite a compra e venda de créditos de carbono, permitindo que as emissões de gases poluentes se tornem ativos financeiros negociáveis.

Em janeiro de 2025, foi promulgada a Lei nº 15.097/2025, que propõe a estrutura jurídica para a exploração e desenvolvimento da geração de energia a partir de fontes de instalação offshore, seja eólica, solar ou marítima. Ainda em janeiro de 2025, foi promulgada a lei nº 15.103/25, estabelecendo o Programa de Aceleração da Transição Energética - Paten, com o objetivo de incentivar projetos de desenvolvimento sustentável, ou seja, empresas que possuem recebíveis do Governo Federal, como precatórios e créditos fiscais, poderão acessar esses créditos para financiar projetos ligados à transição energética.

Em março de 2025, foi publicada a Resolução ANEEL nº 517/2025, pelo qual a Agência aprovou o aditivo que permitirá que concessionárias de distribuição não abrangidas pela Lei nº 12.783/2013 prorroguem suas concessões de distribuição de energia elétrica por um período de 30 anos nos termos do Decreto nº 12.068/2024.

Nova estrutura regulatória potencial

As seguintes mudanças potenciais na estrutura regulatória brasileira podem ter um impacto direto em nossas operações, pois nossos negócios estão sujeitos a uma regulamentação abrangente por vários órgãos legais e regulatórios brasileiros, especialmente o MME (que propõe políticas setoriais) e a ANEEL (que regula, supervisiona e inspeciona vários aspectos de nossos negócios, incluindo nossas taxas tarifárias).

Em fevereiro de 2018, o MME publicou em seu site um relatório da audiência pública, refletindo a proposta final de melhorias no quadro regulatório energético, que foram especialmente motivadas por questões tecnológicas, sociais e ambientais, bem como dificuldades decorrentes dos modelos de negócios atuais. Dentre os tópicos discutidos, destacam-se:

- Rescisão do sistema de cotas aplicável às concessões de usinas hidrelétricas que tenham sido prorrogadas ou concedidas por meio de licitações, de acordo com a Lei Federal nº 12.783/2013, e alocação de parte do benefício econômico das concessões ao CDE para reduzir o que é cobrado da população;
- Redução dos limites mínimos para acesso ao Mercado Livre;
- Aproximação entre a formação de preços de curto prazo e o custo operacional do sistema;
- Se a energia e o lastro (atualmente combinados para fins de comercialização) devem ser segregados;
- Efeitos da migração de clientes para o Mercado Livre;
- Mercado para atributos ambientais;
- Atração de capital estrangeiro para investimentos no setor energético brasileiro;
- Descontos tarifários mais eficientes;
- Alocação de recursos da reserva de reversão global para o segmento de transmissão;
- Diretrizes para o uso de recursos de pesquisa e desenvolvimento;
- Modernização do mercado regulado; e
- Redução de disputas judiciais em relação ao risco hidrológico.

Em maio de 2018, a maioria das melhorias propostas pelo MME em relação à estrutura regulatória aplicável ao setor energético foi incluída na Lei nº 1.917/2015 da Câmara dos Deputados, conhecida como Projeto de Lei da Portabilidade da Conta de Luz. Este projeto de lei ainda está sujeito a análise na Câmara dos Deputados e, se aprovado, dependerá de aprovação adicional do Senado e do Presidente da República.

Além disso, existem iniciativas para promover a modernização do setor energético. A Portaria MME nº 187/2019 estabeleceu um grupo de trabalho para desenvolver propostas para a modernização do setor energético, que divulgou um relatório em outubro de 2019 com medidas que devem ser adotadas ou estudadas, incluindo tópicos como: (i) abertura do mercado consumidor; (ii) mecanismo de preços para o mercado a descoberto; (iii) expansão do Mercado Livre, acomodando novas tecnologias e novos modelos de negócios; (iv) Mecanismo de realocação de energia; (v) alocação de custos e riscos; (vi) introdução de novas tecnologias; e (vii) serviços de distribuição sustentável. Este grupo de trabalho foi nomeado para um mandato de dois anos, que pode ser estendido por mais um ano.

Em 2020, devido à pandemia da COVID-19, foram interrompidas as discussões iniciadas em 2017 entre o MME e o setor elétrico com relação às propostas de melhoria da estrutura jurídica e regulatória da indústria. Isso significou um progresso limitado em medidas como PL nº 1.917/2015 e PLS nº 232/2016, que abordam questões como o modelo comercial do setor elétrico, a portabilidade das contas de energia e concessões para geração de energia elétrica. A pandemia da COVID-19 também permitiu o comprometimento dentro da Comissão Especial da Câmara dos Deputados, criada em agosto de 2019, em relação ao Código Brasileiro de Energia Elétrica, que visa consolidar a legislação de energia elétrica que atualmente está espalhada entre as portarias emitidas por várias agências governamentais. Em 2021, o Congresso reiniciou as discussões em direção à PL nº 1.917/2015 e à PLS nº 232/2016 (agora PL nº 414), sendo esta posteriormente rotulada um projeto de lei prioritário em consideração ao Congresso.

Com relação à geração distribuída, destacamos a publicação da Lei nº 14.300/2022, que estabelece a estrutura jurídica para microgeração e minigeração distribuídas, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa Social de Energia Renovável - PERS.

A lei permitiu que as unidades consumidoras existentes e aquelas que protocolam uma solicitação de acesso dentro de 12 meses de sua publicação continuassem, até 31 de dezembro de 2045, a receber os benefícios atualmente concedidos através do Sistema de Compensação de Energia Elétrica - SCEE. Para unidades consumidoras que solicitarem acesso após esse prazo, a lei estabeleceu um período de transição para o carregamento gradual da energia compensada para componentes tarifários não associados ao custo da energia.

Em benefício da modernização do setor elétrico, destaca-se a publicação da Normativa nº 050/2022, estabelecendo que a partir de 1º de janeiro de 2024, os clientes classificados como Grupo A poderão optar por comprar energia elétrica de qualquer concessionária, permissionária ou fornecedor autorizado de energia do SIN, dando um passo importante para a abertura do Mercado Livre de energia, possibilitando também que no futuro os clientes conectados em baixa tensão possam se beneficiar dele.

Em outubro de 2022, o MME lançou a Consulta Pública nº 137/2022 com uma proposta para a publicação de uma portaria que prevê a redução dos limites de carga para a contratação de eletricidade no Mercado Livre por clientes conectados em baixa tensão, a partir de 1º de janeiro de 2028, com esses clientes sendo representados por um agente de varejo perante a CCEE.

Em novembro de 2022, em face da capacidade insuficiente do sistema de transmissão para fluir a energia elétrica gerada por novas usinas, o MME disponibilizou as minutas da Portaria referentes às diretrizes e sistemas de licitação para contratação da margem de fluxo para geração, regulamentado pelo Decreto nº 10.893/2021, que permitirá a participação de projetos de geração, da energia solar, vento, biomassa, ou cogeração qualificada, que solicitou a concessão de autorização sem a apresentação de informações de acesso, e para outros projetos que não tenham um contrato para o uso do sistema de transmissão e distribuição.

Em setembro de 2023, por meio da Portaria nº 749/2023, o MME divulgou a Consulta Pública nº 156/2023. Esta consulta incluiu uma proposta de uma portaria normativa que estabelece “Diretrizes gerais para abordar situações de emergência de restrição temporária de fornecimento de energia elétrica ou situações com risco iminente potencial de suspensão do fornecimento de energia elétrica no Sistema Elétrico Brasileiro - SEB, relacionadas a ações específicas deliberadas pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE. Com base nas contribuições feitas pelos agentes durante a consulta, esta portaria normativa proposta está sob avaliação do MME.

Também destacamos as seguintes consultas públicas do MME: (i) Consulta Pública nº 152/2023, sobre concessões de distribuição a vencer, encaminhando para Consulta Pública as diretrizes a serem observadas pelo MME na condução do processo das 20 concessões de distribuição de energia elétrica que expiram entre 2025 e 2031; (ii) Consulta Pública nº 157/2023, em que foi discutida a proposta de resolução CNPE com nova governança institucional e diretrizes para metodologias e programas de computador do setor elétrico brasileiro; (iii) Consulta Pública nº 158/2023, na qual foi discutida a proposta de uma portaria normativa para estabelecer diretrizes para otimizar o uso da geração de energia elétrica inflexível a partir de usinas térmicas no Sistema Interligado Nacional em um cenário de excedentes de energia.

Em dezembro de 2023, com a publicação pela ANEEL da Resolução Normativa nº 1.081, para a melhoria do quadro regulatório relativo ao comércio de energia elétrica no varejo, com foco na flexibilização dos requisitos para migração para o Ambiente de Contratação Livre, determinou-se que a CCEE deveria apresentar uma proposta de alterações nas Regras e Procedimentos de Negociação para a abertura da segunda fase da Consulta Pública nº 28/2023.

Além disso, em 2023, a ANEEL publicou a Consulta Pública nº 39/2023, para melhorar o Relatório de Análise de Impacto Regulatório sobre a regulamentação para Armazenamento de Energia Elétrica, incluindo usinas reversíveis, com o objetivo de desenvolver propostas futuras para ajustes regulatórios necessários para a integração de sistemas de armazenamento no setor elétrico brasileiro.

Não houve progresso significativo em 2024 nos debates sobre a estrutura jurídica e melhoria da estrutura regulatória para o setor de energia elétrica, especialmente as Leis nºs 414/2021 e 1.917/2015. Essas questões ainda estão em análise, tanto pelos órgãos legislativos quanto pelo governo federal.

O projeto de lei nº 3.249/2024, da Câmara dos Deputados, e o projeto de lei nº 2.907/2024, do Senado, que visa criar o Sistema Nacional de Certificação de Energia Limpa, estão nos estágios iniciais de votação

O Projeto de Lei nº 671/2024 visa proibir concessionárias de distribuição de energia elétrica e detentores de licenças ou suas subsidiárias, afiliadas ou empresas controladoras de gerar energia elétrica por microgeração ou minigeração distribuída e a exploração econômica dessas instalações. O assunto está sendo analisado atualmente na Câmara dos Deputados. Uma vez aprovada, ela será enviada ao Senado Federal para consideração.

A Lei nº 6.041/2023 prevê que as concessionárias de energia elétrica sejam obrigadas a criar planos de contingência para lidar com “ondas de calor” e outros eventos climáticos extremos. O assunto está sendo considerado atualmente pela Câmara dos Deputados e também deve ser considerado pelo Senado Federal.

Uma série de Consultas Públicas e outros mecanismos de participação pública semelhantes foram realizados em 2024:

- Consulta Pública MME nº 159/2024, sobre procedimentos propostos para solicitação de inclusão de projetos de minigeração distribuída no Regime de Incentivo Especial para Desenvolvimento de Infraestrutura – REIDI;
- Consulta Pública MME nº 160/2024, para criação de Portaria contendo as diretrizes para a realização de leilões de energia, de projetos de geração novos e existentes, denominada Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Energia - LRCAP 2024, e posteriormente Consulta Pública nº 176/2024, para o Armazenamento LRCAP de 2025;
- Consulta Pública MME nº 165/2024, para criação de Portaria sobre as Diretrizes para Leilões “A-4” e “A-6” de 2024 para Compra de Eletricidade de Projetos de Nova Geração;
- Consulta Pública MME nº 175/2024, contendo minutas de Portaria e Relatório de Análise de Impacto Regulatório que alteram os parâmetros a ser utilizados na aplicação das métricas do critério geral de garantia de fornecimento para avaliação da adequação da fonte de alimentação no Sistema, estabelecido no art. 1º da Resolução CNPE nº 29/2019;
- Consulta Pública nº 178/2024 sobre o Orçamento da CDE para a execução do Programa Luz para Todos em 2025;

- Consulta Pública MME nº 179/2024, sobre a melhoria do Plano de Energia de Dez Anos - PDE 2034 e as diretrizes para o PDE 2035;
- Consulta Pública ANEEL nº 9/2024, para contribuições ao Relatório de Análise de Impacto Regulatório sobre as alternativas propostas para calcular a demanda de energia e as perdas não técnicas nos sistemas de distribuição de energia elétrica, considerando os efeitos da Minigeração e da Microgeração Distribuída - MMGD, além de contribuições relativas a mudanças nos regulamentos e propostas atuais para padronização e melhoria das informações fornecidas no Sistema de Monitoramento de Informações de Mercado para Regulamentação Econômica - SAMP;
- Consulta Pública ANEEL nº 29/2024, sobre a regulamentação das consequências tarifárias da liquidação antecipada das contas de escassez de água e Covid, nos termos do Decreto nº 1. 212/2024 e da Portaria Interministerial MME/MF nº 1/2024, bem como a Consulta Pública nº 37/2024, sobre Solicitações de Análise Extraordinária de Tarifas - RTE das concessionárias Neoenergia Coelba, Neoenergia Brasília, Leve, Neoenergia Cosern, Neoenergia Pernambuco e Copel, para o reequilíbrio econômico, nos termos do Submódulo 2. 10 da PRORET, devido aos efeitos da redução no mercado e ao aumento das inadimplências decorrentes da pandemia da Covid-19;
- Tomada de subsídios ANEEL nº 11/2024, uma consulta pública em estágio inicial para definir um roteiro sobre questões regulatórias e ações necessárias para a modernização das tarifas de distribuição, e nº 13/2024, para melhorar o estudo “Avaliação de modelos regulatórios para a implementação de sistemas de medição inteligentes no sistema de distribuição brasileiro”;
- Tomada de subsídios ANEEL nº 14/2024, para avaliar possíveis medidas para melhorar a estrutura regulatória, monitoramento e inspeção de questões envolvendo aspectos da concorrência no mercado de energia elétrica de varejo;
- Tomada de subsídios ANEEL nº 25/2024, para a melhoria do Banco de Preços de Referência ANEEL, utilizado nos processos de autorização, licitação para concessão e revisão tarifária de concessionárias de transmissão de energia elétrica, de acordo com a Resolução Homologatória nº 758/2009;
- Tomada de subsídios ANEEL nº 8/2024 (2a fase), para alterações ao Regulamento do Decreto nº 11.314, de 28 de dezembro de 2022, relativo ao tratamento regulatório para indenização de ativos de transmissão que não tenham sido depreciados ou amortizados em casos de substituição ou rescisão de concessão; e
- Tomada de subsídios ANEEL nº 27/2024, para divulgar informações sobre a implementação de projetos de Sandboxes Tarifários e receber contribuições sobre como a ANEEL deve comunicar os resultados parciais e finais dos projetos.

Essas possíveis mudanças na estrutura regulatória aplicável ao setor energético brasileiro podem afetar nossas operações nos próximos anos.

Concessões

As empresas ou consórcios que desejam construir ou operar instalações para geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica no Brasil devem participar de um processo de licitação ou devem solicitar à MME ou à ANEEL uma concessão, permissão ou autorização, conforme o caso. As concessões dão direito a gerar, transmitir ou distribuir energia elétrica em uma área de concessão específica por um período determinado. Este período é de 35 anos para concessões de geração concedidas após 2003 e 30 anos para novas concessões de transmissão ou distribuição. De acordo com a Lei de Renovação das Concessões de 2013, as concessionárias de geração e distribuição podem renovar seus contratos de concessão que estavam em vigor em 1995 e as concessionárias de transmissão podem renovar seus contratos de concessão que estavam em vigor antes e em 1995 por um período adicional de 30 anos, desde que as concessionárias concordem em alterar os contratos de concessão para refletir certos novos termos e condições estabelecidos pela lei. A Lei de Renovação das Concessões de 2013 não afeta as concessões de geração concedidas após 2003, pois não são renováveis.

A Lei de Concessões estabelece, entre outras, as condições que a concessionária deve cumprir ao prestar serviços de energia elétrica, os direitos dos clientes e os respectivos direitos e obrigações da concessionária e do Poder Concedente. Além da Lei de Concessões, a concessionária também deve cumprir os regulamentos gerais que regem o setor de energia elétrica. As principais disposições da Lei de Concessões e regulamentos relacionados da ANEEL estão resumidas a seguir:

Serviço adequado. A concessionária deve prestar serviços adequados a todos os clientes em sua concessão e deve manter certos padrões com relação à regularidade, continuidade, eficiência, segurança e acessibilidade.

Uso da terra. A concessionária pode usar terra pública ou solicitar que o Poder Concedente exproprie a terra privada necessária para o benefício da concessionária. Neste último caso, a concessionária deve compensar os proprietários privados afetados.

Responsabilidade objetiva. A concessionária é objetivamente responsável por todos os danos decorrentes da prestação de seus serviços.

Mudanças no controle acionário. O Poder Concedente deve aprovar qualquer alteração direta ou indireta no controle acionário da concessionária.

Intervenção pelo poder concedente. O Poder Concedente poderá intervir na concessão, por meio da ANEEL, para garantir o desempenho adequado dos serviços, bem como a total compliance com as disposições contratuais e regulatórias aplicáveis. Uma vez que a ANEEL determine a intervenção, limitada a um ano, mas prorrogável por mais dois anos, ela deve designar um terceiro para gerenciar a concessão. No prazo de 30 dias após a determinação da intervenção, o representante do Poder Concedente deve iniciar um processo administrativo no qual a concessionária tem o direito de contestar a intervenção. O processo administrativo deve ser concluído dentro de 1 ano. Os acionistas da concessionária sob intervenção devem apresentar à ANEEL, no prazo de 60 dias da determinação da intervenção, um plano de recuperação e correção. Se a ANEEL aprovar esse plano, a intervenção será encerrada. Caso a ANEEL não aprove o plano, o Poder Concedente poderá: (i) declarar a perda da concessão; (ii) determinar a cisão, incorporação, fusão ou transformação da concessionária, incorporação de uma subsidiária ou cessão de cotas/ações a terceiros; (iii) determinar a mudança de controle da concessionária; (iv) determinar um aumento de capital da concessionária; ou (v) determinar a incorporação de uma Sociedade de Propósito Específico.

Rescisão da concessão. A rescisão do contrato de concessão pode ocorrer por meio de expropriação e/ou confisco. Expropriação é a rescisão antecipada de uma concessão por motivos relacionados ao interesse público. Uma expropriação deve ser especificamente aprovada por lei ou decreto. O confisco deve ser declarado pelo Poder Concedente após a ANEEL ou o MME ter feito uma decisão administrativa final de que a concessionária, entre outras coisas: (i) não tenha prestado serviços adequados ou não esteja em conformidade com uma lei ou regulamento aplicável; (ii) não tenha mais capacidade técnica, financeira ou econômica para prestar serviços adequados; ou (iii) não tenha cumprido as penalidades avaliadas pelo Poder Concedente. A concessionária poderá contestar qualquer expropriação ou confisco nos tribunais.

Um acordo de concessão também pode ser rescindido: (i) através do acordo mútuo das partes; (ii) após a falência ou dissolução da concessionária; ou (iii) após uma decisão judicial final, não passível de recurso, proferida em um processo apresentado pela concessionária.

Validade. Quando um acordo de concessão é rescindido, todos os ativos, direitos e privilégios que estão materialmente relacionados à prestação de serviços de energia elétrica são revertidos para o governo brasileiro. Após a rescisão, a concessionária tem direito à indenização por seus investimentos em ativos que não tenham sido totalmente amortizados ou depreciados, após a dedução de quaisquer valores devidos pela concessionária relacionados a multas e danos.

Penalidades. Os regulamentos da ANEEL regem a imposição de sanções contra os participantes do setor de energia elétrica e determinam as penalidades apropriadas com base na natureza e importância da violação (incluindo avisos, multas, suspensão temporária do direito de participar de procedimentos de licitação para novas concessões, licenças ou autorizações e confisco). Para cada infração, as multas podem ser de até 2% da receita (líquida de imposto sobre valor agregado e imposto sobre serviços) da concessionária no período de 12 meses que antecede qualquer aviso de penalidade. Algumas infrações que podem resultar em multas estão relacionadas à falha em solicitar a aprovação da ANEEL para, entre outras coisas: (i) executar determinados contratos entre as partes relacionadas; (ii) vender ou ceder os ativos relacionados aos serviços prestados, bem como impor qualquer ônus (incluindo qualquer título, ligação, garantia, penhor e hipoteca) sobre esses ou quaisquer outros ativos relacionados à concessão ou às receitas dos serviços de energia elétrica; (iii) efetuar uma alteração no controle acionário do titular da autorização ou concessão; e (iv) fazer certas alterações nos estatutos. No caso de contratos celebrados entre as partes relacionadas que são submetidos à aprovação da ANEEL, a ANEEL pode tentar impor restrições aos termos e condições desses contratos e, em circunstâncias extremas, exigir que o contrato seja rescindido.

Ambiente paralelo para a comercialização de energia elétrica

De acordo com a Lei do Novo Modelo da Indústria, a compra e venda de energia elétrica é realizada em dois segmentos diferentes: (i) o mercado regulado, que contempla que as empresas de distribuição comprarão por leilão público toda a energia elétrica de que precisam para fornecer aos seus clientes; e (ii) o Mercado Livre, que prevê a compra de energia elétrica por entidades não regulamentadas (como os Clientes Livres e comerciantes de energia).

No entanto, a energia gerada pelos dos seguintes entes está sujeita a regras específicas diferentes das regras aplicáveis ao mercado regulado e ao Mercado Livre: (i) projetos de geração de baixa capacidade localizados perto de pontos de consumo (como certas usinas de cogeração e pequenas centrais hidrelétricas), (ii) usinas qualificadas de acordo com o Programa Proinfa, uma iniciativa estabelecida pelo governo federal para criar incentivos para o desenvolvimento de fontes de energia alternativas, como projetos de energia eólica, pequenas hidrelétricas e projetos de biomassa; (iii) Itaipu; (iv) Angra 1 e 2 a partir de 2013; e (v) os contratos de concessão de geração estendidos ou sujeitos a um novo processo de licitação de acordo com a Lei de Renovação das Concessões de 2013.

A energia elétrica gerada pela Itaipu continuará a ser vendida pela Empresa Brasileira de Participações em Energia Nuclear e Binacional - ENBPar para as concessionárias de distribuição que operam nas partes sul, sudeste e centro-oeste do Sistema Interligado Nacional. As taxas nas quais a energia elétrica gerada por Itaipu é negociada são denominadas em dólares americanos e estabelecidas de acordo com um tratado entre o Brasil e o Paraguai. Como consequência, as taxas de Itaipu aumentam ou diminuem de acordo com a variação da taxa de câmbio entre o real e o dólar americano. As alterações no preço da energia elétrica gerada por Itaipu estão, no entanto, sujeitas ao mecanismo de recuperação de custos da Parcela A discutido em “Tarifas de Distribuição”.

A partir de janeiro de 2013, a energia gerada pelas usinas nucleares Angra 1 e 2 começou a ser vendida pela Eletronuclear para as concessionárias de distribuição a uma taxa calculada pela ANEEL.

A nova lei modelo da indústria não afeta os acordos bilaterais celebrados antes de 2004.

O mercado regulado

No mercado regulado, as empresas de distribuição devem comprar seus montantes de energia elétrica esperados para seus clientes cativos por meio de um processo de leilão público. O processo de leilão é administrado pela ANEEL, diretamente ou por meio da CCEE, sob certas diretrizes fornecidas pelo MME.

As compras de energia elétrica são geralmente feitas por meio de três tipos de Acordos Bilaterais: (i) Contratos de Quantidade de Energia; (ii) Contratos de Disponibilidade de Energia; e (iii) alocação de cotas de energia, conforme definido pela ANEEL. De acordo com um Contratos de Quantidade de Energia, um gerador se compromete a fornecer uma certa quantidade de energia elétrica e assume o risco de que seu fornecimento de energia elétrica possa ser afetado negativamente por condições hidrológicas e baixos níveis de reservatório, entre outras condições, o que poderia interromper o fornecimento de energia elétrica. Nesse caso, o gerador seria obrigado a comprar energia elétrica em outro lugar para cumprir seus compromissos de fornecimento. De acordo com o Contrato de Disponibilidade de Energia, um gerador se compromete a disponibilizar uma certa quantidade de capacidade para o mercado regulado. Nesse caso, a receita do gerador é garantida e os distribuidores devem arcar com o risco de uma escassez de fornecimento. Com relação ao terceiro método (introduzido pela Lei de Renovação das Concessões de 2013), as usinas que tiveram sua concessão renovada perderam o direito de vender sua energia e, a partir de agora, receberão apenas remuneração, nos termos do sistema de cota de energia, como resultado da operação e manutenção de tais instalações. Como resultado, a energia gerada por essas concessionárias de geração é repassada aos distribuidores a um custo menor por meio de cotas que correspondem ao tamanho dos mercados atendidos.

Com relação às plantas com concessões expiradas, que estão sujeitas a um novo processo de licitação, o vencedor desse processo pode ser obrigado a alocar até 100% da energia gerada por essa usina em cotas para o mercado regulado, dependendo dos critérios adotados no processo de leilão relevante.

A estimativa da demanda dos distribuidores é o principal fator para determinar quanta energia elétrica o sistema como um todo irá contrair. Um distribuidor é obrigado a contratar todas as suas demandas estimadas de energia elétrica. Um desvio na demanda real em relação à demanda projetada pode resultar em penalidades para os distribuidores. No caso de subcontratação, o distribuidor é penalizado diretamente em um valor que aumenta à medida que a diferença entre as quantidades contratadas e a demanda real aumenta. Um distribuidor subcontratado também deve pagar para atender à sua demanda comprando energia no Mercado Spot.

No caso de supercontratação, em que o volume contratado cai entre 100% e 105% da demanda real, o distribuidor não é penalizado e os custos adicionais são tarifas compensadas dos clientes. Quando o volume contratado for superior a 105% da demanda real, o distribuidor deve vender energia no Mercado Spot. Se o preço do contrato for inferior ao preço atual do Mercado Spot, o distribuidor venderá o excesso de energia para obter lucro. Por outro lado, se o preço do contrato for maior do que o preço do Mercado Spot, o distribuidor venderá seu excesso de energia com uma perda. A Lei Federal nº 13.360, de 17 de novembro de 2016, também permitia a venda de excesso de energia por empresas distribuidoras no Mercado Livre. A Resolução nº 1.009, de 22 de março de 2022, dispõe recentemente de normas adicionais sobre a metodologia a ser adotada pelas empresas distribuidoras no que diz respeito ao Mecanismo de Vendas Excedentes (Mecanismo de Venda de Excedentes, ou “MVE”).

No que diz respeito a novas concessões, as regulamentações estabelecem que as propostas para novas instalações de geração hidrelétrica podem incluir, entre outras coisas, a porcentagem mínima de energia elétrica a ser fornecida em leilões no mercado regulado. As concessões para projetos de nova geração, como Mauá e Colíder, no nosso caso, não são renováveis, o que significa que, após o vencimento, a concessionária deve novamente concluir um processo licitatório.

O Mercado Livre

O Mercado Livre abrange transações entre concessionárias de geração, produtores independentes de energia – IPPs, autogeradores, comerciantes de energia, exportadores e importadores de energia elétrica e clientes livres. O Mercado Livre também cobre acordos bilaterais entre geradores e distribuidores assinados sob o modelo antigo até que expirem. Após expirar, esses contratos devem ser executados de acordo com as diretrizes da Lei do Novo Modelo da Indústria.

Um consumidor que seja elegível para escolher seu fornecedor só poderá fazê-lo após a expiração de seu contrato com o distribuidor local e com aviso prévio ou, no caso de um contrato sem data de expiração, mediante aviso prévio de 15 dias da data em que o distribuidor deve fornecer ao MME sua demanda estimada de energia elétrica para o ano. Nesse caso, o contrato só será rescindido no ano seguinte. Uma vez que um consumidor tenha escolhido o Mercado Livre, ele só poderá retornar ao sistema regulado com cinco anos de aviso prévio ao seu distribuidor regional, a não ser que o distribuidor possa reduzir tal prazo, a seu critério. Este período prolongado de aviso busca garantir que, se necessário, o distribuidor possa comprar energia adicional em leilões no mercado regulado sem impor custos extras ao mercado cativo.

Geradores privados podem vender energia elétrica diretamente para clientes gratuitos. Geradores estatais podem vender energia elétrica diretamente para Clientes Livres, mas são obrigados a fazê-lo apenas por meio de leilões privados realizados pelos geradores estatais exclusivamente para Clientes Livres ou pelos Clientes Livres.

Conforme mencionado acima, recentemente, a Lei Federal nº 13.360, de 17 de novembro de 2016, também permitiu a venda de excesso de energia por empresas de distribuição no Mercado Livre, mas a eficácia da regra ainda está sujeita a regulamentação adicional pela ANEEL.

Com foco no futuro do setor de energia elétrica, o MME lançou a Consulta Pública nº 33/2017, com o objetivo de obter a visão de diferentes participantes sobre melhorias no modelo de negócios do setor. Foram discutidas questões como a expansão do Mercado Livre e a remoção de barreiras à entrada de seus participantes, preço energético por hora, alocação adequada de riscos, segurança do fornecimento e sustentabilidade socioambiental. Espera-se mais regulamentação para os próximos anos, com projetos de lei sendo discutidos no Congresso Brasileiro para implementar reformas no setor de energia. Para obter mais informações, consulte “Possível nova estrutura regulatória”.

Regulamentação nos termos da nova lei modelo do setor e outras regras promulgadas

Um decreto de julho de 2004 rege a compra e venda de energia elétrica no mercado regulado e no Mercado Livre, bem como a concessão de autorizações e concessões para projetos de geração de energia elétrica. Este decreto inclui, entre outros itens, regulamentos relacionados a procedimentos de leilão, a forma de acordos de compra de energia e o mecanismo para repassar custos aos clientes finais.

Esses regulamentos estabelecem as diretrizes sob as quais os agentes de compra de energia elétrica devem contratar sua demanda de energia elétrica. Os agentes de venda de energia elétrica devem mostrar que a energia a ser vendida vem de instalações de geração de energia existentes ou planejadas. Os agentes que não cumprirem tais requisitos estão sujeitos a penalidades impostas pela ANEEL.

Esses regulamentos também exigem que as empresas de distribuição contratem 100% de suas necessidades de energia principalmente por meio de leilões públicos. Além desses leilões, as empresas de distribuição podem comprar valores limitados (até 10% de sua demanda) de: (i) empresas de geração conectadas diretamente à empresa de distribuição (exceto para usinas hidrelétricas com capacidade superior a 30 MW e certas usinas termoeletricas); (ii) projetos de geração de energia elétrica que participam da fase inicial do Programa Proinfa; (iii) a usina de Itaipu; e (iv) cotas desses contratos de concessão de geração prorrogadas ou sujeitas a um novo processo de licitação de acordo com a Lei de Renovação das Concessões de 2013.

O MME estabelece a quantidade total de energia que será contratada no mercado regulado, o número e o tipo de projetos de geração que serão leiloados a cada ano.

Todas as empresas de geração, distribuição e comércio de energia elétrica, produtores independentes e clientes livres devem notificar o MME, até 1º de agosto de cada ano, sobre sua demanda estimada de energia elétrica ou geração estimada de energia elétrica, conforme o caso, para cada um dos cinco anos subsequentes. Antes de cada leilão de energia elétrica, cada empresa de distribuição também deve informar à MME a quantidade de energia elétrica que pretende contratar no leilão. Além disso, as empresas de distribuição devem especificar a parte do valor contratado que pretendem usar para fornecer a potenciais clientes livres.

Leilões no mercado regulado

Leilões de energia elétrica para projetos de nova geração são realizados do terceiro ao sétimo ano antes da data de entrega inicial da energia. Leilões de energia para projetos de geração existentes são realizados do primeiro ao quinto ano antes da data de entrega inicial e até quatro meses antes da data de entrega inicial.

Geradores de energia novos e existentes podem participar dos Leilões de Reserva de Energia, desde que esses geradores aumentem a capacidade do sistema de energia ou se não alcançaram a operação comercial até janeiro de 2008. Os convites para licitações nos leilões são preparados pela ANEEL de acordo com as diretrizes estabelecidas pelo MME, incluindo a exigência de que a proposta mais baixa ganhe o leilão. Cada empresa geradora que participa do leilão assina um contrato de compra e venda de energia elétrica com cada empresa distribuidora, proporcionalmente à respectiva demanda estimada das empresas distribuidoras por energia elétrica, exceto pelo ajuste de mercado e Leilões de Reserva de Energia.

Os contratos para projetos de nova geração têm um prazo entre 15 e 35 anos, e os contratos para projetos de geração existentes têm um prazo entre 1 e 15 anos. Contratos decorrentes de leilões de ajuste de mercado são limitados a um prazo de dois anos. Os contratos de reserva de energia são limitados a um prazo de 35 anos.

A quantidade de energia contratada das instalações de geração existentes pode ser reduzida por três motivos: (i) compensar os Clientes Cativos que se tornarem Clientes Livres; (ii) compensar os desvios de mercado das projeções de mercado estimadas (até 4% ao ano do valor anual contratado, a partir de dois anos após a estimativa da demanda inicial de energia elétrica); e (iii) ajustar a quantidade de energia contratada em acordos bilaterais celebrados antes da promulgação da Lei do Novo Modelo da Indústria.

Com relação ao item (i) acima, a redução na receita líquida causada quando um Cliente Cativo se torna um Cliente Livre é parcialmente compensada pelo aumento dos valores que os Clientes Livres são obrigados a pagar para usar nosso sistema de distribuição. No entanto, um Cliente Livre pode se desconectar de nossa rede de distribuição (e, portanto, deixar de nos pagar uma tarifa de distribuição) se optar por se conectar diretamente ao Sistema Interligado Nacional - SIN ou se gerar energia para autoconsumo e transportar essa energia sem usar nossa rede de distribuição. Como um cliente gratuito que se conecta diretamente ao SIN não paga mais uma tarifa de distribuição, talvez não possamos recuperar totalmente essa perda de receitas.

Desde 2004, a CCEE realizou 35 leilões para projetos de nova geração, 32 leilões para energia de instalações de geração de energia existentes, dez leilões para energia de reserva para aumentar a segurança do fornecimento de energia, três leilões de fontes de energia alternativas, 17 leilões para ajustes de mercado, um procedimento competitivo simplificado e dois leilões de reserva de capacidade. Até 1º de agosto de cada ano, os geradores e distribuidores fornecem sua geração estimada de energia elétrica ou demanda estimada de energia elétrica para os cinco anos subsequentes. Com base nessas informações, o MME estabelece a quantidade total de energia elétrica a ser comercializada no leilão e determina quais empresas de geração participarão do leilão. O leilão é realizado eletronicamente em duas fases.

Após a conclusão do leilão (exceto no caso do Leilão de Reserva de Energia), os geradores e distribuidores executam o CCEAR, no qual as partes estabelecem o preço e a quantidade da energia contratada no leilão. O preço é ajustado anualmente pelo IPCA com base nas variações de preço publicadas. Os distribuidores concedem garantias financeiras aos geradores (principalmente recebíveis do serviço de distribuição) para garantir suas obrigações de pagamento nos termos do CCEAR.

Além disso, após a conclusão do Leilão de Energia Reserva, a concessionária geradora e a CCEE celebram o Contrato de Energia de Reserva, no qual as partes estabelecem o preço e o valor da energia contratada no leilão. Os distribuidores, os Clientes Livres e os clientes produtores autônomos, em seguida, assinam o Contrato de Uso da Energia de Reserva ("CONUER") com a CCEE, a fim de fornecer os termos do uso da energia de reserva. Os clientes de reserva de energia concedem garantias financeiras à CCEE para garantir suas obrigações de pagamento de acordo com o CONUER.

A Lei de Renovação das Concessões de 2013 estabeleceu que as concessões de geração celebradas antes de 2003 que não foram renovadas estariam sujeitas a um novo processo de licitação e que a energia gerada por essas instalações será alocada pelo governo brasileiro em cotas para o mercado regulado, para compra por concessionárias de distribuição. Em 25 de novembro de 2015, a ANEEL realizou um processo de licitação para a concessão de novas concessões de 30 anos de 29 hidrelétricas, de acordo com a Lei de Renovação das Concessões de 2013. Até 31 de dezembro de 2016, 100% da energia elétrica gerada por essas 29 hidrelétricas foram destinadas ao mercado regulado e, a partir de 1º de janeiro de 2017, a porcentagem foi reduzida para 70%. Em 27 de setembro de 2017, a ANEEL realizou outro processo de licitação para a concessão de novas concessões de 30 anos de 4 hidrelétricas de acordo com a Lei de Renovação das Concessões de 2013. Neste leilão, a porcentagem destinada ao mercado regulado foi de 70%, desde o início da concessão.

O valor de referência anual

A regulamentação brasileira estabelece um mecanismo ("Valor de Referência Anual") que limita os custos que podem ser repassados aos clientes finais.

O regulamento estabelece certas limitações sobre a capacidade das empresas de distribuição de repassar custos aos clientes, como nenhum repasse para compras de energia elétrica que excedam 105% da demanda real.

O MME estabelece o preço máximo de aquisição para energia elétrica gerada por projetos existentes. Se os distribuidores não cumprirem com a obrigação de contratar totalmente sua demanda, a repasse de custos de energia adquirida no mercado de curto prazo é o menor entre o preço do Mercado Spot e o valor de referência anual.

Convenção de Comércio de Energia Elétrica

A Convenção de Comercialização de Energia Elétrica regulamenta a organização e o funcionamento da CCEE e define, entre outras coisas: (i) os direitos e obrigações dos participantes da CCEE; (ii) as penalidades a serem impostas aos agentes inadimplentes; (iii) os meios de resolução de disputas; (iv) as regras de negociação nos mercados regulados e livres; e (v) o processo contábil e de compensação para transações de curto prazo.

Atividades restritas de distribuidores

Os distribuidores no SIN não têm permissão para: (i) participar de atividades relacionadas à geração ou transmissão de energia elétrica; (ii) manter, direta ou indiretamente, qualquer participação em qualquer outra empresa, corporação ou acordo estratégico; ou (iii) participar de atividades que não estejam relacionadas às suas respectivas concessões, exceto aquelas permitidas por lei ou pelo acordo de concessão relevante. De acordo com a Lei nº 13.360/2016, os distribuidores têm permissão para vender energia para clientes livres. Esta possibilidade é regulada pela ANEEL através da Resolução Normativa nº 1.009/2022, com a aplicação do MVE.

Eliminação do "autonegociação"

Como a compra de energia elétrica para Clientes Cativos agora é realizada por meio de leilões no mercado regulado, a "autonegociação" (sob a qual os distribuidores puderam atender até 30% de suas necessidades energéticas usando energia que foi autoproduzida ou adquirida de empresas afiliadas) não é mais permitida.

Desafios para a constitucionalidade da Lei do Novo Modelo da Indústria

A Lei do Novo Modelo da Indústria está atualmente sendo contestada por motivos constitucionais perante o Supremo Tribunal Federal - STF. O governo brasileiro passou a desconsiderar as ações, argumentando que os desafios constitucionais eram absurdos, porque se relacionavam a uma medida provisória que já havia sido convertida em lei. Até o momento, a Corte não chegou a uma decisão final e não sabemos quando essa decisão pode ser tomada. Enquanto o STF está analisando a lei, suas disposições permaneceram em vigor. Independentemente da decisão final, espera-se que permaneçam em pleno vigor e efeito certas partes da Lei do Novo Modelo da Indústria relacionadas a restrições sobre distribuidores que realizam atividades não relacionadas à distribuição de energia elétrica, incluindo vendas de energia por distribuidores para Clientes Livres e a eliminação de autonegociação.

Tarifas para o uso dos sistemas de distribuição e transmissão

A ANEEL regula o acesso aos sistemas de distribuição e transmissão e estabelece tarifas para o uso desses sistemas. As tarifas são encargos de uso do sistema de distribuição, que são encargos pelo uso da rede local proprietária de empresas de distribuição ("TUSD") e pelo uso do sistema de transmissão, composto pelo SIN e suas instalações auxiliares ("TUST").

TUSD

Os usuários de uma rede de distribuição pagam à concessionária de distribuição uma tarifa conhecida como Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição - TUSD. A Tarifa é dividida em duas partes: uma relacionada ao poder contratado em R\$/kW e outra relacionada aos encargos regulatórios em R\$/kWh. O valor pago pelos usuários de uma rede de distribuição é calculado multiplicando-se a potência máxima contratada para cada um dos pontos de conexão do cliente com a rede de distribuição da concessionária, pela tarifa em R\$/kW, mais o produto do consumo de energia pela tarifa em R\$/kWh, por mês.

Em relação aos Clientes Cativos, a TUSD faz parte da tarifa de fornecimento calculada com base na tensão usada por cada cliente.

TUST

A Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão - TUST é paga por empresas de distribuição, geradores e Clientes Livres para empresas de transmissão pelo uso do Sistema Interligado Nacional - SIN (sistema de transmissão elétrica com tensão igual ou superior a 230 kV). Esta tarifa é revisada anualmente de acordo com a localização do usuário do SIN e as receitas anuais que uma empresa de transmissão tem permissão para cobrar para o uso de seus ativos. A ONS, uma entidade que representa todas as empresas de transmissão que possuem ativos nesse sistema, coordena o pagamento de tarifas de transmissão para essas empresas de transmissão. Os usuários do SIN assinam contratos com o ONS, o que lhes permite usar a rede de transmissão em troca do pagamento de TUST.

Tarifas de distribuição

As taxas de tarifas de distribuição para os clientes finais estão sujeitas a revisão pela ANEEL, que tem autoridade para ajustar e revisar essas tarifas em resposta a mudanças nos custos de compra de energia e condições de mercado. Ao ajustar as tarifas de distribuição, a ANEEL divide os custos das empresas de distribuição em custos que estão além do controle do distribuidor ("custos da Parcela A") e custos que estão sob controle dos distribuidores ("custos da Parcela B"). A fórmula de ajuste tarifário da ANEEL trata essas duas categorias de forma diferente.

Os custos da Parcela A incluem, entre outros, o seguinte:

- custos de energia elétrica adquiridos pela concessionária para atender Clientes Cativos, de acordo com o modelo regulatório em vigor;
- cobranças pela conexão e uso das redes de transmissão e distribuição; e
- encargos regulatórios do setor de energia.

Os custos da Parcela B incluem, entre outros, o seguinte:

- um componente destinado a pagar ao distribuidor pelos investimentos feitos pelo distribuidor nos ativos de concessão;
- custos de depreciação; e
- um componente projetado para compensar o distribuidor por seus custos operacionais e de manutenção.

O contrato de concessão de cada empresa de distribuição fornece ajustes anuais. Em geral, os custos da Parcela A são totalmente repassados aos clientes. Os custos da Parcela B, no entanto, são ajustados para inflação de acordo com o Índice IPCA, menos o fator X.

As concessionárias de distribuição de energia elétrica também têm direito a revisões periódicas de tarifas (revisão periódica) a cada quatro ou cinco anos. Nesses processos, a Parcela B é recalculada, levando em conta incentivos para eficiência, melhoria da qualidade e tarifa razoável. Essas revisões visam garantir as receitas necessárias para cobrir custos operacionais eficientes da Parcela B e remuneração adequada para investimentos considerados essenciais para serviços prestados no escopo da concessão de cada empresa, bem como determinar o "fator X". O quinto aditamento ao nosso contrato de concessão, que estabelece a renovação do nosso contrato de concessão, determina a Revisão Periódica das Tarifas a cada cinco anos.

O fator X para cada empresa de distribuição é calculado com base nos seguintes componentes:

- Pd, com base na produtividade da concessionária, que é calculada através da produtividade do segmento de distribuição, determinada pela razão entre a variação no mercado tarifário e os custos operacionais e de capital, mais o crescimento médio do próprio mercado tarifário da concessionária;

- T, com base na trajetória dos custos operacionais da concessionária, medidos como a diferença entre as referências de custo estabelecidas pela ANEEL e os custos operacionais reais da concessionária; e
- Q, com base em indicadores de qualidade que medem a interrupção do fornecimento de energia para os clientes finais e outros indicadores de qualidade.

Além disso, uma concessionária de distribuição pode solicitar uma Análise Extraordinária de Tarifas de suas tarifas em caso de evidente desequilíbrio econômico-financeiro, de acordo com os critérios de admissibilidade estabelecidos através dos Procedimentos de Regulamentação Tarifária (PRORET), submódulo 2.9. Ajustes extraordinários de tarifas foram concedidos em junho de 1999, para compensar o aumento dos custos de energia elétrica comprada da Itaipu como resultado da desvalorização do real ante o dólar; em 2000, para compensar o aumento da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS de 2% para 3%; em dezembro de 2001, para compensar as perdas causadas pelo Programa de Relação; em janeiro de 2013, devido à promulgação da Lei de Renovação das Concessões de 2013; em março de 2015, para compensar os custos relacionados às cotas do CDE e custos aumentados com a compra de energia; e em março de 2017, para compensar o valor indevidamente incluído nas tarifas para clientes cativos em 2016, referente à usina de Angra III.

Desde outubro de 2004, na data de um ajuste tarifário ou revisão tarifária subsequente, o que ocorrer primeiro, as empresas de distribuição foram obrigadas a assinar contratos separados para a conexão e uso da rede de distribuição e para a venda de energia elétrica para seus potenciais clientes livres.

Bandeiras Tarifárias (Bandeiras Tarifárias)

A partir de 1º de janeiro de 2015, um novo sistema foi introduzido pela ANEEL para permitir que as concessionárias de distribuição repassem ao seu Cliente Final certos aumentos de custos variáveis atribuíveis a mudanças nas condições hidrológicas no Brasil, antes das revisões periódicas formais de tarifas feitas pela ANEEL.

De acordo com este modelo, um sinal verde, amarelo ou vermelho, conforme determinado pela ANEEL, é incluído nas contas de energia elétrica enviadas aos clientes finais, refletindo as condições hidrológicas nacionais (exceto para o Estado de Roraima). Se uma bandeira verde for adicionada às contas dos clientes finais devido a condições hidrológicas satisfatórias, nenhuma cobrança adicional será adicionada. Por outro lado, se essas contas contiverem sinais amarelos ou vermelhos, isso indica que as concessionárias de distribuição estão enfrentando custos variáveis mais altos com a aquisição de energia elétrica e passarão esses custos para os clientes finais.

Incentivos

Em 2000, um decreto federal criou o Programa Prioritário de Termoenergia elétrica - PPT, com o objetivo de diversificar a matriz energética brasileira e diminuir a forte dependência do Brasil de hidrelétricas. Os incentivos concedidos às usinas termoeletricas incluídas no PPT foram: (i) garantia de fornecimento de gás por 20 anos, de acordo com um regulamento do MME, (ii) garantia de que os custos relacionados à aquisição da energia elétrica produzida pelas usinas termoeletricas serão repassados aos clientes através de tarifas até o valor normativo estabelecido pela ANEEL, e (iii) garantia de acesso a um programa especial de financiamento do BNDES para o setor de energia elétrica.

Em 2002, o governo brasileiro estabeleceu o Programa Proinfa, para incentivar a geração de fontes de energia alternativas. No âmbito do Proinfa, a Eletrobras compraria a energia gerada por fontes alternativas por um período de 20 anos. Em sua fase inicial, foi limitado a uma capacidade total contratada de 3.300 MW. Na segunda fase, que deve começar depois que o limite de 3.300 MW tiver sido atingido, o Programa pretende comprar até 10% do consumo anual de energia elétrica do Brasil de fontes alternativas. A primeira fase começou em 2004 e até agora apoiou a construção de 131 usinas de energia alternativa, que devem alcançar a produção de 11,2 milhões de MWh. De acordo com uma decisão da ANEEL, o investimento total para o Programa Proinfa em 2025 será de R\$ 6.161,6 milhões.

Encargos regulatórios do setor de energia

EER

O Encargo de Energia de Reserva - EER é um encargo regulatório criado para arrecadar fundos para reservas de energia que foram contratadas através do CCEE e que são depositadas na Conta de Energia de Reserva - CONER. Essas reservas de energia, que são obrigatórias, foram criadas para tentar garantir um fornecimento suficiente de energia no SIN. O EER deve ser coletado dos clientes finais do SIN. A partir de 2010, essa cobrança foi cobrada mensalmente.

Fundo RGR

Em certas circunstâncias, as empresas de energia elétrica são compensadas por certos ativos usados em conexão com uma concessão se a concessão for revogada ou não for renovada. Em 1971, o Congresso Brasileiro criou um fundo de reserva projetado para fornecer esses pagamentos compensatórios ("Fundo RGR"). Em fevereiro de 1999, a ANEEL estabeleceu uma taxa exigindo que as empresas de energia elétrica do setor público fizessem contribuições mensais para o Fundo RGR a uma taxa anual igual a 2,5% dos ativos fixos da empresa em serviço, não excedendo 3% das receitas operacionais totais em nenhum ano. Desde a promulgação da Lei de Renovação das Concessões de 2013, o Fundo RGR tem sido usado para financiar as compensações decorrentes da rescisão de concessões não renovadas. A Lei de Renovação das Concessões de 2013 também permitiu que os fundos do Fundo RGR fossem transferidos para o CDE.

De acordo com a Lei de Renovação das Concessões de 2013, a partir de 1º de janeiro de 2013, os contratos de concessão das concessionárias de: (i) distribuição; (ii) transmissão de qual processo de licitação ocorreu após 12 de setembro de 2012; e (iii) transmissão e geração que tiveram seu contrato de concessão renovado ou tiveram suas instalações subjacentes sujeitas a um novo processo de licitação não são mais obrigados a pagar a taxa anual de RGR.

UBP

Algumas empresas de geração hidrelétrica (exceto pequenas hidrelétricas) são obrigadas a fazer contribuições para o Uso do Bem Público - UBP de acordo com as regras estabelecidas nos contratos de concessão. Consulte a Nota 23 para nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

ESS

Os custos relacionados à manutenção da confiabilidade e estabilidade do sistema quando as usinas termoeletricas geram energia para atender à demanda no SIN são chamados de Encargos de Serviços de Sistema - ESS. Esses valores são pagos por cada entidade que compra energia no CCEE, proporcional ao consumo de cada entidade.

O ESS é expresso em R\$/MWh e pago apenas às usinas termoeletricas que geram energia em resposta às solicitações do ONS.

ERCAP

Os custos decorrentes da contratação da capacidade de reserva, na forma de energia, a fim de atender à necessidade de energia exigida pelo SIN, são chamados de Encargo de Potência para Reserva de Capacidade - ERCAP. Os valores são pagos pelos usuários finais de energia elétrica no SIN, proporcionalmente ao consumo de energia, aos projetos de geração que celebraram Contratos de Potência de Reserva de Capacidade - CRCAP.

CDE

Em 2002, o governo brasileiro instituiu a Conta de Desenvolvimento Energético de Energia Elétrica - CDE. O CDE é financiado por: (i) pagamentos anuais feitos por concessionárias para o uso de ativos públicos; (ii) penalidades impostas pela ANEEL; (iii) taxas anuais pagas por agentes que oferecem energia elétrica aos clientes finais, por meio de um encargo adicional adicionado às tarifas para o uso das redes de transmissão e distribuição; e (iv) transferência de recursos do Orçamento Geral Federal. O CDE foi originalmente criado, entre outros, para promover a disponibilidade de serviços de energia elétrica para todo o Brasil e a competitividade da energia produzida por fontes alternativas.

Atualmente, a CDE tem como objetivo financiar várias políticas públicas no setor de energia elétrica brasileiro, como: universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional; concessão de descontos tarifários a vários usuários do serviço (baixa renda, rural, irrigação, água pública, serviços de esgoto e saneamento, geração e consumo de energia de incentivo etc.); tarifa baixa sobre sistemas de energia elétrica isolados (Conta de Consumo de Combustível - CCC); competitividade da geração de energia elétrica da fonte nacional de carvão; entre outros. O CDE é administrado pela CCEE desde maio de 2017, nos termos da Lei Federal nº 13.360/2016. Essa cobrança foi substancialmente reduzida pela Lei de Renovação das Concessões de 2013 (aproximadamente 75% em comparação com seu valor de 31 de dezembro de 2011) em uma tentativa de reduzir o custo da energia elétrica paga pelos clientes finais. A Lei de Renovação das Concessões de 2013 também permitiu que os fundos do Fundo RGR fossem transferidos para o CDE, desde que o Tesouro Nacional também contribuísse com a CDE e permitisse que os fundos nela depositados fossem usados em apoio ao programa de geração de energia elétrica em redes elétricas não integradas (sistemas elétricos isolados), bem como para compensar parcialmente os custos aumentados suportados pelas concessionárias de distribuição para a compra de energia no Mercado Spot como resultado da não renovação de concessões de geração devido à Lei de Renovação das Concessões de 2013.

Em 7 de março de 2014, o governo brasileiro também permitiu a transferência para concessionárias de distribuição de fundos depositados na CDE para cobrir seus respectivos custos decorrentes da exposição involuntária ao Mercado Spot em janeiro de 2014 como resultado de condições hidrológicas ruins em 2013 e 2014, o que exigiu a aquisição de energia termoeletrica a preços mais altos no Mercado Spot, custos que as concessionárias de distribuição não conseguiram repassar aos clientes finais por meio de Tarifas de Varejo regulares antes de ajustes anuais ou revisões periódicas de tarifas formais feitas pela ANEEL.

As concessionárias de distribuição poderão repassar aos seus Clientes Finais a cobrança de CDE, na medida necessária para reembolsar suas respectivas obrigações de financiamento contratadas pela CCEE através da Conta ACR. Consulte “Conta de mercado regulamentada - Conta ACR.”

Em 27 de fevereiro de 2015, a ANEEL aprovou um aumento significativo da taxa da CDE usada para cobrir todos esses custos adicionais apoiados pela CDE. A ABRACE, uma associação de Clientes Livres, entrou com processos judiciais para contestar o aumento da taxa. Desde julho de 2015, os Clientes Livres associados ao ABRACE se beneficiam de uma liminar suspendendo o aumento da taxa. Associações de distribuidores de energia (ABRADEE, à qual a Copel Distribuição está associada) também obtiveram liminares suspendendo sua obrigação de reter tais taxas de CDE enquanto a liminar da ABRACE e de outros consumidores permanece em vigor.

A Lei Federal nº 13.360/2016 estabeleceu que o governo brasileiro deve elaborar um plano para redução estrutural da cobrança do CDE até 31 de dezembro de 2017, e também previa que as receitas, despesas e beneficiários do CDE devem ser publicados mensalmente pelo CCEE, entre outras alterações. Como resultado, foi publicado o Decreto nº 9.642/2018, que determinou a redução gradual, em 5 anos, dos descontos concedidos às unidades de consumo classificadas como Serviço Rural e Público de Água, Esgoto e Saneamento, nos Grupos A (alta tensão) e B (baixa tensão).

Conta no Ambiente de Contratação Regulada – Conta ACR.

Em abril de 2014, o governo brasileiro criou a Conta no Ambiente de Contratação Regulada - Conta ACR, para auxiliar as concessionárias de distribuição a cobrir seus respectivos custos para a aquisição de energia termoeletrica para o período de fevereiro de 2014 a dezembro de 2014, incorridos como resultado de condições hidrológicas precárias. Os distribuidores incorreram em custos mais altos como resultado de condições hidrológicas adversas porque eram obrigados a comprar energia termoeletrica a preços mais altos no Mercado Spot, e não puderam repassar todos esses custos para os clientes finais antes de uma revisão periódica de tarifa formal feita pela ANEEL. Para financiar a conta ACR, o governo brasileiro autorizou a CCEE a celebrar acordos de crédito com certas instituições financeiras brasileiras. Um agregado de R\$ 21,7 bilhões, composto por nove parcelas, foi depositado na conta ACR. As concessionárias de distribuição têm pago esse empréstimo desde 2015 cobrando mensalmente de seus clientes finais valores adicionais de CDE. A princípio, o valor depositado na conta ACR deve ser reembolsado até 2020. No entanto, em março de 2019, a ANEEL autorizou a CCEE a negociar com as instituições financeiras credoras e buscar a rescisão antecipada dos empréstimos correspondentes, que ocorreram em setembro de 2019.

Conta de escassez de água

Criada através do Decreto nº 10.939, de 13 de janeiro de 2022, e regulamentada pela Resolução Normativa ANEEL nº 1.008/2022, a Conta de Escassez de Água destina-se a receber fundos para cobrir, no todo ou em parte, os custos adicionais decorrentes da escassez de água para as concessionárias e permissões de serviço público de distribuição de energia elétrica. A Conta de Escassez de Água permitiu o adiamento e o pagamento em parcelas dos impactos tarifários decorrentes do período de crise hidrológica, não impactando imediatamente as contas de energia no ano de 2021, por meio de operações financeiras utilizando a cobrança tarifária da CDE. A CCEE é responsável por contratar as operações financeiras destinadas a levantar fundos e gerenciar a Conta de Escassez de Água, garantindo a transferência completa dos custos relacionados a essas operações para o CDE, conforme regulamentado pela ANEEL.

Taxa de transmissão do Itaipu

A Usina Hidroelétrica de Itaipu tem uma rede de transmissão exclusiva e não faz parte do SIN. As empresas que têm o direito de receber energia elétrica do Itaipu pagam uma taxa de transmissão em um valor igual à sua parcela proporcional da energia elétrica gerada pela Usina.

Imposto sobre uso de recursos hídricos

Os detentores de concessões e autorizações que permitam a exploração dos recursos hídricos devem pagar um imposto total de 7,00% do valor da energia que geram, que para os fins deste cálculo é baseado em uma taxa estabelecida pela ANEEL. A partir de 1º de janeiro de 2021, a ANEEL definiu essa taxa em R\$ 76,00/MWh. Os rendimentos desse imposto são compartilhados entre os estados e municípios onde a planta ou o reservatório da planta está localizada, bem como com certas agências federais.

Taxa de inspeção ANEEL (TFSEE)

A Taxa de Inspeção da ANEEL é uma taxa anual devida pelos detentores de concessões, permissões ou autorizações iguais a uma porcentagem determinada pela ANEEL de suas receitas. A Taxa de Inspeção da ANEEL exige que esses titulares paguem até 0,4% de sua receita anual à ANEEL em 12 parcelas mensais.

Inadimplência no pagamento de encargos regulatórios

O não pagamento das contribuições necessárias para o Fundo RGR, Programa Proinfra ou CDE ou para fazer certos pagamentos, como aqueles devidos pela compra de energia elétrica no mercado regulado ou de Itaipu, impedirá que a parte inadimplente receba ajustes ou revisões de suas tarifas (exceto para uma revisão extraordinária) e também impedirá que a parte inadimplente receba fundos do Fundo RGR ou CDE. Cumprimos as obrigações de pagamento relacionadas a Encargos Regulatórios.

Mecanismo de realocação de energia

O Mecanismo de Realocação de Energia - MRE tenta mitigar os riscos suportados por geradores hidrelétricos devido a variações nos fluxos fluviais (risco hidrológico).

De acordo com a legislação brasileira, cada hidrelétrica recebe uma quantidade determinada de “Garantia Física”, de acordo com um critério de risco de fornecimento de energia definido pelo MME, com base em registros históricos de fluxo fluvial. A energia assegurada também representa a energia máxima que pode ser vendida pelo gerador, que é estabelecida em cada acordo de concessão, independentemente do volume de energia elétrica realmente gerado pela instalação.

O MRE tenta garantir que todas as usinas participantes recebam a receita correspondente à sua energia assegurada, independentemente do volume de energia elétrica gerado por elas. Em outras palavras, o MRE realoca efetivamente a energia elétrica, transferindo o excedente daqueles que produziram mais do que sua energia assegurada para aqueles que produziram menos do que sua energia assegurada. A realocação, que ocorre no SIN, é determinada pelo ONS, considerando a demanda nacional de energia elétrica e as condições hidrológicas, independentemente do acordo de compra de energia de cada gerador individual. O volume de energia elétrica realmente gerado pela usina, seja mais ou menos do que seu quociente de garantia física atribuído, é precificado de acordo com uma tarifa conhecida como “Tarifa de otimização de energia”, projetada para cobrir apenas os custos variáveis de operação e manutenção da usina, de modo que os geradores não sejam afetados em grande parte pelo despacho real de suas usinas.

Cada usina hidrelétrica que tenha seu contrato de concessão renovado de acordo com a Lei de Renovação das Concessões de 2013 não participará mais do MRE, e o risco hidrológico dessas usinas será assumido pelas concessionárias de distribuição integrantes do SIN. Para as usinas de geração com concessões expiradas, que foram submetidas a um novo processo de licitação de acordo com a Lei de renovação de concessão de 2013, 30% da energia gerada disponível para a concessionária de geração vender no mercado também está sujeita ao mecanismo de alocação de risco hidrológico de MRE. Esse risco não afeta nossos negócios de distribuição, pois temos permissão para aumentar as tarifas de nossos clientes de distribuição para compensar quaisquer custos dele decorrentes.

Pesquisa e desenvolvimento

Uma empresa detentora de concessões e autorizações para geração e transmissão de energia elétrica deve investir no mínimo 1% de suas receitas operacionais líquidas anuais em pesquisa e desenvolvimento. Uma empresa que gera energia elétrica exclusivamente a partir de pequenas hidrelétricas, cogeração ou projetos de energia alternativa não está sujeita a essa exigência.

O valor a ser investido em pesquisa e desenvolvimento deve ser distribuído da seguinte forma:

- 40% para nossos projetos de pesquisa e desenvolvimento, sob a supervisão da ANEEL;
- 40% para o Ministério de Ciências e Tecnologia, a ser investido em projetos nacionais de pesquisa e desenvolvimento; e
- 20% para o MME, para custear EPE.

As empresas que têm concessões e permissões para a distribuição de energia devem investir no mínimo 0,50% de suas receitas operacionais líquidas anuais em pesquisa e desenvolvimento e 0,50% em programas de eficiência energética. A partir de 1º de janeiro de 2023, essas porcentagens foram definidas para mudar para 0,75% e 0,25%, respectivamente. No entanto, em 19 de julho de 2023, a Lei nº 14.514 estendeu a porcentagem de 0,50% para programas de eficiência energética e pesquisa e desenvolvimento até 31 de dezembro de 2025.

Em março de 2021, a Lei nº 14.120/2021 e a Resolução ANEEL nº 929/2021 alteraram a alocação de recursos de pesquisa e desenvolvimento.

O valor ainda não comprometido com o programa de pesquisa e desenvolvimento até setembro de 2020 será transferido para a CDE como uma forma de promover a modicidade tarifária. Da mesma forma, até dezembro de 2025, um mínimo de 70% das porcentagens definidas por lei devem continuar a ser investidas em programas de pesquisa e desenvolvimento, enquanto a diferença será transferida para a CDE.

Essas medidas não afetam os valores a serem investidos pelas concessionárias, apenas sua destinação.

Regulamentação ambiental

A Constituição Federal inclui questões ambientais entre aqueles sujeitos a jurisdição legislativa concorrente. Isso significa que o governo federal anuncia regras gerais que podem ser complementadas por regras aprovadas por estados e municípios, cujas atribuições estão definidas na Lei Complementar 140/2011. O sistema visa integrar políticas ambientais, que são sempre guiadas por uma diretriz nacional, enquanto ainda dá algum poder aos estados e municípios para regular e agir localmente.

Em 1981, foi promulgada no Brasil a Política Nacional Ambiental (Lei Federal 6.938/1981), com o objetivo de preservar, melhorar e restaurar o meio ambiente no Brasil, estabelecendo diversos princípios a serem atendidos por diferentes partes. Isso culminou em uma extensa estrutura regulatória para o uso consciente, conservação e proteção eficaz dos recursos naturais.

Por exemplo, em 1988, o artigo 225 da Constituição Federal referia-se a questões ambientais, prevendo o direito de todos os cidadãos a um meio ambiente ecologicamente equilibrado e o dever da comunidade de defender e preservar o meio ambiente para as gerações futuras. Em 1998, foi promulgada a Lei Federal de Crimes Ambientais (Lei 9.605/1998), prevendo sanções criminais e administrativas para conduta e atividades consideradas prejudiciais ao meio ambiente.

As entidades que compõem o Sistema Ambiental Nacional e as publicações do Conselho Ambiental Nacional, que regulam inúmeras questões, especialmente aquelas relacionadas ao processo de licenciamento ambiental para projetos, também são relevantes para os esforços do Brasil para proteger o meio ambiente. Dentre as principais disposições estão as Resoluções Conama 001/1986, 009/1997 e 237/1997, que tratam respectivamente de impactos ambientais, relatórios de impacto e licenciamento ambiental para implementação e operação.

Leis e estatutos federais adicionais estabeleceram o Sistema Nacional de Administração de Recursos Hídricos e o Conselho Nacional de Recursos Hídricos para lidar com as principais questões ambientais associadas ao setor hidrelétrico e ao uso da água. Em 2000, o Governo Federal criou uma agência independente, a Agência Nacional de Recursos Hídricos, para regular e supervisionar o uso de recursos hídricos. Em 2008, o Decreto Federal 6.514/2008 foi emitido para estabelecer ainda mais a responsabilidade administrativa por infrações ambientais.

O Código Florestal Brasileiro (Lei Federal nº 12.651/2012) e os regulamentos correlatos estabelecem regras relativas à vegetação que podem ser impactadas pela implementação de projetos associados a reservatórios hidrelétricos, bem como a Política Nacional de Biodiversidade (Decreto nº 4.339/2002) e a Convenção sobre Diversidade Biológica (Decreto 2.519/1998). A Lei Federal nº 9.985/2000 conceitua e classifica as diferentes categorias de unidades de conservação, estabelecendo o Sistema Nacional de Unidades de Conservação da Natureza para proteger a flora e a fauna.

Os Órgãos Intervenientes também desempenham um papel importante na regulamentação, que são entidades relacionadas ao processo de licenciamento ambiental. No entanto, os Órgãos Intervenientes também atuam em questões mais específicas, sendo as mais frequentes relacionadas à Fundação Nacional dos Povos Indígenas (Funai), ao Instituto Nacional do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional (Iphan), à Fundação Palmares, ao Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (ICMBio), entre outras.

Todos esses regulamentos podem aumentar os custos associados à implementação de projetos de geração e transmissão de energia, uma vez que as concessionárias precisam aderir totalmente a todas as leis e regulamentos ambientais.

De acordo com a legislação ambiental brasileira, qualquer ação que represente um risco ambiental pode resultar em até três tipos de responsabilidade: civil, administrativa e criminal. Assim, qualquer pessoa que viole uma lei ambiental pode estar sujeita a sanções administrativas e criminais e, em casos de danos ambientais, terá a obrigação de reparar ou compensar a parte afetada e o meio ambiente. As sanções administrativas podem incluir multas significativas e suspensão de atividades. Sanções criminais podem ser aplicadas a nós e a representantes individuais da empresa simultaneamente e podem incluir multas, e para indivíduos, incluindo diretores e empregados de empresas que cometeram crimes ambientais, possível prisão.

Todas as nossas instalações de geração, distribuição e transmissão de energia estão sujeitas a procedimentos de licenciamento ambiental e as licenças ambientais obtidas por essas instalações e podem estabelecer vários critérios técnicos. A manutenção dessas licenças ainda estará sujeita à conformidade com determinados requisitos, e é por isso que agimos de forma consistente em conformidade com a legislação ambiental aplicável.

Desenvolvimentos recentes

Em 21 de fevereiro de 2025, a Copel GeT exerceu seu direito de preferência para a aquisição da totalidade das ações da Geração Céu Azul S.A. ("Céu Azul"), atualmente de propriedade da Neoenergia S.A., que detém uma participação de 70% no Consórcio Empreendedor Baixo Iguaçu ("CEBI"), responsável pela operação da UHE Baixo Iguaçu, por um valor patrimonial de R\$ 984 milhões. O compromisso de aquisição foi formalizado por meio da adesão a um CCVA que já havia sido negociado entre a Neoenergia e o potencial comprador original dessa participação.

Após exercer o direito de preferência, a Copel GeT celebrou outro CCVA com a DK Holding Investments, S.R.O. para vender: (i) a totalidade de sua participação acionária na Céu Azul, e (ii) sua participação minoritária de 30% na CEBI, por um valor patrimonial de R\$ 570 milhões, de modo que o comprador se tornará o proprietário indireto de 100% da UHE Baixo Iguaçu. O total da transação é de R\$ 1.554 milhões em valor patrimonial.

A transação está sujeita ao cumprimento de certas condições precedentes usuais para este tipo de operação.

ITEM 4A. COMENTÁRIOS NÃO RESOLVIDOS DA EQUIPE

Nenhum.

ITEM 5. ANÁLISE OPERACIONAL E FINANCEIRA E PERSPECTIVAS

As informações apresentadas nesta seção devem ser lidas juntamente com nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas que foram preparadas de acordo com os Padrões Contábeis IFRS, conforme emitido pelo IASB. Para obter mais informações, consulte “Apresentação de informações financeiras e outras informações” e a Nota 3 para nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para o ano encerrado em 31 de dezembro de 2024.

As informações apresentadas nesta seção se concentram em eventos relevantes e incertezas conhecidas por nossa administração que poderiam resultar em informações financeiras relatadas não sendo indicativas de resultados operacionais futuros ou condição financeira futura, incluindo uma descrição quantitativa e qualitativa dos motivos pelos quais as alterações relevantes subjacentes. A discussão a seguir contém declarações prospectivas que envolvem riscos e incertezas. Nossos resultados reais podem diferir significativamente daqueles discutidos nas declarações prospectivas por vários motivos, incluindo, entre outros, os riscos descritos em “Declarações prospectivas” e “Item 3. Informações-chave - Fatores de risco.”

VISÃO GERAL
Condições econômicas brasileiras

Todas as nossas operações estão no Brasil, e somos afetados pelas condições econômicas gerais brasileiras. Em particular, o desempenho geral da economia brasileira afeta a demanda por energia elétrica, e a inflação afeta nossos custos e nossas margens. O ambiente econômico brasileiro enfrentou períodos de instabilidade nos últimos anos, impactando o desempenho das taxas de crescimento do PIB brasileiro. Em 2022, a taxa de crescimento aumentou 2,9%. Em 2023, a taxa de crescimento aumentou 2,9%. Em 2024, a taxa de crescimento aumentou 3,4%.

A tabela a seguir mostra os dados econômicos selecionados para os períodos indicados:

	Ano encerrado em 31 de dezembro de		
	2024	2023	2022
Inflação (IPCA)	4,83 %	4,62 %	5,79 %
Inflação (IGP-DI) ⁽⁵⁾	6,86 %	(3,3)% ⁽⁶⁾	5,03 %
Valorização (depreciação) do real vs. dólar americano	(27,9)% ⁽⁶⁾	(7,8) %	(6,5) %
Taxa de câmbio de fim de período – US\$ 1,00	6,1923 ⁽¹⁾	4,8407 ⁽²⁾	5,2171 ⁽³⁾
Taxa de câmbio média – US\$ 1,00	5,3920	4,9947	5,1648
Alteração no PIB real	3,4 %	2,9 %	2,9 %
Média das taxas de juros interbancárias ⁽⁴⁾	10,8 %	13,2 %	12,5 %

(1) A taxa de câmbio de real/dólar americano em 31 de dezembro de 2024 foi de R\$ 6.1923 por US\$ 1,00.

(2) A taxa de câmbio de real/dólar americano em 31 de dezembro de 2023 foi de R\$ 4.8413 por US\$ 1,00.

(3) A taxa de câmbio de real/dólar americano em 31 de dezembro de 2022 foi de R\$ 5.2177 por US\$ 1,00.

(4) Calculado de acordo com a metodologia Central Clearing and Custody House, ou *Central de Custódia e Liquidação Financeira de Títulos* (“CETIP”), (com base em taxas nominais).

(5) Fontes: FGV – Fundação Getúlio Vargas, Banco Central Brasileiro, Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística IBGE e CETIP.

Tarifas e preços

Nossos resultados operacionais são significativamente afetados pelas mudanças nos preços pelos quais nosso negócio de geração vende energia e pelos preços pelos quais nosso negócio de distribuição e comércio compra e revende energia.

Nosso negócio de geração vende energia a preços livres no mercado regulado, no Mercado Livre e no Mercado Spot. Nosso negócio de geração aloca a quantidade de energia que vende em cada um desses mercados buscando maximizar os retornos e está sujeito às restrições aplicáveis, com base em fatores como: (i) os requisitos de seus contratos de concessão, muitos dos quais definem uma porcentagem mínima de energia gerada em uma concessão específica que deve ser vendida no mercado regulado; (ii) o volume de energia que planejamos vender para Clientes Livres para um determinado ano; e (iii) a perspectiva de curto prazo, médio e longo prazo para os preços da energia em geral. Embora as vendas no Mercado Livre e no Mercado Spot não sejam reguladas diretamente, elas são influenciadas pela política regulatória de energia. Os preços pelos quais nosso negócio de geração vende energia não são regulados.

Nosso negócio de distribuição compra energia suficiente para atender 100% da demanda que prevemos para nossos clientes finais em leilões a preços livres no mercado regulado. Nosso negócio de distribuição revende essa energia aos clientes finais com tarifas reguladas que levam em consideração o preço pelo qual a energia foi comprada. Se nossas previsões ficarem aquém da demanda real de energia elétrica de nossos clientes finais, podemos ser obrigados a celebrar acordos de curto prazo para comprar energia elétrica no Mercado Spot. Se nossas previsões excederem a demanda real de nossos clientes finais, nosso negócio de distribuição vende o excesso de energia no Mercado Spot. As margens em nosso negócio de distribuição tendem a ser relativamente estáveis devido à natureza regulamentada do negócio de distribuição, enquanto as margens em nosso negócio de geração são normalmente maiores, mas menos estáveis, uma vez que não são substancialmente regulados pelo mercado.

As vendas para clientes finais (que incluem vendas por nosso negócio de distribuição para clientes cativos, vendas por nossa geração de negócios e vendas por nosso negócio de negociação para clientes livres) representaram 61,3% do volume de energia elétrica que disponibilizamos em 2024 e representaram 66,5% de nossas receitas de vendas de energia, incluindo receitas relacionadas a “Vendas de energia elétrica para clientes finais” e “Vendas de energia elétrica para distribuidores”. Para obter mais informações, consulte “Item 4. Informações sobre a empresa – A indústria brasileira de energia elétrica – Tarifas de distribuição.” Em geral, se nossos custos de energia aumentarem, o processo tarifário nos permite recuperar esses custos de nossos clientes por meio de taxas mais altas em períodos futuros. No entanto, se não recebermos aumentos de tarifas para cobrir nossos custos, se a recuperação desses custos for atrasada, nossos lucros e fluxos de caixa podem ser afetados negativamente.

A ANEEL modifica nossas tarifas de varejo anualmente, geralmente em junho. Desde janeiro de 2013, os ajustes foram os seguintes.

- Em janeiro de 2013, devido à promulgação da Lei de Renovação das Concessões de 2013, estávamos sujeitos a uma revisão extraordinária aprovada pela ANEEL. O impacto médio dessa revisão extraordinária nas tarifas que cobramos de nossos clientes foi uma redução de 19,28%.
- Em junho de 2013, a ANEEL aprovou a revisão anual de nossas Tarifas de Varejo, aumentando-as em uma média de 13,08%, dos quais 11,40% relacionados ao aumento tarifário e 1,68% se referiram a um aumento na recuperação de contas regulatórias diferidas (CVA). Depois de dar efeito à recuperação dos custos da Parcela A, o efeito médio desse reajuste tarifário em nossos Clientes Cativos foi um aumento de 14,61%. No entanto, a Copel Distribuição solicitou um adiamento parcial desse ajuste, que foi autorizado pela ANEEL e aprovado em 9 de julho de 2013. O valor de R\$ 255,9 milhões foi, portanto, diferido e incluído como componente financeiro na revisão anual de 2014. Esse adiamento reduziu o efeito médio do reajuste tarifário para 9,55%.
- Em junho de 2014, a ANEEL aprovou o reajuste anual de nossas Tarifas de Varejo, aumentando-as em uma média de 35,38%, dos quais 25,05% relacionados ao aumento tarifário e 10,34% relacionados a um aumento na recuperação de contas regulatórias diferidas (CVA). Depois de dar efeito à recuperação dos custos da Parcela A, o efeito médio desse reajuste tarifário em nossos Clientes Cativos foi um aumento de 39,71%. No entanto, a Copel Distribuição solicitou um adiamento parcial desse ajuste, que foi autorizado pela ANEEL e aprovado em 22 de julho de 2014. O valor de R\$ 898,3 milhões foi, portanto, diferido e incluído como componente financeiro no reajuste anual de 2015. Esse adiamento reduziu o efeito médio da revisão tarifária para 24,86%.

- Em março de 2015, a ANEEL aprovou uma revisão extraordinária devido a uma série de eventos que afetaram significativamente os custos das concessionárias de distribuição, que não foram originalmente previstos no aumento das tarifas de varejo de 2014, como o aumento das tarifas de Itaipu (46,14%) e preços mais altos para comprar energia em leilões de energia recentes. A revisão da Tarifa Média da Copel Distribuição aprovada pela ANEEL foi de 36,79% a partir de 2 de março de 2015. Deste total, 22,14% relacionados a cobranças de CDE que foram passadas aos clientes e 14,65% estão relacionados a (i) aumento de tarifas da Itaipu e (ii) preços mais altos pagos por nós para comprar energia em leilões de energia recentes que foram passados aos clientes.
- Em junho de 2015, A ANEEL autorizou a revisão anual da tarifa da Copel Distribuição para os clientes finais, aumentando-os em uma média de 15,32%, dos quais (i) 20,58% relacionados à inclusão dos componentes financeiros, que serão recuperados nos 12 meses subsequentes ao ajuste (incluindo o valor de R\$ 935,3 milhões correspondente aos diferimentos em 2013 e 2014), (ii) 0,34% relacionado à reformulação da Parcela B, (iii) (3,25)% relacionado ao ajuste da Parcela A, e (iv) (2,35)% refletiram a remoção dos componentes financeiros do processo anterior. O ajuste foi totalmente aplicado às tarifas da Copel Distribuição em 24 de junho de 2015.
- Em junho de 2016, a ANEEL aprovou a quarta revisão periódica de nossas Tarifas de Varejo, diminuindo-as em 12,87%, das quais: (1,73)% relacionadas à inclusão de componentes financeiros; 4,48% devido à atualização da Parte B; (2,57)% relacionadas à atualização da Parte A; e (13,05)% refletindo a remoção dos componentes financeiros do processo tarifário anterior.
- Em março de 2017, a ANEEL aprovou uma extraordinária revisão tarifária para corrigir o valor indevidamente incluído nas tarifas para clientes cativos em 2016. O retorno correspondeu à energia que deveria ser gerada pela usina de Angra III; no entanto, a usina ainda não estava em operação comercial. O reembolso do valor mais cobrado foi feito em uma única parcela durante o mês de abril de 2017 e, a partir de maio de 2017, as tarifas foram ajustadas para desconsiderar o valor que estava sendo cobrado. A decisão, de caráter extraordinário, afetou 90 distribuidores de energia elétrica do país. Nossa tarifa de varejo (residencial B1) foi reduzida em uma média de 11,8% durante abril de 2017 devido ao ajuste resultante da remoção da cobertura da tarifa da Taxa de Energia Reserva (EER) da usina de Angra III, retroativa à última Revisão Periódica da Tarifa, realizada em junho/2016. A partir de maio de 2017, a tarifa foi redefinida, desconsiderando o efeito decorrente do ajuste retroativo, mas mantendo a exclusão do componente EER (Tarifa de Energia de Reserva) de Angra III para os próximos meses, até junho de 2017, o mês do reajuste tarifário anual.
- Em junho de 2017, a ANEEL aprovou a revisão anual de nossas Tarifas de Varejo, aumentando-as em uma média de 3,13%, dos quais 3,86% estão relacionados ao aumento tarifário e (0,73)% estão relacionados à inclusão de componentes financeiros. Após a remoção dos componentes financeiros do processo tarifário anterior, o efeito médio desse ajuste tarifário em nossos clientes foi um aumento de 5,85%.
- Em junho de 2018, a ANEEL aprovou a revisão anual de nossas Tarifas de Varejo, aumentando-as em uma média de 14,32%, dos quais 7,80% relacionados ao aumento de tarifas e 6,52% relacionados à inclusão de componentes financeiros. Após a remoção dos componentes financeiros do processo tarifário anterior, o efeito médio desse ajuste tarifário em nossos clientes foi um aumento de 15,99%.
- Em junho de 2019, a ANEEL aprovou o reajuste anual tarifário, aumentando-as em média em 8,57%, com -1,96% relacionados à variação na receita econômica e 10,54% relacionados à inclusão de componentes financeiros. Depois de remover os componentes financeiros do processo tarifário anterior, o efeito médio do reajuste tarifário em nossos clientes foi um aumento de 3,41%.

- Em junho de 2020, a ANEEL aprovou o reajuste anual tarifário de fornecimento, que representaram um índice de reposicionamento tarifário de 15,84%, composto por uma variação de 8,68% nos componentes econômicos e 7,16% nos componentes financeiros. Após remover o efeito das variáveis financeiras do processo tarifário anterior, o efeito médio percebido pelos clientes seria de 5,39%. No entanto, com o objetivo de reduzir o impacto sobre as contas de energia elétrica devido às consequências financeiras da pandemia da COVID-19, a ANEEL criou o Fundo COVID-19, uma operação de empréstimo entre vários bancos contratados pela CCEE para diluir aumentos de tarifas nos próximos cinco anos. Assim, a Copel Distribuição pediu que os efeitos do Fundo COVID-19 fossem aplicados ao nosso reajuste tarifário anual no valor de R\$ 536,4 milhões, equivalente ao total acumulado da Conta de Compensação para a Variação de Itens da Parcela A (“CVA”), considerado um componente financeiro negativo, reduzindo o efeito sobre o consumidor. Com a remoção dos componentes financeiros do ano anterior, o efeito médio final percebido pelo consumidor foi de 0,41%.
- Em junho de 2021, a ANEEL aprovou a quinta revisão periódica de nossas Tarifas de Varejo, aumentando-as em média em 9,89%, das quais: 1,19% relacionadas à inclusão de componentes financeiros; 1,05% devido à atualização da Parcela B; 8,62% relacionadas à atualização da Parcela A; e (0,98)% refletindo a remoção dos componentes financeiros do processo tarifário anterior.
- Em junho de 2022, a ANEEL aprovou nosso reajuste anual tarifário com um aumento tarifário médio de 4,90%, dos quais: -3,04% referente à inclusão de componentes financeiros; 3,14% devido à atualização da Parcela B; 5,04% referente à atualização da Parcela A; e -0,24% refletindo a retirada de componentes financeiros do processo tarifário anterior.
- Em junho de 2023, a ANEEL aprovou nosso reajuste anual tarifário com um aumento tarifário médio de 10,50%, consistindo em: -3,00% para a inclusão de componentes financeiros; 0,47% para a atualização da Parte B; 9,66% para a atualização da Parcela A; e 3,37% para a retirada de componentes financeiros do processo tarifário anterior.
- Em 2024, a ANEEL aprovou nosso reajuste anual tarifário com um reajuste médio tarifário de 0,00%, dos quais: -4,45% com relação à inclusão de componentes financeiros; 1,10% devido à atualização da Parcela B; 0,97% com relação à atualização da Parcela A; e 2,39% refletindo a retirada de componentes financeiros do processo tarifário anterior.

Compra e revenda de energia

Nossos negócios de distribuição compram energia de empresas de geração e revendem essa energia aos clientes finais a taxas regulamentadas. Para obter mais informações, consulte “Item 4. Informações sobre a empresa — Negócios — Geração” e “Item 4. Informações sobre a empresa — Negócios — Compras para o mercado cativo.” Nossos principais contratos de longo prazo ou obrigações de compra são descritos a seguir.

- Compramos energia de Itaipu a preços determinados com base nos custos do projeto Itaipu, incluindo o atendimento de sua dívida em dólares americanos. Em 2024, nossas compras de energia elétrica de Itaipu totalizaram R\$ 950,4 milhões;
- Nosso negócio de distribuição é obrigado a comprar uma grande parte de suas necessidades de energia elétrica do mercado regulado. Para obter mais informações, consulte “Item 4. Informações sobre os leilões no mercado regulado — A energia elétrica brasileira — Setor — Concessões.”

De acordo com a legislação atual, o valor que nosso negócio de distribuição cobra dos clientes finais é composto por duas taxas: uma taxa pela energia real consumida e uma taxa pelo uso de nossa rede de distribuição. Como as taxas regulamentadas nas quais nosso negócio de distribuição vende energia para os clientes finais são substancialmente as mesmas taxas nas quais compra energia (após contabilizar deduções e o custo da energia comprada para revenda), nosso negócio de distribuição não gera lucro operacional com a venda de energia elétrica para os clientes finais. Em vez disso, nosso negócio de distribuição gera lucro operacional principalmente ao coletar tarifas para o uso de nossa rede de distribuição.

Obrigações especiais

As contribuições recebidas do governo brasileiro e de nossos clientes exclusivamente para investimento em nossos ativos de geração, transmissão e rede de distribuição são nomeadas como obrigações especiais. Registramos o valor dessas contribuições em nossa demonstração de posição financeira como uma redução de ativos, sob a legenda “obrigações especiais” e, após a conclusão ou rescisão da concessão operacional concedida a nós, o valor dessas contribuições é compensado em relação aos ativos. O maior valor registrado como obrigações especiais em 31 de dezembro de 2024, do segmento de distribuição, foi de R\$ 2.909,6 milhões como redução de ativos intangíveis e R\$ 99,3 milhões como redução de ativos contratuais. Mais informações nas Notas Explicativas 10.1 e 16.1 das Demonstrações Financeiras.

ANÁLISE DAS VENDAS DE ELETRICIDADE E CUSTO DA ELETRICIDADE COMPRADA

A tabela a seguir apresenta os componentes de volume e tarifa média das vendas e compras de energia elétrica para os exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022:

Categorias de comprador	2024	2023	2022
Vendas de energia elétrica			
<i>Vendas de energia elétrica para clientes finais</i> ⁽²⁾			
Preço médio (R\$/MWh): ⁽¹⁾			
Todos os clientes	357,4	315,5	369,1
Volume (GWh):			
Todos os clientes	31.850	32.911	30.868,0
Receita total de vendas para Clientes Finais (milhões de R\$)	11.384	10.385	11.393
<i>Vendas de energia elétrica a distribuidores</i> ⁽³⁾			
Preço médio (R\$/MWh) ⁽¹⁾	182,39	157,70	155,58
Volume (GWh)	20.147	26.861	29.950
Faturamento total (milhões de R\$)	3.675	4.236	4.644
Compras de Energia Elétrica ⁽⁶⁾			
<i>Compras da Itaipu</i>			
Custo médio (R\$/MWh) ⁽⁴⁾	217,42	205,86	277,12
Volume (GWh)	4.553	4.762	5.272
Percentual da produção total de Itaipu comprada	8,6	7,5	7,5
Custo total (milhões de R\$) ⁽⁵⁾	950,4	980,3	1.461,0
<i>Compras de Angra</i>			
Custo médio (R\$/MWh)	346,12	338,88	342,03
Volume (GWh)	856	872	928
Custo total (milhões de R\$) ⁽⁵⁾	296,7	295,5	317,4
<i>Compras do CCGF</i>			
Custo médio (R\$/MWh)	175,39	158,41	127,98
Volume (GWh)	3.914	4.568	5.901
Custo total (milhões de R\$) ⁽⁵⁾	686,3	723,6	755,2
<i>Compras de terceiros</i> ⁽³⁾			
Custo médio (R\$/MWh)	262,83	159,10	154,43
Volume (GWh)	24.019	35.932	36.024
Custo total (milhões de R\$) ⁽⁵⁾	6.312,9	5.716,7	5.563,3

(1) Os preços ou custos médios não consideram a receita do “uso da rede principal de distribuição e transmissão” e foram calculados dividindo-se (i) as receitas correspondentes, incluindo impostos, por (ii) MWh de energia elétrica vendida.

(2) Inclui clientes gratuitos da Copel GeT e Copel Mercado Livre, serviços públicos como iluminação pública, bem como o fornecimento de energia elétrica a órgãos governamentais, além de doações e subsídios.

(3) Energia negociada entre nossas subsidiárias não incluída.

(4) Nossas compras de energia elétrica gerada pelo Itaipu são declaradas em *Reais* e pagas com base em uma taxa de capacidade expressa em dólares americanos por kW mais uma taxa de “roda” (ou transporte) expressa em *Reais* por kWh.

(5) Veja “Item 4. Informações sobre a empresa – Negócios – Geração” e “Item 4. Informações sobre a empresa — Negócios — Compras para o mercado cativo” para uma explicação de nossas despesas relacionadas à compra de energia elétrica.

(6) Até 2024, as eliminações e reclassificações foram consideradas

RESULTADOS DAS OPERAÇÕES PARA OS ANOS ENCERRADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2024 E 2023

Para comentários sobre nossos resultados operacionais para o ano de 2024 em comparação com 2023, consulte a página 101 do nosso Formulário 20-F para o ano encerrado em 31 de dezembro de 2024.

A tabela a seguir resume nossos resultados de operações para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2024 e 2023.

	Exercício findo em 31 de dezembro de	
	2024	2023
	(R\$ milhões)	
Receitas operacionais líquidas:		
Fornecimento de energia elétrica	11383,9	10384,9
Suprimento de energia elétrica	3674,6	4235,6
Disponibilidade da rede elétrica (TUSD/TUST)	12.737,90	10.930,60
Receita de construção	2.550,80	2.333,80
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	923,7	1.070,20
Outras receitas operacionais	620,8	629,8
Valor justo dos ativos provenientes da indenização pela concessão	82,4	62,2
(-) Deduções de receita	-9.323,10	-8.167,60
	22.651,0	21.479,5
Custos e Despesas Operacionais:		
Energia elétrica comprada para revenda	-8.924,90	-7.716,20
Encargos de uso da rede elétrica	-2.865,50	-2.896,70
Pessoal e administradores	-1.081,80	-1.878,30
Planos previdenciário e assistencial	-259,4	-260,2
Material	-86,9	-102,7
Matéria-prima e insumos para energia	-0,9	-17,7
Serviços de terceiros	-1.074,30	-996,3
Depreciação e amortização	-1.465,50	-1.382,00
Provisões e reversões	-345,1	-92,2
Custo de construção	-2.522,90	-2.319,70
Outros custos e despesas operacionais	-240,8	-430,5
	(18.868,0)	(18.092,6)
Resultado de Equivalência Patrimonial	281,2	307,8
Resultado financeiro	-1.157,00	-1.205,00
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	2.907,2	2.489,7
Imposto de renda e contribuição social sobre o lucro	-599,4	-354,1
Resultado líquido das operações continuadas	2.307,8	2.135,7
Lucro (prejuízo) líquido das operações descontinuadas	491,6	191,5
Lucro líquido do exercício	2.799,4	2.327,2
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores	2.809,70	2.258,80
Lucro líquido atribuído a participação de não controlados	-10,3	68,4
Outras receitas abrangentes	239,5	-254,3
Resultado abrangente	3.038,90	2.072,80
Resultado abrangente atribuído aos acionistas controladores	3.049,30	2.005,00
Resultado abrangente atribuído a participação não controladora	-10,4	67,8

A seguir, apresentamos os componentes significativos de nossos resultados de operacionais, de forma consolidada. Para obter mais informações sobre nossos segmentos reportáveis, consulte a Nota Explicativa 31 das Demonstrações Financeiras consolidadas auditadas.

Resultados das operações para 2024 em comparação com 2023

Receita operacional líquida	2024 (R\$ milhões)	2023 (R\$ milhões)	Variação	
			R\$ milhões	%
Fornecimento de energia elétrica	8.455,0	7.946,2	508,8	6,4
Suprimento de energia elétrica	3.120,6	3.602,8	(482,2)	(13,4)
Disponibilidade da rede elétrica (TUSD/TUST)	7.048,0	6.002,2	1.045,8	17,4
Receita de construção	2.550,8	2.333,8	217,0	9,3
Valor justo dos ativos provenientes da indenização pela concessão	82,4	62,2	20,3	32,6
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	838,3	971,2	(132,9)	(13,7)
Outras receitas operacionais	555,9	561,2	(5,3)	(0,9)
	22.651,0	21.479,6	21.479,6	5,5

Nossa receita operacional líquida consolidada aumentou em 5,5%, de R\$ 21.479,5 milhões em 2023 para R\$ 22.651,0 milhões em 2024, principalmente devido a:

- *Fornecimento de energia elétrica.* Nossa receita líquida de fornecimento de energia elétrica aumentou 6,4% ou R\$ 508,8 milhões, principalmente devido ao reajuste tarifário (um aumento de 17,37% entre 24 de junho de 2023 e 23 de junho de 2024, e uma redução de 4,0% a partir de 24 de junho de 2024) e um aumento na receita faturada do mercado cativo de 5,5% (1.112 GWh), principalmente devido ao maior consumo residencial (+999 GWh ou +11,3%) e consumo comercial (+262 GWh ou +5,8%), enquanto o consumo industrial caiu em 223 GWh (-11,5%). O Mercado Livre, por outro lado, apresentou uma queda significativa de 1.321 GWh (-11,1%), com ênfase na redução de 498 GWh (-23,2%) no segmento comercial.
- *Suprimento de energia elétrica.* Nossa receita líquida de suprimento de energia elétrica diminuiu 13,4% ou R\$ 482,3 milhões, principalmente devido à redução de 13,4% no preço médio de energia vendida no ambiente de contratação livre (ACL) (R\$ 178,72 em comparação com R\$ 206,63 em 2023), a rescisão de contratos pela Copel GeT no ambiente de contratação regulado (ACR), e uma provisão maior para geração em projetos eólicos devido a restrições de transmissão operacional impostas pela ONS e principalmente devido à diminuição dos níveis de vento, houve uma queda acentuada de 6,714 GWh (-25%) em volume vendido, que reflete um ambiente de mercado mais desafiador e uma demanda de energia contratada mais baixa.
- *Disponibilidade da rede elétrica (TUSD/TUST).* Nossas receitas líquidas de disponibilidade da rede elétrica aumentaram 17,4% ou R\$ 1.045,8 milhões, principalmente devido ao reajuste tarifário (um aumento de 6,32% entre 24 de junho de 2023 e 23 de junho de 2024, e 2,69% a partir de 24 de junho de 2024), bem como um aumento de 7,3% no mercado fio da Copel DIS, além da atualização dos saldos de ativos do contrato de transmissão, parcialmente compensados pelos impactos da revisão tarifária dos contratos de concessão de transmissão da Copel GeT;
- *Receita de construção.* Nossa receita líquida de construção aumentou 9,3% ou R\$ 217,0 milhões, essencialmente devido ao aumento no volume de obras relacionadas ao “Programa de Transformação”, que engloba investimentos destinados a melhorar e modernizar a infraestrutura e os serviços aos consumidores;
- *Ativos e passivos financeiros setoriais.* Nosso resultado de ativos e passivos financeiros, diminuiu 13,7% ou R\$ 132,9 milhões, principalmente devido ao crescimento do mercado faturado e melhor aderência da cobertura tarifária em relação aos custos reais da Parcela A (custos não gerenciáveis).

Custos operacionais e despesas (operações continuadas)

	2024 (R\$ milhões)	2023 (R\$ milhões)	Variação	
			R\$ milhões	%
Energia elétrica comprada para revenda	8.924,9	7.716,2	1.208,7	15,7
Encargos do uso da rede elétrica	2.865,5	2.896,7	(31,2)	(1,1)
Matéria-prima e insumos para energia	0,9	17,7	(16,8)	(94,7)
Pessoal e administradores	1.081,8	1.878,3	(796,5)	(42,4)
Planos previdenciário e assistencial	259,4	260,2	(0,8)	(0,3)
Material	86,9	102,7	(15,8)	(15,4)
Serviços de terceiros	1.074,3	996,3	78,0	7,8
Provisões e reversões	345,1	92,2	252,9	274,3
Outros custos e despesas operacionais	240,8	430,5	(189,7)	(44,1)
Depreciação e amortização	1.465,5	1.382,0	83,5	6,0
Custos de construção	2.522,9	2.319,7	203,2	8,8
	18.868,0	18.092,5	775,5	4,3

A variação nos custos e despesas operacionais continuadas deve-se principalmente a:

- 1) *Energia Elétrica comprada para revenda.* Nossos custos de energia comprada para revenda aumentou 15,7% ou R\$ 1.208,7 milhões, principalmente resultante do aumento no volume de energia recebida de mini e microgeradores, a incorporação, a partir de janeiro de 2024, dos Leilões de Nova Energia impactando o CCEAR e o aumento das compras no Mercado Spot – CCEE. O custo médio por MWh aumentou significativamente para todas as fontes, com Itaipu subindo R\$ 11,54/MWh (+5,60%), Angra R\$ 7,73/MWh (+2,28%), CCGF R\$ 16,93/MWh (+10,69%) e leilões de mercado regulados R\$ 25,70/MWh (+12,26%). O impacto mais substancial nos custos veio das compras de leilão, onde as despesas totais aumentaram em R\$ 495,4 milhões (+17,98%), refletindo o aumento nos preços da energia. Por outro lado, os custos do CCGF caíram R\$ 37,3 milhões (-5,15%) devido aos volumes mais baixos adquiridos.
- 2) *Pessoal e administradores.* Nossas despesas com pessoal e administradores diminuíram 1,1% ou R\$ 31,2 milhões, principalmente devido à remuneração pelo segundo terço adicional das férias, retirada dos benefícios da Acordo Coletivo de Trabalho (ACT), totalizando R\$ 138,0 milhões, e a provisão para o Programa de Demissão Voluntária (PDV) de R\$ 610,0 milhões, em 2023, além da redução da força de trabalho em 2024, parcialmente compensado pelo aumento da remuneração dos administradores em 2024, o ajuste salarial decorrente do ACT de 4,51% em outubro de 2023, e a provisão de R\$ 15,6 milhões relacionados aos impactos do ACT 2024 aprovado em 2025;
- 3) *Serviços de terceiros.* Nossas despesas com serviços de terceiros aumentaram 7,8% ou R\$ 78,0 milhões, especialmente devido ao aumento dos custos associados à manutenção do sistema elétrico e instalações;
- 4) *Provisões e reversões.* A variação em nossas provisões e reversões é resultado da reversão de impairment de R\$ 174,5 milhões registrada em 2023, que não é recorrente em 2024, e o aumento de disposições nas provisões para litígios em 2024, principalmente disputas civis e trabalhistas;
- 5) *Outros custos e despesas operacionais.* Nossos custos e despesas operacionais diminuíram 44,1% ou R\$ 189,7 milhões, principalmente devido aos ganhos da venda de imóveis não operacionais relacionadas às concessões da Copel GeT e da FDA;
- 6) *Depreciação e amortização.* Nossa depreciação e amortização aumentou 6,0% ou R\$ 83,5 milhões, principalmente devido ao comissionamento de novos ativos resultantes do aumento dos investimentos pela Copel DIS;
- 7) *Custos de construção.* Nossos custos de construção aumentaram 8,8% ou R\$ 203,2 milhões, refletindo principalmente os investimentos feitos na infraestrutura de distribuição de energia.

Resultado de Equivalência Patrimonial

O resultado de equivalência patrimonial em 2024 totalizou R\$ 281,2 milhões, 8,6% menor do que os R\$ 307,8 milhões registrados em 2023. Essa variação é resultado negativo da equivalência patrimonial nas empresas controladas em conjunto de transmissão de energia elétrica, considerando, entre outros eventos, os ganhos de revisão tarifária registrados em 2023, não foram recorrentes em 2024.

Resultado financeiro

O resultado financeiro mostrou uma variação positiva de R\$ 48,0 milhões, principalmente devido ao aumento da renda de aplicações financeiras, resultante de um maior volume de valores investidos, do aumento dos encargos moratórios nas contas, e da redução na variação monetária e cambial e nos encargos de dívida, parcialmente compensado pelo aumento na variação monetária e ajuste ao valor presente das contas a pagar relacionadas à concessão, que se refere aos saldos decorrentes dos pagamentos das concessões das UHEs.

Lucro líquido do exercício

O lucro líquido consolidado em 2024 foi de R\$ 2.799,4 milhões, 20,3% maior do que os R\$ 2.327,2 milhões registrados em 2023. O aumento é atribuído à variação do resultado financeiro, conforme previamente detalhado, além dos efeitos do ganho com a venda das participações societárias na UEGA e na Compagas, apresentados na linha de operações descontinuadas. Esses valores foram parcialmente compensados por um maior imposto de renda e contribuição social devido, principalmente, ao aumento do resultado do período.

LIQUIDEZ E RECURSOS DE CAPITAL

Nossos principais requisitos de liquidez e capital são alocados para financiar a expansão e melhoria de nossa infraestrutura de distribuição e transmissão e para financiar a expansão de nossas instalações de geração.

Acreditamos que nosso capital de giro é suficiente para nossos requisitos atuais e para os próximos 12 meses. Esperamos financiar nossas necessidades de liquidez e capital principalmente com recursos próprios, decorrentes de lucros acumulados, geração de caixa de nossas operações e recursos de terceiros (BNDES, Outras Instituições Financeiras e Mercados de Capitais). Em 31 de dezembro de 2024, nossa Liquidez Corrente, índice que mede o ativo circulante sobre o passivo circulante, atingiu 1,3x (1,5x em 31 de dezembro de 2023), com saldo de caixa, equivalente a caixa e títulos e valores mobiliários de R\$ 4.162,6 milhões (R\$ 5.639,4 milhões em 31 de dezembro de 2023).

Com relação às necessidades de capital de longo prazo, utilizamos um modelo de cinco anos para monitorar nossas necessidades em uma série de cenários e variáveis, incluindo Dívida Líquida/EBITDA e saldo mínimo de caixa, com o intuito de preservar a liquidez e melhorar a estrutura de capital. Neste contexto, trabalhamos para antecipar exercícios de gestão de passivos para melhorar a liquidez caso as condições seja favoráveis.

Todas as nossas futuras condições de liquidez dependem de uma série de cenários e podem ser afetadas negativamente, dependendo do mercado e de outras condições. A liquidez real pode diferir significativamente por vários motivos, incluindo, entre outros, os riscos descritos em “Declarações Prospectivas” e “Item 3. Informações-chave - Fatores de risco.”

Não nos envolvemos em quaisquer acordos extrapatrimoniais que tenham, ou sejam razoavelmente prováveis de ter, um efeito atual ou futuro sobre a condição financeira do registrante, mudanças na condição financeira, receitas ou despesas, resultados operacionais, liquidez, despesas de capital ou recursos de capital que sejam relevantes para os investidores.

Monitoramos continuamente nossa liquidez financeira e, para tanto, consideramos (i) externamente, a possibilidade de captação de recursos por meio das Instituições Financeiras, Mercados de Capitais e outras Instituições Setoriais, e (b) internamente, tomar as medidas necessárias em nossas operações, reduzindo despesas ou postergando investimentos para garantir o cumprimento oportuno das obrigações financeiras. Assim, esperamos preservar o capital de giro necessário para nossas operações ao longo do período.

Além do capital de giro, nossos outros principais usos de caixa são despesas de capital, pagamento de dividendos e serviços de dívida. A tabela a seguir apresenta um detalhamento das nossas despesas de capital para os períodos indicados. Nossos investimentos são focadas em projetos localizados no Brasil.

	Ano encerrado em 31 de dezembro de		
	2024	2023	2022
	(R\$ milhões)		
Geração e transmissão ⁽¹⁾	263,0	240,1	472,7
Distribuição	2.196,9	1.966,5	1.848,1
Elejor	10,7	4,6	7,3
Outros	43,9	45,5	8,9
Total	2.514,5	2.256,7	2.337,0

(1) Considera o investimento em projetos mantidos 100% pela Copel GeT.

Como nos anos anteriores, nossa necessidade de capital será financiada por caixa de nossas operações e/ou por financiamentos externos, o que pode servir para compensar compromissos decorrentes do vencimento de financiamentos externos anteriores.

Nosso total de investimentos orçados para nossas subsidiárias integrais para 2025 é de R\$ 3.029,1 milhões, dos quais:

- R\$ 464,1 milhões são para geração e transmissão;
- R\$ 2.501,9 milhões são para o nosso negócio de distribuição;
- R\$ 63,1 milhões são para outros investimentos.

A Elejor, que não é de nossa propriedade, também orçou seus próprios investimentos para 2025 no valor de R\$ 15,5 milhões.

Historicamente, financiamos nossas necessidades de liquidez e capital principalmente com caixa fornecido por nossas operações e através de financiamento externo. Nossa principal fonte de fundos em 2024 foram nossas atividades operacionais. O caixa líquido utilizado pelas atividades de financiamento foi de R\$ 803,9 milhões em 2024, em comparação com R\$ 2.696,6 milhões em 2023. O caixa líquido das atividades operacionais foi de R\$ 3.393,5 milhões em 2024, em comparação com R\$ 3.518,5 milhões em 2023 e R\$ 3.902,6 milhões em 2022. A queda em 2024, em relação a 2023, foi principalmente devido ao fluxo líquido de caixa das operações descontinuadas em 2023.

A dívida de longo prazo tem sido geralmente usada para financiar nossos principais projetos de investimento, em particular programas de financiamento de aquisição de despesas de capital oferecidos pelo Banco Federal de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). Os vencimentos programados desses empréstimos de longo prazo foram estruturados para corresponder ao fluxo de caixa esperado a partir da conclusão dos projetos de despesas de capital relacionados e, como resultado, reduzir o risco de qualquer deterioração significativa de nossa posição de liquidez.

A tabela a seguir mostra o vencimento de empréstimos, financiamentos e debêntures:

	(R\$ milhões)							
	Curto			Longo prazo				Total
	2025	2026	2027	2028	2029	>2030	>2030	
Moeda nacional	3.333,5	2.455,7	2.037,5	1.359,2	1.740,0	1.981,5	4.846,3	17.753,8
Moeda estrangeira	—	—	—	—	—	—	—	—
Total	3,333,5	2,455,7	2,037,5	1,359,2	1,740,0	1,981,5	4,846,3	17,753,8

Como nos anos anteriores, planejamos fazer investimentos significativos em períodos futuros para expandir e atualizar nossos negócios de geração, transmissão e distribuição. Além disso, podemos buscar investir em outras concessionárias de energia elétrica existentes, em serviços de comunicação ou em outras áreas, cada uma das quais pode exigir financiamento adicional nacional e internacional. Nossa capacidade de gerar caixa suficiente para atender aos nossos gastos planejados depende de uma variedade de fatores, incluindo nossa capacidade de manter níveis tarifários adequados, obter as autorizações regulatórias e ambientais necessárias, acessar mercados de capitais nacionais e internacionais e uma variedade de contingências operacionais e outras. Prevemos que nosso caixa fornecido pelas operações pode ser insuficiente para atender a esses gastos de capital planejados, e que podemos exigir financiamento adicional de fontes como o BNDES e os mercados de capitais brasileiro e internacional.

Os regulamentos da ANEEL exigem aprovação prévia da ANEEL para qualquer transferência de recursos de nossas subsidiárias para nós na forma de empréstimos ou adiantamentos. Não é necessária a aprovação da ANEEL para dividendos em dinheiro, desde que os dividendos em dinheiro não excedam um limite de dividendos (“Limite de Dividendos”) igual ao maior do lucro líquido ajustado ou reservas de lucros disponíveis para distribuição. O Limite de Dividendos é estabelecido pela Lei das Sociedades por Ações.

Os dividendos em dinheiro que recebemos de nossas subsidiárias têm sido historicamente suficientes para atender às nossas necessidades de fluxo de caixa sem exceder o Limite de Dividendos. Como resultado, não buscamos aprovação da ANEEL para receber empréstimos ou adiantamentos de nossas controladas ou dividendos em dinheiro de nossas controladas além do Limite de Dividendos. Não esperamos que essas restrições sobre empréstimos e adiantamentos e a dividendos em dinheiro que excedam o Limite de Dividendos afetem nossa capacidade de cumprir nossas obrigações de caixa, uma vez que esperamos que dividendos em dinheiro abaixo do Limite de Dividendos sejam suficientes no futuro.

Nossos empréstimos e financiamentos em circulação (incluindo debêntures) em 31 de dezembro de 2024, que também consideram aqueles associados a ativos reclassificados para venda, totalizaram R\$ 17.753,8 milhões. Em 31 de dezembro de 2024, não tínhamos dívida em aberto denominadas em dólares. Não estamos sujeitos à sazonalidade em relação às nossas necessidades de empréstimo. Nossos principais empréstimos e financiamentos são:

Banco do Brasil:

- Em 31 de dezembro de 2024, tínhamos R\$ 751,5 milhões de dívidas em aberto com o Banco do Brasil (sem incluir as debêntures listadas abaixo), consistindo em financiamentos que contratamos para aumentar nosso capital de giro.

Banco Itaú:

- Em outubro de 2022, a Copel GeT emitiu R\$ 1 bilhão em notas comerciais, em uma única série, a uma taxa de juros de DI + spread de 1,22% ao ano, com vencimento em três anos e pagamento de juros smestral. Em 31 de dezembro de 2024, tínhamos um saldo devedor de R\$ 1.036,3 milhões dessas notas comerciais;

Debêntures:

- Em março de 2016, os Parques Eólicos Nova Asa Branca I, Nova Asa Branca II, Nova Asa Branca III, Nova Eurus IV e Ventos de Santo Uriel emitiram R\$ 300,8 milhões em debêntures não conversíveis em ações, com vencimento em dezesseis anos e pagamento mensal de juros. A taxa de juros do índice TJLP + 2,02% ao ano é aplicável a R\$ 147,6 milhões e o IPCA + 9,87% ao ano é aplicável a R\$ 153,2 milhões. Em 31 de dezembro de 2024, tínhamos um saldo agregado de R\$ 183,2 milhões de dívida em aberto nessas debêntures;
- Em setembro de 2018, a Copel GeT emitiu R\$ 290,0 milhões, 5ª emissão, em debêntures simples não conversíveis em ações. Essas debêntures têm uma taxa de juros igual ao IPCA + 7,6475% ao ano, com vencimento em sete anos e pagamento de juros semestralmente. Em 31 de dezembro de 2024, tínhamos um saldo devedor agregado de R\$ 82,6 milhões dessas debêntures;
- Em março de 2019, a Cutia Empreendimentos emitiu R\$ 360,0 milhões em debêntures simples não conversíveis em ações. Essas debêntures têm uma taxa de juros igual ao IPCA + 5,8813% ao ano, com vencimento em treze anos e pagamento de juros semestralmente. Em 31 de dezembro de 2024, tínhamos um saldo devedor agregado de R\$ 327,7 milhões nessas debêntures;
- Em julho de 2019, a Copel GeT emitiu R\$ 1 bilhão, 6ª emissão, em debêntures simples não conversíveis em ações, em duas séries, com taxa de juros de 109% do CDI ao ano e IPCA + 3,90%, com vencimento em cinco anos e seis anos e pagamento de juros semestralmente. Em 31 de dezembro de 2024, tínhamos um saldo devedor agregado de R\$ 276,2 milhões nessas debêntures;
- Em novembro de 2019, a Copel Distribuição emitiu R\$ 850 milhões, 5ª emissão, em debêntures simples não conversíveis em ações, em duas séries, com taxa de juros do IPCA + 4,20% ao ano e CDI + 1,45% ao ano com vencimento em oito anos e três anos e pagamento de juros semestralmente. Em 31 de dezembro de 2024, tínhamos um saldo devedor agregado de R\$ 678,7 milhões nessas debêntures;

- Em junho de 2021, a Copel Distribuição emitiu R\$ 1,5 bilhão, 6ª emissão, em debêntures simples não conversíveis em ações, em duas séries, com taxa de juros do IPCA + 4,7742% ao ano e CDI + 1,95% ao ano com vencimento em dez anos e cinco anos e pagamento de juros semestralmente. Em 31 de dezembro de 2024, tínhamos um saldo devedor agregado de R\$ 1.620,2 milhões nessas debêntures;
- Em outubro de 2021, a Copel GeT emitiu R\$ 1,5 bilhão, 7ª emissão, em debêntures simples não conversíveis em ações, em duas séries, com uma taxa de juros do CDI + 1,38% ao ano e IPCA + 5,7138% ao ano com vencimento em cinco anos e dez anos e pagamento de juros semestralmente. Em 31 de dezembro de 2024, tínhamos um saldo devedor agregado de R\$ 1.598,8 milhões nessas debêntures;
- Em maio de 2022, a Copel Distribuição emitiu R\$ 1,5 bilhão, 7ª emissão, em debêntures simples não conversíveis em ações, em três séries, com taxa de juros do IPCA + 6,1732% ao ano, CDI + 1,21% ao ano e CDI + 1,36% ao ano com vencimento em três anos, cinco anos e dez anos e pagamento de juros semestralmente. Em 31 de dezembro de 2024, tínhamos um saldo devedor agregado de R\$ 1.386,8 milhões nessas debêntures.
- Em janeiro de 2023, a Copel GeT emitiu R\$ 1,3 bilhão, 8ª emissão, em debêntures simples não conversíveis em ações, em duas séries, com taxa de juros de CDI + 1,40% p.a. e IPCA + 6,82% p.a. com prazo de sete anos e prazo de doze anos e pagamentos de juros semestrais. Em 31 de dezembro de 2024, tínhamos um saldo devedor total de R\$ 1.386,8 milhões nessas debêntures;
- Em junho de 2023, a Copel Distribuição emitiu R\$ 1,6 bilhão, 8ª emissão, em debêntures simples não conversíveis em ações, em três séries, com taxa de juros de CDI + 1,45% ao ano, CDI + 2,00 ao ano e CDI + 2,25% ao ano com vencimento em um ano, quatro anos e cinco anos e pagamento de juros semestralmente. Em 31 de dezembro de 2024, tínhamos um saldo devedor de R\$ 1.206,5 milhões nessas debêntures;
- Em maio de 2024, a Copel Serviços emitiu R\$ 70,0 milhões, 1ª emissão, em debêntures simples não conversíveis em ações, em uma série, com taxa de juros de CDI + 1,20% com prazo de sete anos e pagamento de juros semestrais. Em 31 de dezembro de 2024, tínhamos um saldo devedor de R\$ 71,2 milhões nessas debêntures;
- Em maio de 2024, a Copel DIS emitiu R\$ 2,25 bilhões, 9ª emissão, em debêntures simples não conversíveis em ações, em duas séries, com taxa de juros de CDI + 0,60% ao ano e IPCA + 6,28% ao ano, com vencimento de sete anos e doze anos e pagamento de juros semestralmente. Em 31 de dezembro de 2024, tínhamos um saldo devedor de R\$ 2.306,8 milhões nessas debêntures;
- Em outubro de 2024, a Copel GeT emitiu R\$ 1,6 bilhão, 9ª emissão, em debêntures simples não conversíveis em ações, em três séries, com taxa de juros de CDI + 0,52% ao ano, CDI + 0,69% e CDI + 0,95% ao ano ao ano, com vencimento em cinco anos, sete anos e dez anos e pagamento de juros semestralmente. Em 31 de dezembro de 2024, tínhamos um saldo devedor de R\$ 1.637,7 milhões nessas debêntures;

BNDES:

- Em dezembro de 2013, recebemos aprovação para o financiamento do BNDES da UHE Colíder no valor agregado de R\$ 1.041,2 milhões, com vencimento em outubro de 2031. Até 31 de dezembro de 2013, recebemos R\$ 840,1 milhões desse montante, sendo que os desembolsos restantes seriam feitos de acordo com o cronograma de obras da UHE Colíder. Além disso, o BNDES aprovou o financiamento da subestação de transmissão do Cerquilho III no valor de R\$ 17,6 milhões, desembolsado em uma única parcela. Em 31 de dezembro de 2024, o saldo devedor agregado desses dois contratos totalizava R\$ 491,9 milhões;

- O BNDES nos concedeu um empréstimo de R\$ 339 milhões para financiar a construção da Usina Hidrelétrica de Mauá. Esta pertence ao Consórcio Energético Cruzeiro do Sul, no qual temos 51,0% de e a Eletrosul 49,0%. O BNDES está fornecendo 50,0% do valor do empréstimo, e o Banco do Brasil S.A. está fornecendo os 50,0% restantes. Todos os recebíveis oriundos desta usina foram penhorados em favor do BNDES e do Banco do Brasil até o pagamento integral do empréstimo. Em 31 de dezembro de 2024, tínhamos um total de R\$ 75,0 milhões em dívidas pendentes com o BNDES e o Banco do Brasil sob esta linha;
- Em dezembro de 2011, celebramos um contrato de financiamento com o BNDES no valor total de R\$44,7 milhões para a construção da Linha de Transmissão Foz do Iguaçu - Cascavel Oeste, com vencimento em 14 anos. Em 31 de dezembro de 2024, tínhamos um total de R\$ 4,56 milhões em dívidas pendentes no âmbito deste contrato de financiamento;
- Em março de 2012, celebramos o contrato de financiamento com o BNDES no valor total de R\$ 282,1 milhões para a construção dos Parques Eólicos GE Farol, Ge Boa Vista, GE São Bento do Norte e GE Olho D'Água, com vencimento em 16 anos. Até 31 de dezembro de 2024, tínhamos um total de R\$ 116,7 milhões em dívidas pendentes no âmbito deste contrato de financiamento;
- Em setembro de 2012, celebramos o contrato de financiamento com o BNDES no valor total de R\$ 73,1 milhões para a construção do PCH Cavernoso II, com vencimento em 16 anos. Em 31 de dezembro de 2024, tínhamos um saldo devedor de R\$ 22,7 milhões no âmbito deste contrato de financiamento;
- Em junho de 2015, celebramos o contrato de financiamento com o BNDES no valor total de R\$ 154,6 milhões para a construção do Parque Eólico Santa Helena e Santa Maria, com vencimento em 16 anos. Em 31 de dezembro de 2024, tínhamos um saldo devedor de R\$ 56,5 milhões no âmbito deste contrato de financiamento;
- Em dezembro de 2015, celebramos o contrato de financiamento com o BNDES no valor total de R\$ 55,8 milhões para a construção das Linhas de Transmissão Assis - Paraguaçu Paulista II e Londrina - Figueira e Salto Osório - Foz do Chopim C2, com vencimento em 15 anos. Em 31 de dezembro de 2024, tínhamos um saldo devedor de R\$ 18,9 milhões no âmbito deste contrato de financiamento;
- Em novembro de 2018, celebramos o contrato de financiamento com o BNDES no valor total de R\$ 194,0 milhões para a implementação da Usina Hidrelétrica de Baixo Iguaçu, bem como seu sistema de transmissão associado, com vencimento em 17 anos. Em 31 de dezembro de 2024, tínhamos um saldo devedor de R\$ 136,7 milhões no âmbito deste contrato de financiamento;
- Em outubro de 2018, celebramos o contrato de financiamento com o BNDES no valor total de R\$ 619,4 milhões para a construção e implementação dos Parques Eólicos Cutia Empreendimentos Eólicos, com vencimento em 17 anos. Em 31 de dezembro de 2024, tínhamos um saldo devedor de R\$ 497,2 milhões no âmbito deste contrato de financiamento.
- Em agosto de 2018, a Copel GeT assinou contrato de permuta de ações com a Eletrosul nos empreendimentos controlados Costa Oeste Transmissora de Energia S.A. (51% Copel GeT e 49% Eletrosul), Marumbi Transmissora de Energia S.A. (80% Copel GeT e 20% Eletrosul) e Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A. (20% Copel GeT e 80% Eletrosul). Com este contrato, a Copel GeT passou a deter 100% de participação nos empreendimentos Costa Oeste e Marumbi e a Eletrosul passou a deter 100% de participação na Transmissora Sul Brasileira.
- Marumbi tem convênio firmado com o BNDES em 2014, no valor de R\$ 55 milhões, para a Implementação da Linha de Transmissão de 525 kV entre SE Curitiba e SE Curitiba Leste e a implementação do SE Curitiba, com vencimento em 14 anos. Em 31 de dezembro de 2024, tínhamos um saldo devedor de R\$ 11,9 milhões.
- A Costa Oeste convênio firmado com o BNDES em 2013, no valor de R\$ 27,6 milhões, para a implementação da Linha de Transmissão de 230 kV entre a SE Cascavel Oeste e a SE Umuarama Sul e a implementação da SE, com vencimento em 14 anos. Em 31 de dezembro de 2024, tínhamos um saldo devedor de R\$ 8,7 milhões.

- Em junho de 2020, firmamos um contrato de financiamento com o BNDES no valor total de R\$ 432,1 milhões para a implementação da Linha de Transmissão SE Medianeira, SE Curitiba Centro, SE Curitiba Uberaba, SE Andirá Leste, Curitiba Leste-Blumenau e Baixo Iguaçu Realeza, bem como de seu sistema de transmissão associado, com vencimento em 23 anos. Em 31 de dezembro de 2024, tínhamos um saldo devedor de R\$ 395,1 milhões de dívidas pendentes sob este contrato de financiamento.

CAIXA ECONÔMICA FEDERAL (CEF):

- Em 31 de dezembro de 2024, tínhamos R\$ 3,8 milhões em dívidas pendentes relacionadas a programas governamentais para financiar projetos de distribuição.

BANCO DO NORDESTE:

- Em maio de 2021, firmamos um contrato de financiamento com o BNB no valor total de R\$ 208,7 milhões para a construção dos Parques Eólicos Jandaíra I, Jandaíra II, Jandaíra III e Jandaíra IV, com vencimento em 17 anos. Em 31 de dezembro de 2024, tínhamos um saldo devedor de R\$ 178,4 milhões no âmbito deste contrato de financiamento.
- Em novembro de 2021, concluímos a aquisição dos Complexo Vilas, financiados até 2039 para a Vila Maranhão I, Vila Maranhão II, Vila Maranhão III e Vila Ceará I, e até 2040 para a Vila Mato Grosso I. Em 31 de dezembro de 2024, tínhamos um saldo devedor de R\$ 505,1 milhões no âmbito deste contrato de financiamento; e
- Em janeiro de 2023, concluímos a aquisição dos Parques Eólicos Aventura e Mundo Novo, financiados até 2039 para a Aventura II, Aventura III, Aventura IV e Aventura V, e até 2043 para a Santa Rosa e Mundo Novo I, Santa Rosa e Mundo Novo II, Santa Rosa e Mundo Novo III, Santa Rosa e Mundo Novo IV e Santa Rosa e Mundo Novo V. Até 31 de dezembro de 2024, tínhamos um saldo devedor de R\$ 845,5 milhões no âmbito deste contrato de financiamento.

Em maio de 2022, a Copel Distribuição recebeu o valor de R\$ 145,8 milhões, reconhecido como componente financeiro para cobrir os custos adicionais associados à situação de escassez hídrica que afetou o país ao longo de 2021, valor que passou a ser recolhido mensalmente para a Conta de Escassez de Água (CDE), em cotas aprovadas pela ANEEL a partir de junho de 2023. O saldo da CDE em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 51,6 milhões e em 31 de dezembro de 2023 foi de R\$ 45,2 milhões. Por determinação de Aneel, Pedido 3.056, de 09 de outubro de 2024, a cobrança foi interrompida a partir de setembro de 2024. (Ver Nota Explicativa 28 - 28.2.1 da Demonstração Financeira de 2024).

Somos parte de vários processos legais que podem ter um impacto adverso significativo em nossa liquidez se as decisões forem desfavoráveis para nós. Essas contingências estão descritas no “Item 8. Informações financeiras — PROCEDIMENTOS LEGAIS.”

Além disso, temos compromissos ainda não incorridos relacionados a contratos de longo prazo e, portanto, não reconhecidos nas demonstrações financeiras, conforme apresentado na Nota Explicativa 34 de nossas demonstrações financeiras consolidadas. O valor principal refere-se aos compromissos de compra e venda de energia e contratos de transporte, totalizando R\$ 102.761,1 milhões em 31 de dezembro de 2024. Esses compromissos devem ser liquidados da seguinte forma: R\$ 6.377,0 milhões em menos de um ano, R\$ 21.696,2 milhões de um a cinco anos e R\$ 74.687,8 milhões após cinco anos.

Na Nota Explicativa 32.2.2 de nossas demonstrações financeiras consolidadas, apresentamos os valores esperados para a liquidação de obrigações contratuais não descontadas em cada intervalo de tempo. Nossas projeções são baseadas em indicadores financeiros vinculados aos instrumentos financeiros relacionados e previsões de acordo com as expectativas médias do mercado, conforme divulgado no Relatório Focus do Banco Central do Brasil.

ITEM 6. CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO, DIRETORIA E EMPREGADOS

Somos gerenciados por:

- um Conselho de Administração, atualmente composto por 9 membros; e
- uma Diretoria Executiva, atualmente composta por 9 membros.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

O Conselho de Administração normalmente se reúne mensalmente. A maioria dos membros do Conselho de Administração é necessária para que a reunião seja realizada, e as decisões são tomadas pela maioria dos votos dos presentes na reunião. Para obter informações adicionais, consulte “Item 10. Informações adicionais — Estatuto Social e Estatuto Social.” Os membros do Conselho de Administração são eleitos para servir por mandatos de dois anos e podem ser reeleitos. Entre os nove membros atuais do Conselho de Administração:

- seis foram eleitos pelos acionistas detentores de ações ordinárias;
- um foi eleito por acionistas minoritários (detentores de ações com direito a voto);
- uma foi eleita por acionistas minoritários (detentores de ações não votantes em circulação); e
- um foi eleito por nossos empregados.

De acordo com a legislação federal brasileira, e considerando também que não temos mais um acionista controlador, os acionistas minoritários têm o direito de nomear e remover pelo menos um membro do Conselho de Administração, em uma eleição separada, se tais acionistas minoritários detiverem pelo menos 10% de nossas ações não votantes em circulação. Os acionistas minoritários que detêm pelo menos 5% de nossas ações com direito a voto têm o direito de solicitar que um procedimento de votação múltipla seja adotado, um processo que conceda a cada ação com direito a voto tantos votos quanto houver membros do Conselho de Administração e o direito de que todos os acionistas com direito a voto votem em apenas um candidato ou distribuam seus votos entre vários candidatos, também de acordo com a Lei Federal 6404/1976.

Os termos dos atuais membros do Conselho de Administração expiram em abril de 2025. Os membros atuais do nosso Conselho de Administração são:

Nome	Posição	Desde
Marcel Martins Malczewski	Presidente	2019
Marcelo Souza Monteiro	Conselheiro	2023
Carlos Biedermann	Conselheiro	2019
Fausto Augusto de Souza	Conselheiro	2021
Marco Antônio Barbosa Cândido	Conselheiro	2018
Jacildo Lara Martins	Conselheiro	2023
Geraldo Corrêa de Lyra Junior	Conselheiro	2023
Viviane Isabela de Oliveira Martins	Conselheiro	2024
Pedro Franco Sales	Conselheiro	2024

A seguir estão breves biografias dos atuais membros do nosso Conselho de Administração:

Marcel Martins Malczewski. Malczewski nasceu em 8 de dezembro de 1964. Ele tem mestrado em Ciências Industriais e Computação pela Universidade Tecnológica Federal do Paraná (1989); e bacharelado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Paraná (1987). Malczewski também participou do Programa de Gestão de Proprietários/Presidentes na Harvard Business School (2004). Ele participou de programas profissionais no Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC), como Melhoria na Governança para Diretores e Conselheiros Fiscais de Empresas Estatais e Corporações de Economia Mista (2022) e Plano de Desenvolvimento Contínuo para Diretores (2022). Atualmente, ele é Presidente do Conselho de Administração da Companhia Paranaense de Energia - Copel. Ele também é membro dos Conselhos de Administração da Positivo Tecnologia, AMcom, InfoPrice e Velsis. Além disso, Malczewski é sócio da M3 Investimentos Ltda. e da Trivella M3 Investimentos S.A. Malczewski tem experiência considerável como membro de conselhos em vários setores.

Carlos Biedermann. O Sr. Biedermann nasceu em 18 de agosto de 1953. Biedermann participou do Programa Executivo da Singularity University (2019) e do Programa Internacional de Negócios na INSEAD/Harvard, na França (1995). Ele é pós-graduado em Mercados Financeiros pela Fundação Getúlio Vargas - FGV (1979) e bacharel em Contabilidade pela Unisinos (1977) e em Gestão de Negócios e Gestão Pública pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul (1975). Ele participou de programas profissionais no Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC), como Melhoria na Governança para Diretores e Conselheiros Fiscais de Empresas Estatais e Corporações de Economia Mista (2022) e Plano de Desenvolvimento Contínuo para Diretores (2022). Atualmente, ele é membro do Conselho de Administração, e Coordenador e especialista financeiro do Comitê de Auditoria Estatutária, da Companhia Paranaense de Energia - Copel. Biedermann tem experiência considerável como membro de conselhos em vários setores, incluindo organizações como Amcham/RS e a Associação de Diretores de Marketing e Vendas do Brasil - ADVB/RS. No momento, ele é presidente do Conselho de Administração da Brivia Dez e também tem cargos no Conselho de Administração da Lojas Lebes e da Solar. Ele é membro do Comitê de Auditoria do Suzano Papel e Celulose, Grupo Algar, Grupo Cornélio Brennand, Moinho Paulista, Bannisul, Grupo Raymundo da Fonte e Tribanco. Além disso, ele é instrutor do Instituto Brasileiro de Governança Corporativa - IBGC e sócio da Biedermann Consulting.

Fausto Augusto de Souza. O Sr. Souza nasceu em 4 de novembro de 1980. Ele tem MBA executivo em Finanças e Mercados de Capitais pela FAE Business School (2022), MBA executivo em Gestão - Setor de Eletricidade pela Fundação Getúlio Vargas (2019), mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Paraná (2015), bacharelado em Engenharia Eletrotécnica pela Universidade Tuiuti do Paraná (2011) e especialização em Automação e Controle de Processos Industriais pela Universidade Tecnológica Federal do Paraná (2005). Atualmente é membro do Conselho de Administração e do Comitê de Desenvolvimento Sustentável da Copel, e também atua como Engenheiro de Automação na Copel Distribuição S.A.

Marco Antônio Barbosa Cândido. O Sr. Cândido nasceu em 6 de março de 1969. Cândido é Ph.D. e mestre em Engenharia de Produção pela Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC (1997 e 1994) e em Engenharia Mecânica Aeronáutica pelo Instituto Tecnológico de Aeronáutica - ITA (1991). Ele participou de programas profissionais como Melhoria na Governança para Diretores e Conselheiros Fiscais de Empresas Estatais e Corporações de Economia Mista pela IBGC (2022) e Plano de Desenvolvimento Contínuo para Diretores pela IBGC (2022). Atualmente, Cândido é membro do nosso Conselho de Administração e Coordenador do Comitê de Investimento e Inovação. Ele também é diretor executivo e sócio fundador da MBC Consultoria, e membro dos Conselhos de Administração da Aebel, Expresso Princesa dos Campos e Athena Saúde S.A. Anteriormente, na Copel, ele foi presidente do Comitê de Auditoria Estatutária e membro do Comitê de Desenvolvimento Sustentável, além de membro do Conselho de Administração da Copel Distribuição S.A.

Geraldo Corrêa de Lyra Junior. O Sr. Lyra nasceu em 15 de agosto de 1964. Ele tem MBA em Política e Defesa pelo Centro Universitário de Lins - UNILINS (2015), MBA em Desenvolvimento Executivo Avançado - Gestão de Processos na Universidade Federal de Fluminense (2008) e bacharelado em Ciências Aeronáuticas como Coronel Aviador na Academia da Força Aérea - AFA (1987). Ele também participou de vários cursos, como o curso de defesa superior da Escola Superior de Guerra - ESG (2015); o curso de política e estratégia aeroespacial da Escola de Comando e Estado-Maior da Aeronáutica (2015); e o curso de comando e equipe geral da Escola de comando e equipe geral da Aeronáutica (2008). Na Copel, ele é membro do Conselho de Administração e Coordenador do Comitê de Desenvolvimento Sustentável.

Jacildo Lara Martins. Martins nasceu em 28 de outubro de 1966. Ele é bacharel em Direito pela UniOpet University (2012) e está se formando em Direito Público com ênfase em Direito Constitucional e em Direito Ambiental,

ambos na Escola Superior Verbo Jurídico. Na Copel, ele é membro do Conselho de Administração e Coordenador do Comitê de Segurança Cibernética e Segurança da Informação. Anteriormente, ele foi membro do Comitê de Minoritários da Copel.

Marcelo Souza Monteiro. O Sr. Monteiro nasceu em 3 de novembro de 1963. Ele é mestre em Economia pela Pontifical Catholic University of Rio de Janeiro - PUC/RJ (1993) e bacharel em Economia pela Fluminense Federal University - UFF (1986). Na Copel, ele é membro do Conselho de Administração, membro do Comitê de Investimentos e Inovação e membro do Comitê de Gente.

Viviane Isabela de Oliveira Martins. A Sra. Martins nasceu em 22 de agosto de 1976. Ela é formada em Engenharia Mecânica Industrial pela CEFET-MG (2000), pós-graduação em Administração de Empresas pela Fundação Dom Cabral em Belo Horizonte (2001), mestrado profissional em administração de empresas, com ênfase em finanças, da Fundação Pedro Leopoldo (2005), PhD em Administração de Empresas - Negócios Internacionais, da PUC Minas (2016) e um curso de extensão Advisor Trends Innovation: programa de certificação, da Inova Business School em São Paulo (2020). Atualmente, Martins é membro do Conselho de Administração, membro do Comitê de Gente e membro do Comitê de Ética da Copel.

Pedro Franco Sales. O Sr. Sales nasceu em 7 de setembro de 1977. Ele é detentor de certificação CFA (2006) e é formado em Engenharia de Produção Elétrica pela PUC Rio de Janeiro (2000). Na Copel, atualmente é membro do Conselho de Administração e membro do Comitê de Investimento e Inovação. Anteriormente, ele foi membro do Comitê de Gente da Copel. Ele também é membro dos Conselhos de Administração da GPS Participações e Empreendimentos S.A. e do Hospital Mater Dei S.A).

DIRETORIA EXECUTIVA

Nossa Diretoria Executiva se reúne quinzenalmente e é responsável por nossa gestão diária. Cada diretor executivo também tem responsabilidades individuais estabelecidas por nossos estatutos e regulamentos internos.

De acordo com nossos estatutos, nossa Diretoria Executiva é composto por nove membros. Os Diretores Executivos são eleitos pelo Conselho de Administração para mandatos de dois anos, sendo permitida a reeleição, mas podem ser removidos pelo Conselho de Administração a qualquer momento. Os termos dos membros atuais do Conselho Executivo expiram em maio de 2026. Os membros atuais são os seguintes:

Nome	Posição	Desde
Daniel Pimentel Slaviero	Presidente	2019
Márcia Cristina Ribeirete Baena	Vice-presidente de Gente e Gestão	2024
Felipe Gutterres Ramella	Investidores	2024
Diogo Mac Cord De Faria	Vice-presidente de Estratégia, Novos Negócios e Transformação Digital	2024
Yuri Müller Ledra	Vice-presidente Jurídico e de Compliance	2024
Vicente Loiacono Neto	Diretor de Governança, Risco e Compliance	2018
David Campos	Diretor de comunicação	2019
André Luiz Gomes da Silva	Vice-presidente de Regulação e Mercado	2024
Anderson Cotias e Silva	Diretor de suprimentos	2024

A seguir estão breves biografias dos membros atuais da Diretoria Executiva :

Daniel Pimentel Slaviero. O Sr. Slaviero nasceu em 22 de novembro de 1980. O Sr. Slaviero participou do programa Gestão de Proprietários/Presidentes - OPM (2015) e do Seminário de Presidentes da YPO Harvard (2010), ambos da Harvard Business School. Slaviero também concluiu o Executive Business Program (STC) da Kellogg School of Management/Fundação Dom Cabral (2009); e é formado em Administração de Empresas pela Universidade Positivo - UP (2001). Ele participou de programas de desenvolvimento profissional, como melhoria na governança para administradores e membros do conselho de supervisão de empresas estatais e de economia mista pela IBGC (2022); plano de desenvolvimento contínuo para administradores pela IBGC (2022). Atualmente, ele é nosso Presidente da Copel e atua como Presidente dos Conselhos de Administração de nossas subsidiárias integrais Copel Geração e Transmissão S.A., Copel Distribuição S.A., Copel Comercialização S.A. e Copel Serviços S.A. Ele também é membro titular da categoria Consumo do Conselho de Administração da ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. Anteriormente na Copel, atuou como Membro e Secretário Executivo do Conselho de Administração (2019-2023); Membro do Comitê de Investimento e Inovação (2021-2023); e Membro do Comitê de Desenvolvimento Sustentável (2021-2023).

Vicente Loiacono Neto. O Sr. Loiacono nasceu em 4 de junho de 1983. Possui mestrado em Direito Empresarial e Cidadania pelo Centro Universitário Curitiba - Unicuritiba (2021); pós-graduação em Direito de Processo Civil - Grandes Transformações pela Universidade do Sul de Santa Catarina (2010) e bacharelado em Direito pelo Centro Universitário Curitiba - Unicuritiba (2007). Ele participou de vários cursos de desenvolvimento profissional, como PDCA 2022/2023 - Workshop sobre Capital Humano pelo IBGC (2023); Melhoria na Governança para Administradores e Membros do Conselho de Supervisão de Empresas Estatais e Empresas de Economia Mista pelo IBGC (2022) e Plano de Desenvolvimento Contínuo para Administradores pelo IBGC (2022). Atualmente, ele é Diretor de Governança, Risco e Compliance, Coordenador do Comitê de Ética e membro do Comitê de Segurança Cibernética e Segurança da Informação. O Sr. Loiacono é advogado da Copel desde 2011, onde também atuou como Diretor Jurídico e de Compliance, Diretor Adjunto de Governança, Risco e Compliance e membro do Conselho de Orientação Ética.

David Campos. O Sr. Campos nasceu em 05 de novembro de 1969. Campos é bacharel em Comunicação Social - Jornalismo pela Universidade Estadual de Ponta Grossa - UEPG (1990). Ele participou de vários cursos de desenvolvimento profissional, como PDCA 2022/2023 - Workshop sobre Capital Humano pelo IBGC (2023); Melhoria na Governança para Administradores e Membros do Conselho de Supervisão de Empresas Estatais e Empresas de Economia Mista pelo IBGC (2022) e Plano de Desenvolvimento Contínuo para Administradores pelo IBGC (2022). Atualmente, ele é Diretor de Comunicação da Copel.

Felipe Gutterres Ramella. O Sr. Gutterres nasceu em 14 de abril de 1973. Ele é formado em Especialização em Administração de Empresas pelo Instituto de Pós-Graduação em Administração da Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ (2000) e em Economia também pelo UFRJ (1996). Ele participou de vários programas de desenvolvimento profissional, como o Programa de Treinamento de Membros do Conselho, na Fundação Dom Cabral - FDC (2020), Programa de Gestão Geral, na Harvard Business School, Boston - EUA (2009), Gestão de Marketing Industrial, na Escola de Marketing Industrial (2003), MBA Executivo - COPPEAD, na UFRJ (2001); Finanças do Projeto, na Euromoney Training - Nova York - EUA (1999); e Planejamento e Tomada de Decisão Financeira em Petróleo e Gás, no Shell Lensbury Center - Teddington, Inglaterra (1998). Na Copel, atualmente é Vice-Presidente de Finanças e Relações com Investidores, sendo também Diretor de Finanças e Relações com Investidores da Copel Geração e Transmissão S.A. e da Copel Distribuição S.A., e Diretor de Finanças da Copel Comercialização S.A. e da Copel Serviços S.A. Ele também é sócio da Luvi One (Holding de investimentos alternativos e consultoria empresarial).

Márcia Cristina Ribeirete Baena. A Sra. Baena nasceu em 19 de janeiro de 1972. Ela é pós-MBA por concluir o Programa Avançado de Sala de Diretoria para Mulheres, da Saint Paul Business School (2019), além de ter um MBA Executivo em Gestão de Negócios e Estratégia da Universidade Federal do Paraná - UFPR (2003), uma especialização em Negócios, com ênfase em Recursos Humanos, da Pró-Reitoria de Pesquisa e Pós-Graduação, PUC-PR (1998) e uma graduação em Psicologia, da UFPR (1995). Ela participou de vários programas de desenvolvimento profissional, como pessoas, Comitê de Cultura e Governança, do IBGC (2023), Liderando a inovação como membros do conselho - Lições de Israel, Universidade de Tel-Aviv (2022), Digital on Board - Programa de treinamento para membros do conselho com fluência digital, por HSM (2020-2021), Mulheres nos negócios, pela London School of Economics - LSE (2019), Transição para liderança, pela Academia de Liderança da Cargill, EUA/ARG/BRA (2009), Treinamento de gestão de mudanças, do Prosci Change Management Learning Institute, EUA (2008), Arquiteto de liderança 101 - Metodologia 9 Box Lominger - Buenos Aires, Argentina (2008), Cargill Women's Forum 2006 - Mineápolis, EUA, (2006) e Treinamento para Coordenadores em Dinâmica de Grupo, da Sociedade Brasileira de Dinâmica dos Grupos - SBDG (2000). Na Copel, ela é atualmente Vice-Presidente de Gente e Gestão e membro do Comitê de Ética, sendo também membro dos Conselhos de Administração da Copel Distribuição S.A. e da Copel Serviços S.A.

Diogo Mac Cord de Faria. O Sr. Faria nasceu em 20 de março de 1983. Ele tem mestrado em Administração Pública pela Universidade de Harvard (2017); doutorado em Ciências pelo Programa de Engenharia Elétrica da USP (2016); mestrado em Desenvolvimento de Tecnologia pela Lactec (2013); e diploma em Engenharia de Produção Mecânica pela PUC-PR (2007). Atualmente, na Copel ele é Vice-Presidente de Estratégia, Novos Negócios e Transformação Digital, e Membro do Comitê de Segurança Cibernética e Segurança da Informação. Atual também como Diretor Geral e Membro do Conselho de Administração da Copel Serviços S.A., e membro dos Conselhos de Administração da Copel Geração e Transmissão S.A. e da Copel Comercialização S.A.

Yuri Müller Ledra. O Sr. Ledra nasceu em 12 de junho de 1986. Possui especialização em Direito Civil e Comercial pela Pontifícia Universidade Católica do Paraná (2015), graduação em Direito pela Faculdade de Ciências Sociais de Florianópolis (2010); e graduação em Administração de Empresas, com especialização em Comércio Exterior, pelo Centro de Educação Superior Unica (2009). Atualmente, na Copel ele é Vice-Presidente Jurídico e de Compliance. Atual também como Diretor Jurídico e de Compliance de nossas subsidiárias integrais Copel Geração e Transmissão S.A., Copel Distribuição S.A., Copel Comercialização S.A. e Copel Serviços S.A.

André Luiz Gomes da Silva. O Sr. Silva nasceu em 10 de agosto de 1976. Possui mestrado em Economia pelo Instituto Brasileiro de Ensino, Desenvolvimento e Pesquisa de Brasília (2023) e graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Engenharia de Itajubá (1999). Ele participou de programas de desenvolvimento profissional, como o Curso para Membros do Conselho, pelo Instituto Brasileiro de Governança Corporativa - IBGC (2023). Atualmente, na Copel ele é Vice-Presidente de Regulação e Mercado.

Anderson Cotias e Silva. O Sr. Silva nasceu em 30 de julho de 1979. Silva tem MBA executivo (Programa de Desenvolvimento de Gestão) em Gestão Geral, da IESE Business School (2023); MBA em Gestão de Negócios da IBMEC-RJ (2015); Especialização em Engenharia Metalúrgica com ênfase em siderurgia, da PUC-RJ (2008); e graduação em Administração de Empresas da Universidade do Grande Rio (2007). Ele participou de programas de desenvolvimento profissional, como Business for All - Management, da Harvard Business School (2023); Digital Transformation, do MIT Sloan Executive Education (2022); Innovation Leadership Program, da Tel Aviv University - Lahav Executive Education (2022); Green Belt - Six Sigma, da Seta Desenvolvimento Gerencial (2011); e Training Course in Business Logistics, COPPEAD, da Federal University of Rio de Janeiro - UFRJ (2006). Atualmente, na Copel ele é Diretor de Suprimentos.

CONSELHO FISCAL

Nosso Conselho Fiscal é um órgão funcional não permanente. O Conselho Fiscal consiste em três membros e três suplentes eleitos para mandatos de um ano pelos acionistas na reunião anual. O Conselho Fiscal, que é independente da nossa administração e dos nossos auditores externos, tem as responsabilidades previstas na Lei Federal no 6.404/1976, que incluem, entre outras:

- analisar nossas demonstrações financeiras e reportá-las aos nossos acionistas;
- emitir relatórios sobre alterações propostas na capitalização, orçamentos corporativos e distribuições propostas de dividendos e qualquer reorganização corporativa a ser submetida aos acionistas; e
- em geral, supervisionando as atividades de gestão e relatando-as aos nossos acionistas.

A tabela a seguir lista os membros atuais e alternativos do Conselho Fiscal, que foram nomeados na 69ª assembleia anual de acionistas, realizada em 22 de abril de 2024. O prazo de todos os membros do Conselho de Supervisão indicado abaixo expirará em abril de 2025.

Titulares	Desde
Demetrius Nichele Macei	2024
Francisco Olinto Velo Schmitt	2024
Filipe Bordalo di Luccio	2024
Suplentes	
José Paulo da Silva Filho	2024
Kuno Dietmar Frank	2024
Patricia da Silva Barros	2024

COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO

Nosso Estatuto estabelece o funcionamento do nosso Comitê de Auditoria Estatutário, composto por três a cinco membros, com um mandato unificado de dois anos, eleito e demitido pelo Conselho de Administração, sendo permitida a reeleição e cujas características, composição, funcionamento e requisitos de especialização são previstos em Regulamentos Internos específicos. Este Comitê é subordinado ao Conselho de Administração, ao qual está diretamente vinculado. A maioria de seus membros será independente. Pelo menos um membro também será membro do Conselho de Administração, um membro não será membro do Conselho de Administração e um membro terá conhecimento profissional reconhecido em assuntos contábeis, de auditoria e financeiros da corporação.

De acordo com as regras de procedimento do Comitê de Auditoria Estatutário, cada membro deve ser nomeado e pode ser substituído por uma resolução do nosso Conselho de Administração. Os atuais membros do nosso Comitê de Auditoria são Carlos Biedermann (coordenador e especialista financeiro do comitê de auditoria), Pedro Franco Sales e Luiz Claudio Maia Vieira, todos membros independentes.

O Comitê de Auditoria Estatutário é responsável por supervisionar os processos relacionados à preparação de nossas demonstrações financeiras, garantir que estejamos em conformidade com todos os requisitos legais relacionados às nossas obrigações de relatório, monitorar o trabalho dos auditores independentes e nossa equipe que são responsáveis por nossa auditoria interna e revisar a eficácia de nossos procedimentos e equipe de controle interno e gestão de risco. O Comitê de Auditoria Estatutária se reúne pelo menos mensalmente ou extraordinariamente sempre que necessário.

De acordo com nossos estatutos, o Comitê de Auditoria Estatutário também desempenha um papel na organização de nossa área de Auditoria Interna, uma função interna vinculada ao nosso Conselho de Administração por meio do nosso Comitê de Auditoria Estatutária. Nosso Conselho de Administração aprovará o plano de Auditoria Interna Anual, conforme proposto pela Auditoria Interna, com a ajuda do Comitê de Auditoria Estatutário e nomeará o chefe da Auditoria Interna após a recomendação do Comitê de Auditoria Estatutário. Nossa Auditoria Interna é responsável por enviar um plano de auditoria baseado em risco e realizar o trabalho de auditoria solicitado pelo Conselho de Administração, pelo Comitê de Auditoria Estatutário e pela gerência, acompanhando as constatações e ações corretivas e relatando periodicamente à gerência sênior e ao Comitê de Auditoria Estatutário sobre quaisquer ações corretivas não implementadas de forma eficaz, e garantindo que os princípios de integridade, objetividade, confidencialidade e competência sejam aplicados e cumpridos.

COMITÊ DE INDICAÇÃO E AVALIAÇÃO - CIA

O Comitê de Indicação e Avaliação foi encerrado após nossa transformação em uma corporação com capital disperso e sem um acionista controlador em 11 de agosto de 2023.

COMITÊ DE INVESTIMENTO E INOVAÇÃO - CII

Em 2021, criamos o Comitê de Investimentos e Inovação ("CII"), um órgão consultivo do Conselho de Administração, e aprovamos a Política de Investimento para melhorar a alocação de capital, uma ferramenta essencial para a execução de nossas Diretrizes Estratégicas de crescimento sustentável, geração de valor para os acionistas e a longevidade de nossos negócios de energia. A política estabelece critérios para a seleção, priorização, avaliação, aprovação e monitoramento de investimentos. Como tal, o desenvolvimento de projetos leva em conta esta Política e nossas Diretrizes Estratégicas. Nossa Política de Investimento está disponível em nosso site ri.copel.com/en/.

O CII é um membro permanente do nosso órgão estatutário que fornece apoio ao nosso Conselho de Administração. O objetivo do CII é analisar e emitir recomendações sobre nossos planos de investimento, a fim de facilitar a supervisão robusta de nossos investimentos pelo Conselho de Administração. O CII trabalha em estreita colaboração conosco e seu escopo pode ser estendido a empresas controladas, afiliadas e outras empresas nas quais temos participação acionária.

É composto por três membros, com mandato unificado de dois anos, eleitos e demitidos pelo Conselho de Administração, sendo permitida a reeleição.

Membro	Posição	Data da consulta
Marco Antônio Barbosa Cândido	Coordenador	20 de setembro de 2023
Pedro Franco Sales	Membro	9 de maio de 2024
Marcelo Souza Monteiro	Membro	20 de setembro de 2023

COMITÊ DE DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL - CDS

O Comitê de Desenvolvimento Sustentável (“CDS”) é um órgão independente e permanente que aconselha o Conselho de Administração. A CDS pode interagir com empresas direta ou indiretamente controladas por nós quando determinado pelo Conselho de Administração. Sua função, operação e composição são determinadas por políticas internas aprovadas pelo Conselho de Administração. Entre suas atividades, destacamos a assistência ao conjunto de diretrizes, políticas e princípios para a gestão de pessoal e nosso desenvolvimento sustentável, com foco em questões sociais, ambientais e de governança (“ESG”), com base nas melhores práticas de mercado.

É composto por três membros, com mandato unificado de dois anos, eleitos e demitidos pelo Conselho de Administração, sendo permitida a reeleição.

Membro	Posição	Data da consulta
Geraldo Corrêa de Lyra Junior	Coordenador	9 de maio de 2024
Lavinia Rocha de Hollanda	Membro	20 de setembro de 2023
Fausto Augusto de Souza	Membro	20 de setembro de 2023

COMITÊ DE ACIONISTAS MINORITÁRIOS - CDM

O Comitê de Acionistas Minoritários foi encerrado após nossa transformação em uma corporação com capital disperso e sem um acionista controlador em 11 de agosto de 2023.

COMITÊ DE GENTE

O Comitê de Gente é um órgão independente e permanente que aconselha o Conselho de Administração. Sua principal função é trabalhar na proposta de políticas e diretrizes em relação à gestão de pessoas. Mais informações sobre esta operação estão detalhadas nas políticas internas aprovadas pelo Conselho de Administração.

É composto por três membros, com mandato unificado de dois anos, eleitos e demitidos pelo Conselho de Administração, sendo permitida a reeleição.

Membro	Posição	Data da consulta
Viviane Isabela de Oliveira Martins	Coordenador	9 de maio de 2024
Marcelo Souza Monteiro	Membro	20 de setembro de 2023
Mario Cunha Campos	Membro	9 de maio de 2024

REMUNERAÇÃO DOS EXECUTIVOS

De acordo com a legislação, a remuneração total do Conselho de Administração, da Diretoria Executiva e do Conselho Fiscal é estabelecida anualmente em nossa reunião anual de acionistas. Nos termos do parágrafo 3 do artigo 162 da Lei nº 6404/1976, a remuneração dos membros do nosso Conselho Fiscal deve ser igual ou superior a 10% da remuneração média paga aos membros da Diretoria Executiva (excluindo benefícios, fundos de representação e planos de participação nos lucros, se aplicável). Os membros do Conselho Fiscal receberam, em 2024, 10,58% da remuneração média paga aos membros da Diretoria Executiva.

Os membros do Comitê de Auditoria receberam 34% a mais (o coordenador 60,23% a mais) do que a remuneração mensal fixa paga aos membros do Conselho de Administração.

Para o ano encerrado em 31 de dezembro de 2024, o valor consolidado da remuneração paga por nós aos membros do nosso Conselho de Administração, Conselho Executivo e Conselho Fiscal foi de R\$ 31,8 milhões, dos quais 83,1% foram para a Diretoria Executiva, 10,7% para o Conselho de Administração, 4,7% para os Comitês e 1,5% para o Conselho Fiscal, conforme aprovado pela 69ª Assembleia Geral Ordinária e pela 210ª Assembleia Geral Extraordinária, de 22 de abril de 2024.

A tabela a seguir mostra detalhes adicionais sobre a remuneração paga aos membros do nosso Conselho de Administração, Conselho Executivo e Conselho de Supervisão pelos períodos indicados

Área	Remuneração (R\$ 000) nos anos encerrados em 31 de dezembro,								
	Conselho de Administração			Dirigentes executivos			Conselho de supervisão		
	2024	2023	2022	2024	2023	2022	2024	2023	2022
Número de membros ⁽¹⁾	8.83	9.08	9.00	8.58	7.08	7.00	3.0	4.42	5.00
Salário total	3,185.48	1,736.60	1,151.02	8,190.45	6,292.88	5,073.34	466.65	622.74	659.43
Maior salário	818.41	411.61	227.83	1,584.92	1,051.87	879.23	168.74	155.50	131.89
Menor salário	313.20	267.55	131.89	799,41	891.48	381.90	168.74	141.37	10.99
Salário médio	360.62	179,1	185.36	954.23	824,7	708.83	155.55	102,7	127.86
Remuneração pelos comitês participantes ⁽²⁾	1,505.65	1,124.06	814.54	0	—	—	-	—	—
Outros ⁽³⁾	3,675.62	129.68	92.41	32,064.72	3,742.15	755.74	-	4.11	12.60
Total⁽⁴⁾	8.366,75	2.990,34	2.057,98	40.255,16	10.035,03	5.829,08	466,65	626,85	672,02

(1) Este número corresponde ao número médio de membros por ano.

(2) Refere-se à contribuição de pensão privada, plano de assistência, bônus (somente diretores) e subsídio alimentar (somente diretores) e encargos trabalhistas (ano de 2021). Em conformidade com a Carta Circular/ANUAL-2022- CVM/SEP, o cargo de 2022 e 2023 não apresenta os valores relacionados a encargos trabalhistas.

(3) Compreende o salário total, remuneração pela participação em comitês e outros.

Como mecanismo de remuneração/indenização para diretores em caso de demissão, a critério do Conselho de Administração, oferecemos remuneração extraordinária para celebrar um acordo de não concorrência e para a proteção de informações confidenciais.

Plano de incentivo de longo prazo - ILP

Em 22 de abril de 2024, a Assembleia Geral Extraordinária aprovou o Plano para Concessão de Ações Restritas e Ações por Desempenho, que visa: (i) alinhar a remuneração da administração e posições-chave com nossos objetivos de longo prazo; (ii) anexar parte da remuneração à geração de valor para a Empresa; (iii) promover uma cultura de meritocracia e alto desempenho; e (iv) reter e atrair talentos que agregam valor à Empresa.

O Plano é gerenciado pelo Conselho de Administração, com o apoio do Comitê de Gente. Os membros do Conselho de Administração são elegíveis apenas para receber ações restritas e os Diretores e Empregados são elegíveis para receber ações restritas e ações restritas por desempenho. (Consulte a nota 27.6. das Demonstrações Financeiras)

Concessão de ações restritas

No âmbito do Plano, podem ser concedidas ações restritas correspondentes a até 0,2% do nosso capital social. A aquisição de direitos ocorre após 2 anos a partir da data da concessão, em conformidade com os termos e condições estabelecidos no Plano, programas e contratos específicos, exceto para a primeira concessão, assinada em 2024, para membros do Conselho de Administração, que tem um prazo igual ao período restante dos termos atuais de mandato.

As ações recebidas pelos participantes estão sujeitas a um período de restrição, a partir de sua entrega, por um período definido pelo Conselho de Administração, com um mínimo de dois anos para os participantes que são Membros do Conselho. Durante o período de restrição, o participante terá direito aos rendimentos correspondentes às ações e também poderá exercer os direitos políticos da ação sem nenhuma restrição.

Em 31 de dezembro de 2024, apenas as ações restritas detalhadas na tabela abaixo haviam sido concedidas, e a despesa reconhecida na demonstração de resultados do ano em relação ao patrimônio líquido foi de R\$ 5.595. (Consulte a nota 27.6. da demonstração financeira)

Ações concedidas	Valor justo R\$ (*)	Aprovação do CAD	Concessão e início da aquisição	Aquisição de direitos (data de aquisição)	Restrição até	Status
397.742	8.12	Agosto de 2024	02.05.2024	01.05.2024	01.05.2027	Em andamento(**)
516.047	7.60	Outubro de 2024	02.05.2024	25.10.2025	n/a	Em andamento(**)
516.050	7.34	Outubro de 2024	02.05.2024	25.10.2026	n/a	Em andamento(**)
516.058	7.02	Outubro de 2024	02.05.2024	25.10.2027	n/a	Em andamento(**)

(*) Método de cálculo: Preço das ações ordinárias na data da concessão, ajustado para dividendos esperados

(**) A aquisição de direitos de ações ainda não ocorreu (período de aquisição).

EMPREGADOS

Em 31 de dezembro de 2024, tínhamos 4.389 empregados, em comparação com 5.804 em 31 de dezembro de 2023 e 5.875 em 31 de dezembro de 2022. A tabela a seguir mostra o número de empregados e sua distribuição por área de atividade nas datas indicadas em cada área de atividade:

Área	Em 31 de dezembro de		
	2024	2023	2022
Geração e transmissão	1,091	1,477	1,487
Distribuição	3,199	4,203	4,257
Serviços	0	0	0
Equipe corporativa e pesquisa e desenvolvimento	60	83	84
Outros empregados	39	41	47
Total de empregados da Copel e subsidiárias integrais	4.389	5.804	5.875
Compagas	0	129	132
Elejor	7	7	7
UEG Araucária	0	14	15
Total	4.396	5.954	6.029

Todos os nossos empregados são cobertos por acordos coletivos de negociação que renegociamos anualmente com sindicatos que representam as várias categorias profissionais. Em 2024, negociamos e firmamos acordos com os sindicatos que representam nossos empregados, a partir de outubro, por um período de um ano. Concordamos com ajustes salariais de 4,09%.

Oferecemos vários benefícios aos nossos empregados. O mais significativo é o nosso patrocínio à Fundação Copel de Previdência e Assistência Social, que complementa os benefícios de aposentadoria e saúde públicas disponíveis aos nossos empregados. Até 31 de dezembro de 2024, aproximadamente 99,1% dos nossos empregados haviam optado por participar de um plano de contribuição definido.

De acordo com a lei federal e nossa política de remuneração, nossos empregados participam de um plano de participação nos lucros. O Conselho de Administração e os acionistas na Assembleia Geral de Acionistas devem aprovar o valor dessa remuneração, que é determinada por meio de um acordo entre um comitê de empregados e a Companhia. O recebimento de remuneração de um empregado está condicionado ao cumprimento de determinados parâmetros de referência estabelecidos pela nossa reunião anual de acionistas. O valor das distribuições de participação nos lucros reservadas e aprovadas para o ano fiscal de 2024 foi de R\$ 125,1 milhões.

Em 12 de fevereiro de 2020, o Conselho de Administração aprovou a implementação, dentro da Copel e de suas subsidiárias integrais, de um programa de incentivo de curto prazo chamado Prêmio Por Desempenho - PPD, direcionado para alinhar os esforços em diferentes níveis organizacionais aos nossos objetivos estratégicos. O último ciclo do programa começou em 1º de janeiro de 2023 e terminou em 31 de dezembro de 2023. O pagamento ocorreu em abril de 2024. Os resultados obtidos no final deste ciclo final mostram que 35,4% de nossas áreas atingiram ou excederam nossas metas e a média do Índice de Cumprimento de Metas foi de 83,1%. O ciclo de 2024 será auditado e o pagamento está programado para abril de 2025.

PARTICIPAÇÃO ACIONÁRIA

A partir de janeiro de 2025, os membros da diretoria e os diretores executivos mantiveram, coletivamente, direta ou indiretamente, menos de 1,0% de qualquer classe de nossas ações.

A tabela a seguir indica os membros do conselho, executivos e membros do Conselho de Supervisão que mantiveram ações em janeiro de 2025 e sua respectiva participação acionária em tal data, considerando as ações negociadas na [B]³. Nenhum outro membro do conselho, executivo, membro ou membro alternativo do Conselho de Supervisão deteve ações emitidas por nós em janeiro de 2025.

	Número de ações ⁽¹⁾		
	Comum	Classe A	Classe B
Conselho de Administração			
Marcel Martins Malczewski	—	—	—
Marco Antônio Barbosa Cândido	—	—	—
Carlos Biedermann	—	—	—
Fausto Augusto de Souza	—	—	—
Marcelo Souza Monteiro	10	—	—
Geraldo Corrêa de Lyra Junior	—	—	—
Jacildo Lara Martins	—	—	—
Pedro Franco Sales	603,700	—	—
Viviane Isabela de Oliveira Martins	—	—	—
Executivos	—	—	—
Daniel Pimentel Slaviero	—	—	—
David Campos	—	—	—
Felipe Gutterres Ramella	—	—	—
Anderson Cotias E Silva	—	—	—
André Luiz Gomes da Silva	—	—	—
Diogo Mac Cord de Faria	—	—	—
Márcia Cristina Ribeyre Baena	—	—	—
Yuri Müller Ledra	—	—	—
Vicente Loiacono Neto	—	—	—
Fernando Mano da Silva	—	—	—
Adriano Fedalto	—	—	—
Marcio Raphael Ploszaj	—	—	—
Marco Antonio Villela de Abreu	—	—	—
Julio Shigeaki Omori	—	—	—
Karine Matsunaga Lopes Torres	—	—	—
Rodolfo Moraes Fontes Lima	—	—	—
Conselho de supervisão – Membros	—	—	—
Demetrius Nichele Macei	—	—	—
Filipe Bordalo Di Luccio	—	—	—
Francisco Olinto Velo Schmitt	—	—	—
Kuno Dietmar Frank	—	—	—
Patricia da Silva Barros	—	—	—

(1) Considera a divisão de ações e as ações mantidas direta ou indiretamente.

ITEM 7. PRINCIPAIS ACIONISTAS E TRANSAÇÕES DE PARTES RELACIONADAS

PRINCIPAIS ACIONISTAS

Em 11 de agosto de 2023, ocorreu a liquidação financeira da oferta base secundária de ações detidas pelo Estado do Paraná e a oferta base primária de novas ações do COPEL, resultando em nossa transformação em uma sociedade anônima de capital disperso e sem um acionista controlador. Após a conclusão da Oferta Base, o Estado do Paraná reduziu sua participação com direito a voto. Em 11 de setembro de 2023, foi liquidado o lote suplementar (greenhoe) da Oferta Base. Em 31 de dezembro de 2024, o Estado do Paraná detinha diretamente 27,57% das ações ordinárias.

Em 31 de dezembro de 2024, a BNDESPAR detinha diretamente 10,09% de nossas Ações Ordinárias.

A tabela a seguir apresenta certas informações sobre a titularidade de nossas Ações Ordinárias em 31 de dezembro de 2024:

Acionista	Ações ordinárias ⁽¹⁾	
	(milhares)	(% do total)
Estado do Paraná	358.562.509	12,02
BNDESPAR	131.161.562	4,40
Flutuação pública - Negociada como parte da ADS	14.500.773	0,49
Flutuação pública - Negociada na [B] ³	790.177.462	26,49
Todos os diretores e executivos como um grupo com negociação em [B] ³⁽²⁾	603.710	0,02
Flutuação pública – Negociada na Latibex	208	0,01
Outro ⁽³⁾	3.112.727	0,10
Tesouraria	2.623.800	0,09
Total	1.300.347.300	43,59

(1) Inclui ações mantidas por meio da ADS.

(2) Em 31 de dezembro de 2024, nossos diretores e executivos possuíam um total de 603.710 Ações Ordinárias. Nenhum de nossos diretores e executivos detém mais de 1% de nossas Ações Ordinárias.

(3) Ações mantidas diretamente nos registros do nosso registrador.

A tabela a seguir apresenta certas informações sobre a propriedade de nossas Ações Classe B em 31 de dezembro de 2024:

Acionista	Ações Classe B ⁽¹⁾	
	(mil)	(% do total)
Estado do Paraná	116.081.402	3,89
BNDESPAR	524.646.248	17,59
Negociado como ADSs	87.882.836	2,95
Negociado na [B] ³	945.052.336	31,68
Todos os diretores e executivos como um grupo com negociação em [B] ³⁽²⁾	—	0,00
Negociado na Latibex	1.647.643	0,06
Outro ⁽³⁾	950.225	0,03
Tesouraria	3.074.600	0,10
Total	1.679.335.290	56,30

(1) Considera ações mantidas por meio da ADS.

(2) Em 31 de dezembro de 2023, nossos diretores e executivos possuíam um total de 101.700 Ações Classe B, incluindo ADSs.

(3) Ações mantidas diretamente nos registros do nosso registrador.

Em 31 de março de 2025, 22,88% das Ações Ordinárias e 15,61% das Ações de Classe B eram detidas por residentes dos Estados Unidos registrados na [B]³ e as ADSs listadas na NYSE representavam 1,02% das Ações Ordinárias e 5,20% das Ações de Classe B.

Após nossa migração para o Nível 2 dos Padrões de Governança da B3, em dezembro de 2021, foi concedido ao titular de Ações Preferenciais direito de voto restrito em relação a determinados assuntos.

Em 11 de agosto de 2023, ocorreu a liquidação financeira da oferta secundária de ações detidas pelo Estado do Paraná e a oferta base primária de novas ações da Copel, transformando-nos em uma sociedade anônima de capital disperso e sem acionista controlador. A oferta pública primária de distribuição, composta por uma oferta base (229.886.000) mais lote suplementar (16.370.841), gerou um aumento de 246.256.841 ações ordinárias em nosso capital social.

Oferta primária e secundária

Após a conclusão das ofertas primária e secundária, com a oferta base encerrada em 11 de agosto de 2023 e a oferta suplementar em 11 de setembro de 2023, nosso capital social passa a ser de R\$ 12.831.618.938,25, composto por 2.982.810.591 ações sem valor nominal, sendo 1.300.347.300 ações ordinárias e 1.682.463.291 ações preferenciais, dos quais 3.128.000 são ações de Classe A e 1.679.335.290 são ações de Classe B, e 1 classe especial de ações preferenciais (Golden Share), detida exclusivamente pelo Estado do Paraná.

Ação Golden Share

A Lei 22.272/2022 do Estadual do Paraná, que permitiu a transformação em sociedade anônima de capital disperso e sem um acionista controlador, criou uma classe especial de ações preferenciais denominada Golden Share, de propriedade exclusiva do Estado do Paraná. A Golden Share concede ao Estado do Paraná o poder de vetar decisões em nossas assembleias gerais sobre determinados assuntos, como:

- i) Aprovar e executar o Plano Anual de Investimento da Copel Distribuição S.A., caso os investimentos a partir do ciclo tarifário de 2021/2025 não atinjam, no mínimo, o dobro da Cota de Reintegração Regulatória (QRR) para este ciclo ou no total até o final da concessão.
- ii) Modificar nossos estatutos para remover ou alterar:
 - a. a obrigação de manter o razão social atual da Companhia;
 - b. a obrigação de manter a sede da Companhia no Estado do Paraná;
 - c. a regra que impede qualquer acionista ou grupo de votar com mais de 10% do total de ações com direito a voto;
 - d. a regra que proíbe a celebração, apresentação e o registro de acordos de acionistas para o exercício do direito de voto, exceto para a formação de blocos com um número de votos inferior ao limite do Estatuto Social.

A Golden Share foi criada a partir da conversão de uma ação ordinária detida pelo Estado do Paraná em uma ação preferencial, e dá ao titular a prioridade de resgate, sem qualquer prêmio, caso a empresa seja liquidada, com base no percentual de ações de nosso capital.

Proteção contra dispersão de compartilhamento

Qualquer acionista ou grupo de acionistas que adquira, direta ou indiretamente, ações ordinárias superiores a 25% do nosso capital votante deverá, caso não reduza suas participações para abaixo desse patamar no prazo de 120 dias, fazer uma oferta pública de aquisição da totalidade das ações ordinárias remanescentes. Esta oferta deverá ter valor mínimo 100% superior ao maior preço das ações ordinárias nos últimos 504 pregões anteriores à data em que o acionista ou grupo de acionistas excedeu o limite, atualizado diariamente à taxa do Sistema Especial de Liquidação e Custódia ("SELIC"). No entanto, essa obrigação não se aplica aos acionistas que, em 11 de agosto de 2023, detinham mais do que o limite especificado. Aplicar-se-á se (1) sua participação aumentar e exceder 25% do capital votante após uma redução, ou (2) adquirir ações adicionais sem reduzir sua participação abaixo do percentual fixado e não as vender no prazo especificado. Para acionistas que adquirirem mais de 50% do nosso capital votante e não reduzirem suas participações para valores inferiores a esse patamar no prazo de 120 dias, deverá ser realizada uma oferta pública de aquisição da totalidade das ações ordinárias remanescentes. Esta oferta deverá ter um valor, no mínimo, 200% superior ao maior preço das ações ordinárias nos últimos 504 pregões antes da data em que o limite for ultrapassado, atualizado diariamente à taxa SELIC.

Encerramento do Programa de Units

Em abril de 2021, lançamos o Programa de Units com a conversão de ações ordinárias e preferenciais na proporção de 1 CPLE3 e 4 CPLE6 em 1 CPLE11 (Unit). A conversão de ações e a criação de units estavam sujeitas a uma subscrição mínima de aproximadamente 60% das ações então em circulação. Como resultado de nossa recente transformação em uma sociedade anônima com capital disperso e sem acionista controlador, a liquidez de nossas ações ordinárias aumentou significativamente e o Programa de Units passou a não atender mais ao objetivo para o qual foi criado.

Na Assembleia Geral Extraordinária realizada em 18 de dezembro de 2023, nossos acionistas aprovaram o encerramento do Programa da Units. A rescisão implicava o cancelamento dos depositary receipts de ações, conhecidos como “Units” (CPLE11). De acordo com a rescisão do programa, cada unit foi subsequentemente desagregada em suas ações subjacentes, resultando na entrega de uma ação ordinária (CPLE3) e quatro ações preferenciais de classe “B” (CPLE6) para cada unit detida. Os direitos, benefícios e restrições associados a essas ações permanecem inalterados após a desagregação.

TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

Realizamos transações, incluindo a venda de energia elétrica e encargos de uso do sistema de transmissão, com nossos principais acionistas e com nossas joint ventures e coligadas. As tarifas que cobramos sobre energia elétrica vendida às nossas partes relacionadas são aprovadas pela ANEEL e os valores não são relevantes. Também fornecemos garantias no contexto de operações de financiamento e contratos de compra de energia celebrados por nossas subsidiárias no curso normal dos negócios.

As transações com partes relacionadas estão sujeitas a regras específicas de governança quanto à aprovação e divulgação, de acordo com a Lei das Sociedades por Ações e as regulamentações da CVM e da ANEEL, conforme aplicável, o Estatuto Social da Companhia, nossa Política de Transações com Partes Relacionadas (disponível no site de relações com investidores da Copel - <https://ri.copel.com/>) e outras políticas internas.

A seguir, resumimos as transações mais significativas com nossas partes relacionadas. Para obter mais informações, consulte a Nota Explicativa 33 das demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Transações com entidades com influência significativa

BNDES e BNDESPAR

A BNDESPAR, subsidiária integral da BNDES, detém 10,1% das nossas Ações Ordinárias. O BNDES nos concedeu empréstimos para financiar a construção de instalações de geração e transmissão, e tanto o BNDES quanto o BNDESPAR adquiriram debêntures emitidas pelos parques eólicos Cutia, Nova Asa Branca I, Nova Asa Branca II, Nova Asa Branca III, Nova Eurus IV e Ventos de Santo Uriel, que são nossas subsidiárias. Em 31 de dezembro de 2024, tínhamos um agregado de R\$ 1.979,9 milhões em dívida líquida pendente com o BNDES e o BNDESPAR nessas operações de financiamento. Para informações adicionais, consulte as Notas Explicativas 19 e 20 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas, bem como o Item 5. Análise Operacional e Financeira e Prospectivas – Liquidez e Recursos de Capital.

Estado do Paraná

Em 31 de dezembro de 2024, tínhamos R\$ 23,3 milhões em recebíveis do Estado do Paraná. O valor refere-se principalmente ao programa *Energia Solidária*, instituído pela Lei Estadual nº 20.943/2021, que define certos benefícios relacionados ao consumo de energia elétrica por unidades de consumidoras residenciais de famílias de baixa renda residentes no Estado do Paraná.

Transações com Joint Ventures e Associados

Em 31 de dezembro de 2024, tínhamos R\$ 2,7 milhões em contas a receber e R\$ 1,4 em passivos com nossas Joint Ventures e Associados, referindo-se a contratos de serviços de operação e manutenção, contratos de compartilhamento de instalações e contratos de compra e venda de energia.

Transações com outras partes relacionadas

Fundação Copel

A *Fundação Copel* é um fundo de pensão fechado patrocinado por nós e outras entidades que executam e operam planos de benefícios, bem-estar e assistência social. Em 2024, fizemos pagamentos à Fundação Copel que consistem em aluguel e despesas com planos de pensão e previdência social, conforme divulgado nas Notas Explicativas 21 e 33 das demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Outras partes relacionadas

Em 31 de dezembro de 2024, tínhamos saldos a receber e a pagar de outras partes relacionadas principalmente a contratos de prestação de serviços, pesquisa e desenvolvimento, venda de energia e saneamento básico, conforme divulgado na Nota Explicativa 33 das demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Transações com a equipe de gerenciamento chave

Os honorários e encargos previdenciários e as despesas com planos de previdência e assistência médica com a Administração são divulgados nas Notas Explicativas 21 e 29.2 das demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

ITEM 8. INFORMAÇÕES FINANCEIRAS

Consulte a seção Informações financeiras.

A. Informações financeiras consolidadas

Veja "Item 5. Análise Operacional e Financeira e Prospectivas – Visão geral" e "Item 18. Demonstrações Financeiras."

PROCESSOS JUDICIAIS

Atualmente, estamos sujeitos a vários processos relacionados a demandas civis, administrativas, trabalhistas e fiscais. Nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas incluem apenas provisões (i) quando temos uma obrigação presente (legal ou construtiva) resultante de um evento passado, (ii) é provável (ou seja, mais provável do que não) que uma saída de recursos incorporando benefícios econômicos seja necessário para liquidar a obrigação, (iii) e uma estimativa confiável possa ser feita do montante necessário para liquidar a obrigação. Em 31 de dezembro de 2024, nossas provisões para ações judiciais em que as perdas são classificadas como prováveis eram de R\$ 956,7 milhões (não inclui a provisão de R\$ 1.580,6 milhões referida abaixo no item "Créditos Tributários e Contributivos"). No entanto, é possível que alguns valores efetivamente pagos sejam diferentes das estimativas feitas no reconhecimento dessas provisões em razão de sentenças transitadas em julgado e/ou liquidações da sentença.

Em 31 de dezembro de 2024, estimamos o valor de R\$ 2.807,9 milhões em reivindicações contra nós, para as quais não foram feitas disposições, porque não é provável uma saída de recursos que incorporem benefícios econômicos para liquidar a obrigação, dos quais R\$ 293,1 milhões correspondem a reivindicações trabalhistas; R\$ 10,3 milhões para benefícios a empregados; R\$ 1.605,5 milhões para pleitos regulatórios; R\$ 454,8 milhões para ações civis; e R\$ 444,2 milhões para crédito tributários. Para obter mais informações, consulte a Nota Explicativa 26 das demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Créditos Tributários e Contributivos

No segundo semestre de 2010, dois processos foram decididos perante o Tribunal Regional Federal em favor do governo brasileiro, revertendo o julgamento prévio que reconheceu nossa imunidade em relação ao pagamento do imposto COFINS. Como resultado, a Receita Federal lavrou um auto de infração exigindo o pagamento do imposto COFINS do período entre agosto de 1995 e dezembro de 1996. Em 31 de dezembro de 2024, tínhamos provisionado R\$ 143,8 milhões para cobrir perdas esperadas relacionadas a esses processos.

Com base em uma decisão transitada em julgado e irrecurável em junho de 2020, referente a uma ação movida em 2009, a Copel DIS recebeu o direito de excluir o valor total do ICMS da base fiscal do PIS/COFINS. Em junho de 2022, o governo federal promulgou a Lei Federal 14.385/2022, que define o destino dos valores obrigatórios dos impostos que foram recolhidos em excesso pelos fornecedores do serviço público de distribuição de energia elétrica no país, devido à cobrança de PIS/COFINS no ICMS, reconhecida pelos tribunais como indevida. Como resultado da lei, a empresa registrou uma provisão que se refere ao período que compreende o 11o e o 16o ano a partir da data da decisão final e irrecurável do processo, com base na avaliação de risco realizada por nossa administração e apoiada pelos pareceres dos assessores jurídicos. Em 31 de dezembro de 2024, a provisão registrada era de R\$ 1.580,6 milhões. A Companhia está avaliando as medidas apropriadas a serem tomadas, incluindo medidas legais, considerando a proteção dada a decisões irrecuráveis e períodos de limitação aplicáveis. Concomitantemente, em 12 de dezembro de 2022, a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - Abradee protocolou Ação Direta de Inconstitucionalidade - "ADI" junto ao Supremo Tribunal Federal - "STF", questionando a Lei nº 14.385/2022. Em 4 de setembro de 2024, a maioria dos ministros votaram em favor da constitucionalidade da lei. No entanto, no que diz respeito ao prazo prescricional para a cobrança de valores dos consumidores, até o momento, cinco ministros votaram pela aplicação do prazo decenal (10 anos), em linha com o entendimento da Administração da Copel, e dois ministros votaram na aplicação do prazo quinquenal (5 anos). O julgamento está suspenso devido à solicitação de vista pelo Ministro Luis Roberto Barroso. A Companhia está aguardando a finalização do julgamento.

Adicionalmente, somos parte em processos administrativos e judiciais nos termos dos quais estamos contestando reivindicações das autoridades previdenciárias brasileiras para pagar contribuições adicionais de segurança, para as quais estimamos que o valor da nossa perda esperada seja de R\$ 22,0 milhões e também somos parte de outros créditos fiscais para as quais temos provisões totalizando R\$ 51,5 milhões em 31 de dezembro de 2024.

Reclamações Trabalhistas e Benefícios a Empregados

Somos réus em várias ações judiciais movidas por nossos atuais ou ex-empregados, relacionados a pedidos de horas extras, condições de trabalho perigosas, realocação e outros assuntos, para os quais, até 31 de dezembro de 2024, possuímos provisões que totalizam R\$ 307,1 milhões.

Também somos parte em ações trabalhistas movidas por ex-empregados aposentados contra a Fundação Copel, que podem ter impactos financeiros para nós se forem consideradas necessárias contribuições adicionais. Em 31 de dezembro de 2024, reservamos provisões no valor total de R\$ 40,5 milhões.

Regulatório

Estamos disputando alguns processos regulatórios e legais relacionados com as alegações da ANEEL de que violamos normas regulatórias. Em 31 de dezembro de 2024, possuímos provisões no valor total de R\$ 9,0 milhões.

Reivindicações adicionais

Somos parte em vários processos movidos por proprietários de terras que foram afetadas por nossas linhas de transmissão e distribuição para as quais, até 31 de dezembro de 2024, temos provisões no valor total de R\$ 210,1 milhões.

Somos parte de várias ações judiciais relacionadas, principalmente a acidentes envolvendo equipamentos utilizados em nossas redes de transmissão e distribuição de energia elétrica e ações envolvendo faturamento, supostos procedimentos irregulares, contratos administrativos e acidentes com veículos. Em 31 de dezembro de 2024, possuímos provisões no valor total de R\$ 172,9 milhões, refletindo as perdas esperadas relacionadas a esses processos.

Com relação ao processo de arbitragem iniciado em 2015, decorrente de uma disputa sobre um termo de compromisso assinado pelas partes e por nós em dezembro de 2012, em 25 de janeiro de 2024, as partes chegaram a um acordo para encerrar o caso. Concordamos em pagar R\$ 672,0 milhões em duas parcelas: a primeira parcela de R\$ 336,0 milhões foi paga em 31 de janeiro de 2024 e a segunda e última parcela, ajustada pela taxa Selic, foi paga em 31 de março de 2025. Para obter mais informações, consulte a Nota Explicativa 25.1 das demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Em janeiro de 2019, o Ministério Público Federal (“MPF”) apresentou queixa-crime contra nós perante o 2º Tribunal Federal de Sinop. O MPF alega que nossas atividades de construção na Usina Hidrelétrica de Colíder, no Rio Teles Pires, no Município de Colíder, em maio de 2014, levaram à significativa poluição ambiental e à morte de mais de 50 toneladas de peixes, configurando crime ambiental. Como consequência, o MPF pede multa punitiva pela suposta infração. Apresentamos nossa defesa jurídica. Foram ouvidas testemunhas e apresentados documentos e pareceres técnicos. A Copel recebeu uma sentença favorável, que foi apelada pelo MPF, aguardando julgamento do TRF. O cronograma para a decisão final do tribunal permanece incerto. Temos o compromisso de nos defendermos vigorosamente contra este processo.

PAGAMENTO DE DIVIDENDOS

De acordo com o Estatuto Social e a Lei das Sociedades por Ações, a Companhia deverá, salvo decisão em contrário, pagar dividendos anuais para cada exercício social no prazo de sessenta dias a contar da declaração dos dividendos na Assembleia Geral Ordinária de Acionistas ou pelo Conselho de Administração. Na medida em que os valores estejam disponíveis para distribuição, somos obrigados a distribuir como um dividendo obrigatório um valor agregado igual a, no mínimo, 25,0% do lucro líquido ajustado. Os dividendos são alocados de acordo com a fórmula descrita em “Prioridade de Dividendos de Ações de Classe A e Ações de Classe B” abaixo. De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, não é permitido suspender o dividendo obrigatório a ser pago em relação às Ações Ordinárias, Ações Classe A e Ações Classe B para qualquer exercício, exceto para reter parte dos dividendos obrigatórios em reserva especial para lucros não realizados quando a parte realizada do lucro líquido for inferior ao dividendo obrigatório. A Lei das Sociedades por Ações permite, no entanto, que uma empresa suspenda o pagamento de todos os dividendos se a nossa administração, com a aprovação do Conselho Fiscal, informar na assembleia geral que a distribuição seria prejudicial à Companhia, dada sua situação financeira. Nesse caso, as empresas com valores mobiliários de capital aberto devem enviar um relatório à CVM fornecendo os motivos para a suspensão dos pagamentos de dividendos. Não obstante o acima exposto, a Lei das Sociedades por Ações e o Estatuto Social estabelecem que as Ações Classe A e as Ações Classe B adquirirão direitos de voto se suspendermos os pagamentos de dividendos obrigatórios por mais de três exercícios fiscais consecutivos, e tais direitos de voto continuarão até que todos os pagamentos de dividendos, incluindo os pagamentos retroativos, tenham sido feitos. Não estamos sujeitos a nenhuma limitação contratual sobre nossa capacidade de pagar dividendos.

De acordo com nossa política de dividendos, podemos distribuir dividendos regulares anuais superiores ao mínimo obrigatório de 25%, seguindo certas diretrizes relacionadas ao nosso Índice de Alavancagem Financeira, definido como a relação entre Ebitda e dívida líquida:

- Se nosso Índice de Alavancagem Financeira for inferior a 1,5x, distribuiremos 65% do lucro líquido ajustado.
- Se nosso Índice de Alavancagem Financeira estiver entre 1,5 e 2,7 vezes, distribuiremos 50% do lucro líquido ajustado.
- Se o nosso Índice de Alavancagem Financeira for superior a 2,7x, distribuiremos o mínimo obrigatório de 25% do lucro líquido ajustado.

Qualquer distribuição de dividendos superior ao valor mínimo de 25% do lucro líquido ajustado está restrita ao Fluxo de Caixa Disponível do mesmo ano, definido como o fluxo de caixa operacional menos o fluxo de caixa líquido utilizado para investimento.

Apuração do Lucro Líquido Ajustado

Os dividendos anuais são pagos a partir do lucro líquido ajustado por período. A Lei das Sociedades por Ações a define “lucro líquido” para qualquer exercício social como o lucro de um exercício social após a dedução do imposto de renda e contribuição social para aquele exercício e após a dedução de quaisquer valores destinados à participação dos empregados e administradores nos resultados do exercício. O “lucro líquido” para um exercício está sujeito a ajuste pela adição ou subtração de valores alocados a reservas legais e outras reservas, cujo resultado é conhecido como nosso lucro líquido ajustado.

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, a Companhia deve manter uma reserva legal, à qual devemos destinarr 5% do lucro líquido para cada exercício social até que tal reserva atinja um montante igual a 20,0% de nosso capital social (calculado de acordo com a Lei das Sociedades por Ações). No entanto, não somos obrigados a efetuar qualquer alocação em nossa reserva legal em um exercício social em que a reserva legal, quando somada às demais reservas de capital constituídas, exceda 30,0% do capital social total da Companhia. Os valores a serem alocados para tal reserva deverão ser aprovados pelos acionistas da Companhia em Assembleia Geral e poderão ser usados apenas para o aumento do capital social ou compensação de prejuízos.

Em 31 de dezembro de 2024, nossa reserva legal foi de R\$ 1.766,1 milhões, ou 13,8% do nosso capital social naquela data.

Além da dedução dos valores da reserva legal, de acordo com a Lei das Sociedades por Ações, o lucro líquido também pode ser ajustado deduzindo valores destinados para:

- a reserva de contingência: nos termos da Lei das Sociedades por Ações, a Assembleia Geral, mediante proposta justificada pela administração, poderá deliberar a destinação de um porcentual do lucro líquido a uma reserva de contingência para perdas previstas que sejam consideradas prováveis em anos futuros, cujo valor poderá ser estimado;
- a reserva de incentivos fiscais: de acordo com a Lei das Sociedades por Ações, a Assembleia Geral, mediante proposta justificada da Administração, poderá decidir alocar um porcentual do lucro líquido da Companhia resultante de doações ou subsídios governamentais para fins de investimento.

Por outro lado, o lucro líquido também pode ser aumentado por:

- a reversão de quaisquer valores previamente alocados a uma reserva de contingência no exercício social em que o prejuízo previsto não ocorra conforme projetado ou em que o prejuízo previsto ocorra, mas seja inferior do que a contingência a ela atribuída; e
- quaisquer valores relevantes incluídos na reserva de lucros não realizados que tenham sido realizados no exercício social e não tenham sido usados para compensar perdas, conforme aprovado pela Assembleia Geral.

Além disso, nosso lucro líquido é ajustado pela adição da realização de valores registrados em “Ajustes de Valor Patrimonial”. A conta “Ajustes de Valor Patrimonial” foi criada como resultado da primeira adoção pela Companhia das IFRS em 2010, o que causou uma reavaliação de valor justo de certos ativos fixos e a adoção do valor justo como seu “custo considerado” naquela data. O aumento do custo presumidos dos ativos fixos levou a um aumento nos custos de depreciação. Assim, a Administração decidiu adicionar ao lucro líquido ajustado a realização dos “Ajustes de Valor Patrimonial” para compensar os efeitos do aumento dos custos de depreciação. Em 2024, o lucro líquido ajustado usado para apuração dos dividendos aumentou em R\$ 33,4 milhões como resultado da realização do custo considerado neste exercício social.

Prioridade de Dividendos das Ações de Classe A e Ações Classe B

De acordo com nosso Estatuto Social, as Ações de Classe A e as Ações de Classe B têm direito ao recebimento de dividendos mínimos anuais, não cumulativos, cujo dividendo por ação deverá ser no mínimo 10% superior aos dividendos por ação pagos aos titulares das Ações Ordinárias. As ações de classe A têm prioridade de dividendos sobre as ações de classe B, e as ações de classe B têm prioridade de dividendos sobre as ações ordinárias. Na medida em que os dividendos forem pagos, eles devem ser pagos na seguinte ordem:

- primeiro, os titulares das Ações Classe A têm o direito ao recebimento de dividendo mínimo igual a 10% do capital social total representado pelas Ações Classe A em circulação ao final do exercício social em relação ao qual os dividendos tenham sido declarados;

- em segundo lugar, na medida em que haja valores adicionais a serem distribuídos após o pagamento de todos os valores alocados às Ações Classe A de acordo com o primeiro item acima, os titulares das Ações Classe B têm o direito de receber um dividendo mínimo por ação igual a (i) 25% do lucro líquido ajustado (ii) o número total de Ações Classe B em circulação ao final do exercício social em relação aos quais os dividendos foram declarados; e
- terceiro, na medida em que houver valores adicionais a serem distribuídos após o pagamento de todos os valores alocados às Ações Classe A e as Ações Classe B, os titulares de Ações Ordinárias têm o direito de receber um valor por ação igual a (i) o dividendo obrigatório dividido por (ii) o número total de Ações Ordinárias em circulação no final do exercício social em relação ao qual os dividendos tenham sido declarados, desde que as Ações Classe A e as Ações Classe B recebam dividendos por ação no mínimo 10% superiores aos dividendos por ação pagos às Ações Ordinárias.

Na medida em que houver valores adicionais a serem distribuídos após o pagamento de todos os valores descritos nos itens anteriores e na forma descrita, qualquer valor adicional será dividido igualmente entre todos os nossos acionistas. Os titulares de ADSs são dividendos pagos iguais aos de suas ações subjacentes.

Pagamento de dividendos

Somos obrigados a realizar uma Assembleia Geral Ordinária até 30 de abril de cada ano, na qual, entre outras coisas, um dividendo anual poderá ser declarado por deliberação dos acionistas por a recomendação da administração, conforme aprovado pelo Conselho de Administração. O pagamento de dividendos anuais tem como base as demonstrações financeiras elaboradas para o exercício social encerrado em 31 de dezembro. De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, devemos pagar dividendos aos acionistas registrados no prazo de 60 dias a partir da data da assembleia geral que declarou os declarou. A deliberação dos acionistas poderá fixar outra data de pagamento, que deverá ocorrer antes do término do exercício social em que tal dividendo foi declarado. Não somos obrigados a ajustar o valor do capital integralizado pela inflação do período compreendido entre o final do último exercício social até a data da declaração ou ajustar o valor dos dividendos para inflação para o período compreendido entre o final do exercício social em questão e a data de pagamento. Consequentemente, o montante dos dividendos pagos aos titulares de ADSs pode ser substancialmente reduzido devido à inflação.

De acordo com nosso Estatuto Social, nossa administração pode declarar dividendos intermediários a serem pagos a partir do lucro das demonstrações financeiras semestrais, de acordo com a Política de Dividendos. Qualquer pagamento de dividendos intermediários conta para o dividendo obrigatório do exercício em que os dividendos intermediários foram pagos. De acordo com nossa Política de Dividendos, o Conselho de Administração deve aprovar dividendos intermediários pelo menos uma vez por ano.

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, a Companhia poderá pagar juros sobre o capital próprio em substituição aos dividendos, como alternativa de distribuição aos acionistas. Podemos tratar um pagamento de juros sobre o capital próprio como uma despesa dedutível para fins fiscais, desde que não exceda o menor dos seguintes:

- o valor total resultante de (i) *Taxa de Juros a Longo Prazo* (“TJLP”) multiplicado por (ii) o patrimônio líquido total (apurado de acordo com a legislação tributária brasileira), menos certas deduções previstas pela legislação tributária brasileira; e
- o maior entre (i) 50,0% do lucro corrente líquido (após a dedução da *Contribuição Social sobre o Lucro Líquido* (“CSLL”) e antes de tomar tais distribuições e eventuais deduções do Imposto de Renda pessoa Jurídica) para o exercício em relação ao qual o pagamento é efetuado ou (ii) 50,0% dos lucros acumulados e reservas de lucro para o exercício em em relação ao qual o pagamento é efetuado.

Para serem elegíveis ao recebimento de valores em moeda estrangeira fora do Brasil, os acionistas não residentes no Brasil e que possuam diretamente nossas ações devem se registrar no Banco Central do Brasil para receber dividendos, proventos de vendas ou outros valores relativos às suas ações. As ações subjacentes às ADSs são detidas no Brasil pelo Custodiante, como agente do Depositário, que é o titular nominativo de nossas ações.

Os pagamentos de dividendos e distribuições em dinheiro, se houver, serão feitos em moeda brasileira para o Custodiante em nome do Depositário, que converterá tais recursos em dólares americanos e fará com que tais dólares americanos sejam entregues ao Depositário para distribuição aos detentores de ADSs. Caso o Custodiante não consiga converter imediatamente a moeda brasileira recebida como dividendos em dólares americanos, o montante em dólares americanos a pagar aos detentores de ADSs poderá ser afetado negativamente pelas desvalorizações da moeda brasileira que ocorram antes que tais dividendos sejam convertidos e remetidos. Caso o titular de uma ADS deixe de recolher seus dividendos da Custódia no prazo de 3 (três) anos, contados a partir da data em que tal dividendo foi disponibilizado, a Lei das Sociedades por Ações estabelece que tais dividendos poderão ser devolvidos à Companhia. Nesse caso, o titular da ADS perderá seu direito de receber os dividendos.

A tabela abaixo estabelece as distribuições em dinheiro que pagamos/pagaremos como dividendos e como juros sobre o capital próprio pelos períodos indicados.

Ano	Data do pagamento	Distribuição (R\$ milhares)	Pagamento por ação (R\$)			UNIDADE
			Comum	Preferencial A	Preferencial B	
2014	Junho de 2015	622.523	0,21723600	0,25250700	0,23900000	-
2015	Junho de 2016	326.795	0,11371600	0,25250700	0,12547300	-
2016	Junho de 2017	282.947	0,09853900	0,28905000	0,10841000	-
2016	Dezembro de 2017	223.266	0,07792700	-	0,08593200	-
2017	Agosto de 2018	266.000	0,09262400	0,28905000	0,10188700	-
2017	Agosto de 2018	23.401	0,00817700	-	0,00899600	-
2018	Junho de 2019	280.000	0,09751500	0,28905000	0,10727000	-
2018	Junho de 2019	98.542	0,03443500	-	0,03788100	-
2019	Junho de 2020	321.500	0,11211739	0,19732848	0,12334596	-
2019	Setembro de 2020	321.500	0,11211739	0,19732848	0,12334596	-
2020	Setembro de 2020	781.000	-	0,23912059	-	-
2020	Agosto de 2021	807.500	0,28183240	0,31001564	0,31001564	-
2020	Agosto de 2021	210.276	0,07231977	0,14384143	0,07955175	0,39052677
reservas de lucro	Abril de 2021	1.250.000	0,43627306	0,47990038	0,47990038	-
reservas de lucro	Agosto de 2021	123.257	0,04301883	0,04732072	0,04732072	-
reservas de lucro	Agosto de 2021	134.192	0,04683557	0,05151910	0,05151910	-
2021	Novembro de 2021	239.636	0,08249641	0,09074606	0,09074606	0,44548065
2021	Novembro de 2021	1.197.000	0,41207756	0,45328533	0,45328533	2.22521888
reservas de lucro	Junho de 2022	283.173	0,09748467	0,10723314	0,10723314	0,52641723
2021	Junho de 2022	1.368.675	0,47117031	0,51829476	0,51829476	2.54435609
2022	Novembro de 2022	600.000	0,20655465	0,22721013	0,22721013	1.11539517
reservas de lucro	Junho de 2023	370.000	0,12737536	0,14011292	0,14011292	0,68782704
reservas de lucro	Junho de 2023	521.000	0,17935829	0,19729413	0,19729413	0,96853481
2022	Junho de 2023	258.000	-	0,09697927	-	-
2023	Novembro de 2023	456.920	0,14500531	0,15950586	0,15950586	0,78302875
2023	Junho de 2024	456.920	0,14500531	0,15950586	0,15950586	0,78302875
Reservas de lucro	Junho de 2024	44.160	0,01401431	0,01541576	0,01541576	0,07567735
2023	Junho de 2024	131.211	0,04154092	0,14592215	0,04569505	-
2024	Novembro de 2024	283.000	0,08981113	0,09879225	0,09879225	-
2024	Novembro de 2024	202.111	0,06414087	0,07055498	0,07055498	-
2024	Dezembro de 2024	485.112	0,15395195	0,16934727	0,16934727	-
reservas de lucro	Dezembro de 2024	114.888	0,03646027	0,04010632	0,04010632	-
reservas de lucro	até 06/30/2025 (*)	577.570	0,18364410	0,20200864	0,20200864	-
2024	até 06/30/2025 (*)	672.454	0,21381346	0,23519481	0,23519481	-

* aprovação da data por deliberação da AG

A tabela abaixo estabelece as distribuições em dinheiro que pagamos/pagaremos como dividendos e juros sobre o capital próprio, traduzidos em US\$ com base na taxa de câmbio no final do ano, pelos períodos indicados.

Ano	Data do pagamento	Distribuição (US\$ milhares)	Pagamento por ações (US\$)			Unidade
			Comum	Preferencial A	Preferencial B	
2014	Junho de 2015	234.366	0,08178450	0,09506325	0,08997816	-
2015	Junho de 2016	83.691	0,02912211	0,06466580	0,03213302	-
2016	Junho de 2017	86.818	0,03023503	0,08869013	0,03326378	-
2016	Dezembro de 2017	68.505	0,02391059	-	0,02636679	-
2017	Agosto de 2018	81.618	0,02800000	0,08737908	0,03080018	-
2017	Agosto de 2018	7.074	0,00247189	-	0,00271947	-
2018	Junho de 2019	72.262	0,02516646	0,07459740	0,02768401	-
2018	Junho de 2019	25.431	0,00888691	-	0,00977625	-
2019	Junho de 2020	79.763	0,02781586	0,04895638	0,03060162	-
2019	Setembro de 2020	79.763	0,02781586	0,04895638	0,03060162	-
2020	Setembro de 2020	150	-	0,04601390	-	-
2020	Agosto de 2021	155.387	0,05423296	0,05965625	0,05965625	-
2020	Agosto de 2021	40.463	0,01391648	0,02767938	0,01530813	0,07514899
reservas de lucro	Abril de 2021	219.402	0,07657541	0,08423295	0,08423295	-
reservas de lucro	Agosto de 2021	21.634	0,00755074	0,00830582	0,00830582	-
reservas de lucro	Agosto de 2021	23.554	0,00822066	0,00904272	0,00904272	-
2021 ⁽¹⁾	Novembro de 2021	44.056	0,075 75791	0,08333370	0,083 33370	0,40909271
2021 ⁽¹⁾	Novembro de 2021	220.061	0,01516645	0,01668 310	0,01668310	0,08189886
reservas de lucro ⁽²⁾	Junho de 2022	50.743	0,01746881	0,01921569	0,01921569	0,09433155
2021 ⁽²⁾	Junho de 2022	245.260	0,08443156	0,09287604	0,09287604	0,45593694
2022 ⁽³⁾	nov/22	113.334	0,03901601	0,04291761	0,04291761	0,21068645
2022 ⁽⁴⁾	jun/23	70.912	0,02441217	0,02685339	0,02685339	0,13182572
Reservas de lucro ⁽⁴⁾	jun/23	4.9453	-	0,01858873	-	-
2023 ⁽⁵⁾	Novembro de 2023	94.380	0,02995173	0,03294691	0,03294691	0,16173936
2023 ⁽⁵⁾	Junho de 2024	94.380	0,02995173	0,03294691	0,03294691	0,16173936
reservas de lucro ⁽⁵⁾	Junho de 2024	9.122	0,00289474	0,00318422	0,00318422	0,01563162
2023 ⁽⁵⁾	Junho de 2024	27.102	0,00858053	0,03014111	0,00943859	-
2024 ⁽⁶⁾	Novembro de 2024	45.702	0,01450368	0,01595405	0,01595405	-
2024 ⁽⁶⁾	Novembro de 2024	32.639	0,01035817	0,01139399	0,01139399	-
2024 ⁽⁶⁾	Dezembro de 2024	78.341	0,02486184	0,02734804	0,02734804	-
reservas de lucro ⁽⁶⁾	Dezembro de 2024	18.553	0,00588800	0,00647681	0,00647681	-
reservas de lucro ⁽⁶⁾	até junho de 2025	93.272	0,02965685	0,03262255	0,03262255	-
2024 ⁽⁶⁾	até junho de 2025	108.595	0,03452892	0,03798182	0,03798182	-

* aprovação da data pela deliberação da AG

(1) US\$ com base na taxa de câmbio de 30/09/2021, R\$ 5.4394

(2) US\$ com base na taxa de câmbio de 30/12/2021, R\$ 5.5805

(3) US\$ com base na taxa de câmbio de 30/11/2022, R\$ 5.2941

(4) US\$ com base na taxa de câmbio de 30/12/2022, R\$ 5.2177

(5) US\$ com base na taxa de câmbio de 29/12/2023, R\$ 4.8413

(6) US\$ com base na taxa de câmbio de 31/12/2024, R\$ 6.1923

(7) US\$ com base na taxa de câmbio de 31/03/2025, R\$ 5.7422

ITEM 9. A OFERTA E A LISTAGEM

O principal mercado de negociação de nossas ações (incluindo nossas Ações Classe B e Ações Ordinárias) é o mercado [B]³ (Brasil, Bolsa e Balcão). Nossas ações ordinárias são negociadas em [B]³ sob o marcador "CPLE3" e nossas ações de classe B são negociadas sob o marcador "CPLE6". Em 31 de janeiro de 2025, aproximadamente 285.928 acionistas detinham nossas ações CPLE6 e 86.741 ações CPLE3.

Nos Estados Unidos, nossas ações são negociadas na forma de ADSs, emitidas pelo Depositário de acordo com o Acordo de Depósito por e entre nós, o Depositário e os titulares registrados e beneficiários finais de tempos em tempos das ADSs. As ADSs de Ações Ordinárias e as ADSs de Ações Preferenciais são negociadas na NYSE sob o nome “ELPC” e “ELP”, respectivamente.

Em 19 de junho de 2002, nossas ações foram listadas na Latibex, um mercado de valores mobiliários latino-americano baseado em euros. As ações são negociadas sob os tickers “XCOP” e “XCOPO” para Ações Ordinárias e Ações Preferenciais, respectivamente.

ITEM 10. INFORMAÇÕES ADICIONAIS

ESTATUTO SOCIAL

Organização

Somos uma empresa de capital aberto devidamente registrada na CVM sob o nº 1431-1. De acordo com o Artigo 4º do nosso estatuto social, estamos autorizados a buscar, diretamente ou por meio de consórcios ou em parceria com empresas privadas, os seguintes objetivos e metas:

- pesquisar e estudar, técnica e economicamente, todas as fontes de energia, fornecendo soluções para um desenvolvimento sustentável;
- pesquisar, estudar, planejar, construir e desenvolver a produção, transformação, transporte, armazenamento, distribuição e comércio de energia em qualquer uma de suas formas, principalmente energia elétrica, bem como combustíveis e matérias-primas energéticas;
- estudar, planejar, projetar, construir e operar barragens e seus reservatórios, bem como outros empreendimentos para múltiplos usos de recursos hídricos;
- prestação de serviços em comércio de energia, infraestrutura de energia, informações e assistência técnica sobre o uso racional de energia para empreendimentos comerciais com o objetivo de implementar e desenvolver atividades econômicas consideradas relevantes para o desenvolvimento do Estado do Paraná, mediante aprovação do Conselho de Administração; e
- desenvolver atividades nas áreas de geração de energia, transmissão eletrônica de dados, comunicações eletrônicas e controle, sistemas de telefonia celular e outros esforços que possam ser considerados relevantes para nós e para o Estado do Paraná, ser autorizado, para tais objetivos, mediante aprovação do Conselho de Administração, e para os objetivos estabelecidos no segundo e terceiro itens acima, para participar, de preferência manter participação importante ou participação controladora, consórcios ou preocupações com empresas privadas, fundos de pensão ou outras entidades privadas, participar de processos de licitação de novas concessões e/ou Sociedade de Propósito Específico já estabelecidas para explorar concessões já existentes, tendo levado em consideração, além das características gerais dos projetos, seus respectivos impactos sociais e ambientais.

Exceto conforme descrito nesta seção, nosso estatuto não contém disposições que abordem os deveres, autoridade ou responsabilidades dos diretores e da administração, que são, em vez disso, estabelecidas pela legislação corporativa brasileira.

Qualificação do Conselho de Administração

No Estatuto Social, consolidado em 30 de outubro de 2024, a partir do próximo mandato (abril de 2025 a abril de 2027), o CAD será composto por sete a nove membros, dos quais: um eleito pelos titulares de ações preferenciais; e até oito eleitos pelos titulares de ações ordinárias. Para o mandato atual (abr. de 2023 a abr. de 2025), o CAD tem nove membros, um dos quais é eleito pelos empregados.

Limitações aos poderes dos diretores

De acordo com a Lei nº 6.404/1976 e nossa Política de Transações entre Partes Relacionadas e Conflitos de Interesses, se um conselheiro ou executivo tiver um conflito de interesses conosco em conexão com qualquer transação proposta, o conselheiro ou executivo não poderá votar em nenhuma decisão do Conselho de Administração ou da Diretoria Executiva relacionada a essa transação, e deve divulgar a natureza e a extensão do conflito de interesses para transcrição nas atas da reunião. Um conselheiro ou executivo não pode fazer negócios com uma empresa, incluindo aceitar empréstimos, exceto em termos razoáveis e justos para nós e condições que sejam idênticas aos termos e condições que prevalecem no mercado ou oferecidas por terceiros. De acordo com nosso estatuto social, os acionistas definem a remuneração agregada a ser paga aos diretores, executivos e membros do Conselho de Supervisão. Para obter mais informações, consulte “Item 6. Conselho de Administração, Diretoria Executiva e empregados.” Nossos estatutos não estabelecem limites obrigatórios de idade para aposentadoria.

Conselho de Administração e Diretoria Executiva

De acordo com o nosso estatuto social, somos administrados por um Conselho de Administração, atualmente composto por nove membros, e uma Diretoria Executiva, composta por nove membros.

Nosso Conselho de Administração normalmente se reúne mensalmente e é responsável, entre outras coisas, por: (i) estabelecer nossa estratégia corporativa; (ii) definir a orientação geral de nossos negócios; (iii) definir as responsabilidades dos membros de nossa Diretoria Executiva; e (iv) eleger os membros de nossa Diretoria Executiva.

Nossa Diretoria Executiva se reúne a cada duas semanas e é responsável por nossa gestão diária. Cada Vice-Presidente também tem responsabilidades individuais estabelecidas por nossos estatutos.

Os membros do nosso Conselho de Administração, da nossa Diretoria Executiva, do nosso Conselho Fiscal e dos nossos comitês estatutários serão responsáveis por qualquer perda ou dano resultante do desempenho de suas funções, em conformidade com a lei aplicável. Não obstante, garantiremos, desde que não surja conflito com nossos próprios interesses, assistência jurídica para membros ou ex-membros de órgãos estatutários em processos judiciais e administrativos movidos por terceiros, durante ou após seu mandato, para o desempenho das funções de seu cargo, de acordo com os termos e disposições de nosso estatuto.

Para obter mais informações, consulte “Item 6. “Conselho de Administração, Diretoria Executiva e empregados – Conselho de administração” e “Diretoria Executiva”.

Reuniões de acionistas

A convocação da reunião dos nossos acionistas é feita através da publicação de um aviso aos acionistas em um jornal. Conforme previsto pela legislação brasileira, as publicações devem ser feitas em jornal com ampla circulação na mesma cidade da nossa sede corporativa. O aviso deve ser publicado pelo menos três vezes, começando pelo menos 21 dias antes da data programada da reunião. Fazemos avisos locais no Valor Econômico.

Para que uma assembleia seja realizada na primeira chamada, os acionistas que representam pelo menos um quarto do capital votante devem estar presentes, salvo disposição em contrário nos termos da legislação brasileira. Se não for verificado o quórum, uma segunda reunião poderá ser convocada por notificação, com pelo menos 8 dias corridos de antecedência e de acordo com as mesmas regras de publicação descritas anteriormente. Os requisitos de quórum não se aplicarão a uma segunda reunião, sujeitos aos requisitos mínimos de quórum e votação para determinados assuntos, conforme discutido a seguir. Um acionista sem direito a voto pode participar de uma reunião geral de acionistas e participar da discussão de assuntos enviados para consideração.

Um acionista pode ser representado em uma assembleia geral de acionistas por uma procuração nomeada de acordo com a legislação brasileira aplicável no máximo um ano antes da assembleia, que deve ser um acionista, um executivo da empresa, um advogado ou uma instituição financeira.

Direito de retirada

Nossas ações ordinárias e ações preferenciais não são resgatáveis, exceto que, em determinadas circunstâncias previstas na legislação corporativa brasileira, um acionista divergente tem o direito de retirar sua participação acionária da Companhia e receber reembolso. De acordo com o Artigo 107 do nosso estatuto social, o valor a ser pago pela Copel para o reembolso de ações detidas por acionistas que exerceram seu direito de retirada, nos casos autorizados por lei, corresponderá ao valor contábil por ação, determinado com base no último conjunto de demonstrações financeiras aprovado pela assembleia geral. Os acionistas também podem solicitar um balanço especial nos casos previstos no Artigo 45 da Lei nº 6.404/1976.

Esse direito de retirada surge se qualquer um dos seguintes assuntos for decidido em uma assembleia:

- criação de uma nova classe de ações preferenciais ou um aumento desproporcional em uma classe existente de ações preferenciais em relação a outras classes de ações, a menos que tal ação seja prevista ou autorizada por nosso estatuto social, o que, a partir desta data, não é o caso;
- modificação na preferência, privilégio ou condições para resgate ou amortização concedidas a uma ou mais classes de ações preferenciais, ou a criação de uma nova classe de ações preferenciais com privilégios maiores do que as classes existentes de ações preferenciais;
- redução do dividendo obrigatório;
- consolidação ou fusão em outra empresa;
- participação em um grupo de empresas (grupo de sociedades), conforme definido pela Lei Corporativa Brasileira;
- a transferência de todas as ações para outra empresa ou o recebimento de ações por outra empresa, de forma a fazer com que a empresa cujas ações foram transferidas seja uma subsidiária integral da outra;
- mudanças em nosso propósito corporativo; ou
- uma cisão que resulte em (a) uma mudança em nosso objetivo corporativo (a menos que os ativos e passivos da empresa sejam transferidos para uma empresa que tenha substancialmente o mesmo objetivo corporativo); (b) uma redução em qualquer dividendo obrigatório (embora, em nosso caso, nossas ações preferenciais não tenham dividendos obrigatórios); ou (c) qualquer participação em um grupo de empresas.

O direito de retirada também surge se ocorrer uma cisão ou fusão, mas a nova empresa não se registrar como uma empresa de ações públicas (e, se aplicável, não listar suas ações na bolsa de valores) dentro de 120 dias da data da reunião dos acionistas que aprovou a cisão ou fusão.

Direitos de ações preferenciais

De acordo com a legislação corporativa brasileira, cada ação preferencial de uma classe que seja admitida para negociação em uma bolsa de valores brasileira deve ter certos direitos nos termos do estatuto social da empresa.

Nossos estatutos estão em conformidade com as diretrizes fornecidas pela legislação corporativa brasileira da seguinte forma: (i) nossas Ações Classe A terão prioridade na distribuição de dividendos mínimos de 10% ao ano, *pro rata*, calculado como uma porcentagem do capital social liquidado representado por tais ações em 31 de dezembro do exercício fiscal anterior; (ii) nossas ações de Classe B terão prioridade na distribuição de dividendos mínimos, *pro rata*, no valor equivalente a 25% dos nossos lucros líquidos, conforme ajustado de acordo com o Artigo 202 da Lei nº 6.404/76, calculado como uma proporção do capital social liquidado representado por tais ações em 31 de dezembro do exercício fiscal anterior; (iii) os dividendos pagos sobre as Ações de Classe B nos termos do item (ii) acima serão pagos apenas a partir de quaisquer lucros restantes após o pagamento de dividendos prioritários para Ações de Classe A; e (iv) os dividendos a serem pagos por ação preferencial, independentemente da classe, deve ser pelo menos 10% maior do que os dividendos a serem pagos por ação ordinária; (v) as ações preferenciais adquirirão direitos de voto se, durante três anos fiscais consecutivos, deixarmos de pagar um dividendo fixo ou mínimo ao qual as ações preferenciais têm direito; e (vi) cada ADS recebe dividendos por suas ações subjacentes. Para obter mais informações sobre nossa política de dividendos, consulte “Item 8. Informações financeiras — Pagamento por dividendos.”

Direitos de voto

Como regra geral, apenas nossas Ações Ordinárias têm direito a voto e cada Ação Ordinária corresponde a um voto. Titulares de ações preferenciais adquirem direitos de voto se, durante três anos fiscais consecutivos, não pagarmos um dividendo fixo ou mínimo ao qual as ações preferenciais têm direito. Se um titular de ações preferenciais adquirir direitos de voto dessa maneira, esses direitos serão idênticos aos direitos de voto de um titular de ações ordinárias e continuarão até que o dividendo seja pago.

Além disso, de acordo com nossos estatutos, os titulares de ações preferenciais têm direito de voto em relação a assuntos específicos discutidos em uma assembleia de acionistas:

- Mudança em nosso tipo corporativo para outro, bem como incorporação, fusão ou cisão.
- Acordos entre nós e nosso acionista controlador, diretamente ou por meio de um terceiro, ou uma entidade influenciada pelo acionista controlador, quando tais acordos devem ser discutidos em uma assembleia de acionistas por força de estatuto ou nosso estatuto social.
- Avaliação de ativos para pagamento em nosso aumento de capital.
- Escolha de uma entidade a ser contratada para a avaliação do nosso valor econômico.
- Alteração ou revogação de artigos em nosso estatuto social que alterem ou modifiquem qualquer um dos requisitos estabelecidos no item 4.1. da regulamentação do Nível 2 da [B]³, enquanto o contrato de participação do Nível 2 ainda estiver em vigor.
- Nomeação e remoção de um membro do Conselho de Administração em uma eleição separada, quando solicitado pelos acionistas que tenham ações preferenciais iguais a pelo menos 10% de nossas ações totais.
- A exclusão ou alteração do nosso estatuto social com o objetivo de suprimir o direito previsto no artigo 28, XXIX do nosso estatuto social, que prevê a adoção da tarifa integral definida pelo Poder Concedente, requer a aprovação da maioria das ações preferenciais.

Os titulares de ADSs podem exercer seus direitos de voto de acordo com suas ações subjacentes.

Direitos preventivos

Nossos acionistas têm o direito geral preventivo de subscrever ações em qualquer aumento de capital, proporcionalmente a sua propriedade, conforme previsto na Lei nº 6.404/1976. Um período mínimo de 30 dias após a publicação da notificação de um aumento de capital é garantido para o exercício do direito, e o direito é transferível. Podemos emitir ações até o limite do capital autorizado, excluindo o direito de preferência aos acionistas, conforme previsto na Lei nº 6.404/1976 e em nosso estatuto.

Liquidação

No caso de nossa liquidação, após todos os credores terem sido pagos, todos os acionistas participarão igual e proporcionalmente de quaisquer ativos residuais restantes.

Responsabilidade dos acionistas por outras chamadas de capital

Nem a Lei nº 6.404/1976 nem o nosso estatuto preveem chamadas de capital após o pagamento das ações. O passivo dos acionistas é limitado ao pagamento do preço de emissão das ações subscritas ou adquiridas.

Direitos de conversão

Nossos estatutos permitem a conversão de ações sob condições específicas:

- As ações preferenciais de Classe A podem ser convertidas em ações preferenciais de Classe B a qualquer momento.

- As ações ordinárias podem ser convertidas em ações preferenciais de Classe B, de acordo com os termos, condições e procedimentos definidos pelo Conselho de Administração, exclusivamente para fins de formação de units, conforme definido em nosso estatuto social.
- As ações preferenciais de Classe A e Classe B podem ser convertidas em ações ordinárias, sujeitas aos termos, condições e procedimentos estabelecidos pelo Conselho de Administração.
- Ações ordinárias e ações preferenciais de Classe B não podem ser convertidas em ações preferenciais de Classe A.

Formulário e transferência

Nossas ações são mantidas em formato de registro contábil com um Agente de Transferência. Para fazer uma transferência de ações, o agente de transferência faz uma entrada no registro, debita a conta de ações do cedente e credita a conta de ações do cessionário.

As transferências de ações por investidores estrangeiros são feitas da maneira descrita acima e são executadas pelo agente local do investidor em nome do investidor. No entanto, se o investimento original foi registrado no Banco Central de acordo com um mecanismo de investimento estrangeiro regulamentado pela Resolução do Banco Central nº 4.373, de 29 de setembro de 2014, (“Resolução no 4.373”), conforme descrito em “Controles de câmbio” da seguinte forma, o investidor estrangeiro deve declarar a transferência em seu registro eletrônico.

Um acionista pode escolher, a seu critério individual, deter suas ações por meio da [B]³. As ações são adicionadas ao sistema [B]³ por meio de instituições brasileiras que têm contas de compensação com a [B]³. Nosso registro de acionistas indica quais ações estão listadas no sistema [B]³. Cada acionista participante é, por sua vez, registrado em um registro de acionistas beneficiários mantido pela [B]³ e é tratado da mesma maneira que os outros acionistas registrados.

Alterações nos direitos dos acionistas

Uma Assembleia Geral de Acionistas deve ser realizada sempre que pretendermos alterar os direitos dos titulares de nossas ações ordinárias ou ações preferenciais. De acordo com a legislação brasileira, as alterações propostas devem ser aprovadas pela maioria da classe de acionistas que seria afetada. Certas alterações relacionadas aos direitos das ações preferenciais, como alterações nas preferências, vantagens ou condições de resgate ou amortização, podem resultar no exercício dos direitos de retirada pelos titulares das ações afetadas.

Regulamentação e restrições a investidores estrangeiros

Os investidores estrangeiros não enfrentam restrições legais que os impeçam de deter ações ordinárias, ações de classe A, ações de classe B ou ADSs.

A capacidade de converter em pagamentos de dividendos em moeda estrangeira e rendimentos da venda de Ações Ordinárias ou Ações Preferenciais ou do exercício de direitos preventivos, e de remeter tais valores para fora do Brasil está sujeita a restrições nos termos da legislação de investimento estrangeiro que geralmente exige, entre outras coisas, o registro do investimento relevante no Banco Central. Qualquer investidor estrangeiro que se registre na CVM, de acordo com a Resolução nº 4.373, pode comprar e vender títulos em bolsas de valores brasileiras sem obter um certificado de registro separado para cada transação.

O Anexo II da Resolução nº 4.373 (“Regulamentos do Anexo II”) permite que as empresas brasileiras emitam recibos depositários em mercados de câmbio. Nosso programa de ADS está devidamente registrado no Banco Central e na CVM.

Nossos estatutos não impõem nenhuma limitação aos direitos de residentes ou não residentes brasileiros de manter nossas ações e exercer os direitos relacionados a elas.

Divulgação da propriedade dos acionistas

De acordo com a regulamentação brasileira, qualquer pessoa ou grupo de pessoas que represente o mesmo interesse que realize uma negociação relevante envolvendo ações ou títulos emitidos por uma empresa de capital aberto deve divulgar sua propriedade de ações ao Diretor de Relações com Investidores daquela empresa, que, por sua vez, deve divulgar tais informações à CVM e a qualquer bolsa de valores relevante. Uma negociação relevante é definida como uma transação pela qual a participação acionária direta ou indireta das pessoas mencionadas acima atinge uma participação acionária correspondente a 5% ou seus múltiplos (10%, 15%, etc.), de um tipo ou classe de ações que representam o capital social da empresa. Qualquer aumento ou diminuição subsequente de 5% ou seus múltiplos na propriedade de qualquer classe de ações deve ser divulgado de forma semelhante. A mesma obrigação de relato se aplica à aquisição de quaisquer direitos sobre as ações e outros títulos mencionados na regulamentação aplicável e à execução de quaisquer instrumentos financeiros derivativos mencionados nas ações. Se tal aumento resultar em mudança de controle corporativo ou estrutura administrativa, ou se o aumento impuser uma oferta pública, além de informar o Diretor de Relações com Investidores, uma declaração contendo certas informações necessárias deve ser publicada em jornais de ampla circulação no Brasil.

Arbitragem

Conforme previsto no nosso estatuto social, nós, nossos acionistas, a Diretoria Executiva, Conselheiros de Administração e membros do Conselho Fiscal resolverão, por meio de arbitragem, qualquer disputa ou conflito que possa surgir entre eles, em relação a, entre outros, a aplicação, validade, eficácia, interpretação, violação e efeitos correspondentes das disposições do nosso estatuto social, da lei aplicável atual, das regras aplicáveis aos mercados de capitais em geral, bem como os da regulamentação do nível 2 de governança corporativa da [B]³ S.A. - Brasil, Bolsa e Balcão (“Nível 2”), do contrato de participação de Nível 2, e das Sanções e dos Regulamentos de Arbitragem da Câmara de Arbitragem de Mercado [B]³.

CONTRATOS DE MATERIAIS

Para obter informações sobre nossos contratos de materiais, consulte “Item 4. Informações sobre a empresa” e “Item 5. Análise operacional e financeira e prospectos.”

CONTROLES DE TROCA

A propriedade de Ações Classe A, Ações Classe B ou Ações Ordinárias da Empresa por indivíduos ou pessoas jurídicas domiciliadas fora do Brasil está sujeita a certas condições estabelecidas pela legislação brasileira, conforme descrito abaixo.

O direito de converter pagamentos de dividendos e rendimentos da venda de ações em moeda estrangeira e de remeter tais valores para fora do Brasil está sujeito a restrições, nos termos da legislação brasileira de investimentos estrangeiros, que geralmente exige, entre outras coisas, que os investimentos relevantes tenham sido registrados no Banco Central. Tais restrições à remessa de capital estrangeiro para o exterior podem dificultar ou impedir que o Itaú Unibanco S.A., como custodiante das Ações Ordinárias e Ações Preferenciais representadas por ADSs (“Custodiante”), ou titulares que trocaram as ADSs por Ações Ordinárias e Ações Preferenciais, convertam dividendos, distribuições ou os lucros de qualquer venda de tais Ações Ordinárias e Ações Preferenciais, conforme o caso, em dólares americanos e remetam tais dólares americanos para o exterior. Os titulares de ADSs podem ser afetados negativamente por atrasos ou recusa em conceder qualquer aprovação governamental necessária para conversões de pagamentos em moeda brasileira e remessas de Ações Ordinárias e Ações Preferenciais subjacentes às ADSs.

De acordo com a Resolução nº 4.373, os investidores estrangeiros podem investir em quase todos os ativos financeiros e se envolver em quase todas as transações disponíveis nos mercados financeiro e de capitais brasileiros, desde que determinados requisitos sejam atendidos. A definição de investidor estrangeiro inclui indivíduos, pessoas jurídicas, fundos mútuos e outras entidades de investimento coletivo, domiciliadas ou sediadas no exterior.

Para ser elegível para investir nos mercados financeiro e de capitais brasileiros, os investidores estrangeiros devem:

1. nomear pelo menos um representante no Brasil com poderes para realizar ações relacionadas a investimentos estrangeiros;
2. registro como investidor estrangeiro junto à CVM, nos termos da Resolução CVM nº 13/2020;
3. registrar o investimento estrangeiro no Banco Central; e
4. constituir pelo menos uma instituição custodiante autorizada pela CVM, desde que esta disposição não seja aplicável a investidores estrangeiros que sejam indivíduos.

Títulos e outros ativos financeiros mantidos por investidores estrangeiros devem ser registrados ou mantidos em contas de depósito ou sob a custódia de uma entidade devidamente licenciada pelo Banco Central do Brasil ou pela CVM. Além disso, a negociação de títulos é restrita a transações realizadas nas bolsas de valores ou em mercados de balcão organizados licenciados pela CVM.

Os Regulamentos do Anexo II prevêm a emissão de recibos de depósito em mercados estrangeiros em relação a ações de emissores brasileiros. Antes da emissão das ADSs, o programa ADS foi aprovado pelo Banco Central do Brasil e pela CVM, nos termos do Anexo V da Resolução CVM nº 2.689, que permitiu às empresas brasileiras emitir recibos de depósito em mercados de câmbio, e estava em vigor no momento em que as ADSs foram emitidas. Os recibos depositários são atualmente regidos pela Resolução nº 4.373. Os rendimentos da venda de ADSs por titulares de ADS fora do Brasil estão livres de controles brasileiros de investimento estrangeiro e não devem estar sujeitos à tributação no Brasil. A retirada e a alienação de Ações Ordinárias e Ações Preferenciais mediante o cancelamento da ADS estarão sujeitas à tributação no Brasil. Para obter mais informações, consulte “Item 10. Informações adicionais—Tributação—Considerações fiscais brasileiras—Tributação de ganhos fora do Brasil.”

Um registro eletrônico é emitido em nome do Depositário com relação às ADSs e é mantido pelo Custodiante em nome do Depositário. De acordo com esse registro eletrônico, o Custodiante e o Depositário podem converter dividendos e outras distribuições com relação às Ações Ordinárias e Ações Preferenciais representadas por ADSs em moeda estrangeira e remeter os rendimentos para fora do Brasil. Caso um titular de ADSs troque tais ADSs por Ações Ordinárias e Ações Preferenciais, tal titular deve buscar obter seu próprio registro eletrônico no Banco Central do Brasil.

De acordo com a Resolução nº 4.373, a retirada de Ações Ordinárias e Ações Preferenciais após o cancelamento de ADSs pode exigir transações de câmbio simultâneas caso o investidor decida não dispor dessas Ações Ordinárias e Ações Preferenciais. As transações de câmbio simultâneas podem ser necessárias para obter um certificado de registro de Ações Ordinárias e Ações Preferenciais com o Banco Central. Esta transação estará sujeita a impostos no Brasil. Para obter mais informações, consulte “Item 10. Informações adicionais—Tributação—Considerações fiscais brasileiras—Outros impostos brasileiros.”

Depois disso, qualquer titular de Ações Ordinárias e Ações Preferenciais pode não ser capaz de converter para moeda estrangeira e remeter para fora do Brasil os rendimentos da alienação ou distribuições com relação a tais Ações Ordinárias e Ações Preferenciais, a menos que tal titular obtenha seu próprio registro eletrônico. Um titular que obtiver um registro eletrônico pode estar sujeito a um tratamento fiscal brasileiro menos favorável do que um titular de ADSs. Para obter mais informações, consulte “Item 10. Informações adicionais—Tributação—Considerações fiscais brasileiras.”

TRIBUTAÇÃO

O resumo a seguir contém uma descrição das principais consequências tributárias federais brasileiras e norte-americanas sobre a aquisição, propriedade e alienação de Ações Ordinárias, Ações Preferenciais ou ADSs, mas não pretende ser uma descrição abrangente de todas as considerações fiscais que possam ser relevantes para uma decisão de compra de Ações Ordinárias, Ações Preferenciais ou ADSs. O resumo é baseado nas leis tributárias do Brasil e regulamentos nele contidos e nas leis tributárias dos Estados Unidos e regulamentos nelas contidas em vigor na data deste instrumento, que estão sujeitos a alterações. Os potenciais compradores de Ações Ordinárias, Ações Preferenciais ou ADSs devem consultar seus próprios consultores tributários quanto às consequências fiscais da aquisição, propriedade e alienação de Ações Ordinárias, Ações Preferenciais ou ADSs.

Embora não exista atualmente nenhum tratado de impostos entre o Brasil e os Estados Unidos, as autoridades tributárias dos dois países têm tido discussões que podem culminar em tal tratado. No entanto, nenhuma garantia pode ser dada sobre ou quando um tratado entrará em vigor ou como isso afetará os detentores de Ações Ordinárias, Ações Preferenciais ou ADSs dos EUA. Os potenciais titulares de Ações Ordinárias, Ações Preferenciais ou ADSs devem consultar seus próprios consultores tributários quanto às consequências fiscais da aquisição, propriedade e alienação de Ações Ordinárias, Ações Preferenciais ou ADSs em suas circunstâncias específicas.

Considerações tributárias brasileiras

A discussão a seguir resume as principais consequências tributárias brasileiras da aquisição, propriedade e alienação de Ações Ordinárias, Ações Preferenciais ou ADSs por um indivíduo, entidade, truste ou organização residente ou domiciliada fora do Brasil para fins de tributação brasileira (“Titular Não Brasileiro”). Baseia-se na legislação brasileira atualmente em vigor, que está sujeita a diferentes interpretações e alterações que podem ser aplicadas retroativamente. Esta discussão não aborda todas as considerações tributárias brasileiras que possam ser aplicáveis a qualquer Titular não brasileiro específico, e cada Titular não brasileiro deve consultar seu próprio consultor tributário sobre as consequências fiscais brasileiras de investir em Ações Ordinárias, Ações Preferenciais ou ADSs.

Tributação de dividendos

Os dividendos pagos pela Companhia em dinheiro ou em espécie a partir de lucros de períodos iniciados em ou após 1º de janeiro de 1996 (i) ao Depositário em relação a Ações Ordinárias e Ações Preferenciais subjacentes às ADSs ou (ii) a um Titular Não Brasileiro em relação a Ações Ordinárias ou Ações Preferenciais geralmente não estarão sujeitos ao imposto de renda retido na fonte no Brasil. Os dividendos pagos a partir dos lucros gerados antes de 1º de janeiro de 1996 podem estar sujeitos ao imposto de renda retido na fonte no Brasil com alíquotas variáveis, dependendo do ano em que os lucros foram obtidos.

Há discussões no Congresso Nacional Brasileiro sobre uma potencial reforma tributária com o objetivo de revogar essa isenção e impor tributação de renda sobre o pagamento de dividendos. No entanto, ainda não está claro se e como essa reforma passará. Nesse contexto, foi introduzida uma lei (Lei nº 1.087/2025) pelo Governo Federal, propondo uma reforma tributária. Esta conta inclui a introdução de imposto de renda retido na fonte sobre pagamentos de dividendos a não residentes com uma taxa de 10%, com mecanismo de recuperação no caso de tributação combinada (impostos de renda de pessoa jurídica e dividendos) exceder a taxa nominal de imposto de renda e contribuição social sobre pessoa jurídica, que atualmente é de 34%. Esta proposta ainda está sendo analisada pelo Congresso Brasileiro e precisará ser aprovada antes que quaisquer alterações sejam implementadas.

Distribuições de dividendos sobre ações

De acordo com a Lei nº 9.249, de 26 de dezembro de 1995, conforme alterada, as sociedades anônimas brasileiras podem fazer pagamentos aos acionistas na forma de distribuição de juros sobre capital próprio da companhia como forma alternativa de distribuir dividendos. A taxa de juros não pode ser superior à TJLP, conforme determinado pelo Banco Central. O valor total distribuído como juros sobre capital próprio não pode exceder, para fins tributários, o que for maior entre (i) 50,0% do lucro líquido (após a dedução da contribuição social sobre os lucros líquidos e antes de levar em conta a provisão para imposto de renda e os valores atribuíveis aos acionistas como juros sobre capital próprio) relativos ao período em relação ao qual o pagamento é feito e (ii) 50,0% da soma dos lucros retidos e reservas de lucros da data do início do período em relação ao qual o pagamento é feito.

As distribuições de juros sobre capital próprio pago aos titulares brasileiros e não brasileiros de ações ordinárias e ações preferenciais, incluindo pagamentos ao depositário em relativos às ações ordinárias e ações preferenciais subjacentes às ADSs, são dedutíveis pela companhia para o imposto de renda e contribuição social sobre o lucro líquido, desde que observados os limites descritos acima. Tais pagamentos aos acionistas estão sujeitos ao imposto de renda retido na fonte brasileiro à taxa de 15,0%, exceto para pagamentos a acionistas situados em paraísos fiscais (ou seja, um país ou local que não imponha imposto de renda ou onde a alíquota máxima de imposto de renda seja inferior a 17% ou onde a legislação local imponha restrições sobre a divulgação da composição de participação acionária ou a propriedade do investimento ou o beneficiário efetivo da renda derivada de transações realizadas e atribuíveis a um Titular não brasileiro – “Titular do paraíso fiscal”), quais pagamentos estão sujeitos à retenção de imposto de renda a uma taxa de 25,0%. A lista de paraísos fiscais é fornecida atualmente na Instrução Normativa nº 1.037. Esses pagamentos podem ser incluídos, ao seu valor líquido, como parte de qualquer dividendo obrigatório. Na medida em que o pagamento de juros sobre capital próprio seja realizado, a companhia é obrigada a distribuir aos acionistas um valor adicional para garantir que o valor líquido recebido por eles, após o pagamento do imposto de renda retido na fonte aplicável, mais o valor dos dividendos declarados, seja pelo menos igual ao dividendo obrigatório.

Tributação de ganhos fora do Brasil

De acordo com a Lei nº 10.833 de 29 de dezembro de 2003 (“Lei nº 10.833/03”), os ganhos de capital realizados na disposição de ativos localizados no Brasil por um Titular não brasileiro, seja para outro residente não brasileiro ou para residentes brasileiros, estão sujeitos à tributação no Brasil. Nesse sentido, se as Ações Ordinárias ou Ações Preferenciais forem alienadas por um Titular Não Brasileiro, conforme definido como ativos localizados no Brasil, tal titular estará sujeito ao imposto de renda sobre os ganhos avaliados, seguindo as regras descritas abaixo, independentemente de a alienação ser realizada no Brasil ou no exterior e com um residente brasileiro ou não.

Uma disposição de Ações Ordinárias e Ações Preferenciais pode ocorrer no exterior se um investidor decidir cancelar seu investimento em ADSs e registrar as Ações Ordinárias e Ações Preferenciais subjacentes como um investimento estrangeiro direto nos termos da Lei nº 4.131. Qualquer ganho de capital decorrente de vendas ou outras alienações de Ações Ordinárias e Ações Preferenciais fora do Brasil estaria sujeito ao imposto de renda brasileiro nas taxas que variam de 15% a 22,5%, dependendo do valor do ganho, como segue: (i) 15% sobre ganhos que não excedam R\$ 5.000.000,00; (ii) 17,5% sobre ganhos que excedam R\$ 5.000.000,00 e não excedam R\$ 10.000.000,00; (iii) 20% sobre ganhos que excedam R\$ 10.000.000,00 e não excedam R\$ 30.000.000,00; e (iv) 22,5% sobre ganhos superiores a R\$ 30.000.000,00 ou, se o investidor for de um paraíso fiscal, 25,0%, que deve ser retida pelo comprador das Ações Ordinárias e Ações Preferenciais fora do Brasil ou seu procurador no Brasil.

Em relação às ADSs, embora o assunto não esteja livre de dúvidas, os ganhos realizados por um Titular não brasileiro na disposição de ADSs para outro Titular não brasileiro não devem ser tributados no Brasil, com base na teoria de que as ADSs não constituem ativos localizados no Brasil para os fins da Lei nº 10.833/03. No entanto, não podemos garantir que os tribunais brasileiros adotariam essa teoria. Assim, o ganho em uma disposição de ADSs por um Titular não brasileiro para um residente no Brasil (ou possivelmente até mesmo para um Titular não brasileiro no caso de os tribunais determinarem que as ADSs constituiriam ativos localizados no Brasil) pode estar sujeito ao imposto de renda no Brasil.

Tributação de ganhos no Brasil

Para fins de tributação, as regras de imposto de renda sobre ganhos relacionados à disposição de Ações Ordinárias ou Ações Preferenciais variam dependendo do domicílio do Titular Não Brasileiro, da forma pela qual tal Titular Não Brasileiro tenha registrado seu investimento perante o Banco Central Brasileiro e/ou como a disposição é realizada, conforme descrito abaixo.

Quaisquer outros ganhos avaliados em uma alienação das Ações Ordinárias ou Ações Preferenciais que não sejam realizadas na bolsa de valores brasileira são:

1. sujeito ao imposto de renda à taxa de 15%, quando realizado por um Titular não residente que (i) seja um Titular enquadrado nos termos da Resolução CMN nº 4.373; e (ii) não seja um Titular de paraíso fiscal, embora interpretações diferentes possam ser levantadas para sustentar a aplicação das taxas progressivas variando de 15% a 22,5%;

2. sujeito ao imposto de renda nas taxas progressivas variando de 15% a 22,5%, quando realizado por um Titular não residente que não seja um Titular enquadrado nos termos da Resolução CMN nº 4.373 e não seja um Titular do paraíso fiscal; e
3. sujeito a imposto de renda à taxa de 25,0%, quando realizado por um detentor do paraíso fiscal que esteja sujeito a uma taxa de imposto de renda de 25,0%.

Não há garantia de que o tratamento preferencial atual para titulares enquadrados nos termos da Resolução CMN nº 4.373 continuará no futuro.

Se esses ganhos estiverem relacionados a transações realizadas no mercado brasileiro de balcão não organizado, por meio de um intermediário, o imposto de renda retido na fonte de 0,005% sobre o valor da venda também será aplicável e poderá ser compensado com o eventual imposto de renda devido sobre o ganho de capital. Essa retenção não se aplica a um Titular enquadrado nos termos da Resolução CMN nº 4.373 que não seja um Titular do paraíso fiscal.

O depósito de Ações Ordinárias e Ações Preferenciais em troca das ADSs pode estar sujeito ao imposto de renda brasileiro. Nesse caso, a diferença entre o custo de aquisição e o preço de mercado das Ações Ordinárias e Ações Preferenciais estaria sujeita ao imposto de renda nas taxas progressivas que variam de 15% a 22,5% ou 25,0% no caso de investidores que são detentores de paraíso fiscal. Pode haver argumentos para reivindicar que esta tributação não é aplicável no caso de um Titular Não Brasileiro registrado na Resolução nº 4.373 (exceto Titulares do paraíso fiscal), que não deve estar sujeito ao imposto de renda em tal transação.

A retirada de Ações Ordinárias e Ações Preferenciais após o cancelamento de ADSs não deve estar sujeita ao imposto de renda brasileiro, desde que as regras regulatórias sejam devidamente observadas com relação ao registro do investimento perante o Banco Central Brasileiro.

No caso de resgate das Ações Ordinárias ou Ações Preferenciais ou ADSs ou redução de capital por uma empresa brasileira, com a retirada subsequente das ADSs, como nossa empresa, a diferença positiva entre o valor efetivamente recebido pelo Titular não brasileiro e o custo de aquisição dos títulos resgatados é tratada como ganho de capital derivado da venda ou troca de ações não realizadas em um mercado de bolsa de valores brasileiro e, portanto, está sujeita ao imposto de renda às taxas progressivas variando de 15,0% a 22,5% ou 25,0%, conforme o caso.

Qualquer exercício de direitos preventivos relacionados às Ações Ordinárias, Ações Preferenciais ou ADSs não estará sujeito à tributação brasileira. Os ganhos sobre a venda ou cessão de direitos preventivos estarão sujeitos ao mesmo tratamento fiscal aplicável à disposição de Ações Ordinárias ou Ações Preferenciais.

Outros impostos brasileiros

Não há impostos brasileiros sobre herança, presentes ou sucessão aplicáveis à propriedade, transferência ou disposição de Ações Ordinárias, Ações Preferenciais ou ADSs por um Titular Não Brasileiro, exceto impostos sobre doações e heranças cobrados por alguns estados do Brasil sobre doações ou heranças concedidas por indivíduos ou entidades não residentes ou domiciliados no Brasil ou no Estado relevante a indivíduos ou entidades residentes ou domiciliados nesse Estado no Brasil. Não há selo brasileiro, emissão, registro ou impostos ou taxas similares pagáveis pelos titulares de Ações Ordinárias, Ações Preferenciais ou ADSs.

De acordo com o Decreto nº 6.306, de 14 de dezembro de 2007 (“Decreto nº 6.306/07”), um imposto sobre transações cambiais (“IOF/Câmbio”) pode ser imposto sobre a conversão de moeda brasileira em moeda estrangeira (por exemplo, para fins de pagamento de dividendos e juros) ou vice-versa. Atualmente, para a maioria das transações cambiais, a taxa de IOF/Exchange é de 0,38%, exceto para: (i) transações cambiais para a entrada de fundos relacionados a investimentos em renda variável efetuados por um Titular Não Brasileiro no mercado financeiro e de capitais brasileiro, caso em que a taxa é de 0%; e (ii) pagamento de dividendos e juros sobre capital próprio relacionados ao investimento mencionado no item (i) acima, caso em que a taxa é zero. No entanto, o governo brasileiro pode aumentar a taxa para um máximo de 25,0%. Qualquer aumento desse tipo será aplicável apenas prospectivamente.

De acordo com o Decreto nº 6.306/07, o Imposto sobre Títulos e Transações de Títulos (“IOF/Títulos”) pode ser imposto sobre quaisquer transações envolvendo títulos, incluindo aqueles realizados em ações brasileiras, futuros e bolsas de commodities. A taxa de IOF/Imposto sobre Títulos aplicáveis a transações envolvendo ações ordinárias é atualmente zero se o resgate, transferência ou renegociação ocorrer após 30 dias de sua aquisição. A partir de 24 de dezembro de 2013, o IOF/Bonds passou a cobrar uma taxa de zero por cento sobre a transferência (*cessão*) de ações negociadas em um ambiente de bolsa de valores brasileiro, com o objetivo específico de permitir a emissão de recibos de depósito a serem negociados fora do Brasil. O governo brasileiro tem permissão para aumentar essa taxa a qualquer momento até 1,5% ao dia, mas apenas em relação a transações futuras.

Considerações sobre o imposto de renda federal dos EUA

As declarações sobre a lei tributária dos EUA estabelecidas abaixo são baseadas na lei dos EUA em vigor na data deste relatório anual, e as alterações a essa lei após a data deste relatório anual podem afetar as consequências fiscais descritas neste documento (possivelmente com efeito retroativo). Este resumo descreve as principais consequências do imposto de renda federal dos EUA sobre a propriedade e disposição de Ações Ordinárias, Ações Preferenciais ou ADSs, mas não pretende ser uma descrição abrangente de todas as consequências fiscais dos EUA que possam ser relevantes para uma decisão de manter ou dispor de Ações Ordinárias, Ações Preferenciais ou ADSs. Este resumo se aplica apenas a compradores de Ações Ordinárias, Ações preferenciais ou ADSs que as manterão como ativos de capital e não se aplicam a classes especiais de detentores, como corretores ou revendedores em títulos ou moedas, detentores cuja moeda funcional não seja o dólar americano, titulares de 10% ou mais de nossas ações por voto ou valor (levando em conta ações mantidas diretamente ou por meio de acordos de depósito); organizações isentas de impostos, instituições financeiras, titulares responsáveis pelo imposto mínimo alternativo, traders de títulos que optam por contabilizar seu investimento em Ações Ordinárias, Ações preferenciais ou ADSs com base na marcação ao mercado, empresas de investimento regulamentadas, parcerias ou outras entidades de repasse (ou parceiros ou membros), seguradoras, Expatriados dos EUA, e pessoas que detêm Ações Ordinárias, Ações preferenciais ou ADSs em uma transação de hedging ou como parte de um grupo, conversão ou outra transação integrada para fins de imposto de renda federal dos EUA. Além disso, este resumo não aborda o imposto Medicare sobre a renda líquida de investimento ou as consequências fiscais para os detentores dos EUA de aquisição, posse ou alienação de Ações Ordinárias, Ações Preferenciais ou ADSs sob qualquer imposto federal dos EUA sobre bens ou presentes, impostos estaduais, locais ou estrangeiros.

Cada titular é incentivado a consultar seu consultor tributário sobre as consequências fiscais gerais para ele, incluindo as consequências de acordo com leis que não sejam as leis federais de imposto de renda dos EUA, de um investimento em Ações Ordinárias, Ações Preferenciais ou ADSs.

Nesta discussão, referências a um “titular dos EUA” são para um beneficiário de Ações Ordinárias, Ações preferenciais ou uma ADS que seja (i) um cidadão individual ou residente dos Estados Unidos da América, (ii) uma corporação, ou qualquer outra entidade tributável como empresa, organizados de acordo com as leis dos Estados Unidos da América, qualquer estado dos mesmos, ou o Distrito de Columbia, ou (iii) sujeito à tributação de renda federal dos EUA em base líquida com relação às Ações Ordinárias, Ações preferenciais ou ADSs.

Para os fins do Código da Receita Federal dos EUA de 1986, conforme alterado, que chamamos de “Código”, os detentores de ADSs geralmente serão tratados como proprietários das Ações Ordinárias ou Ações Preferenciais representadas por tais ADSs.

Tributação de distribuições

Um detentor dos EUA reconhecerá a renda de dividendos para fins de imposto de renda federal dos EUA em um valor igual ao valor de qualquer caixa e o valor de qualquer propriedade distribuída por nós como um dividendo na medida em que tal distribuição seja paga de nossos ganhos e lucros atuais ou acumulados, conforme determinado para fins de imposto de renda federal dos EUA, quando tal distribuição for recebida pelo custodiante (ou pelo detentor dos EUA no caso de um detentor de Ações Ordinárias ou Ações Preferenciais).

Não esperamos manter cálculos de nossos ganhos e lucros de acordo com os princípios federais de imposto de renda dos EUA. Os detentores dos EUA, portanto, devem esperar que as distribuições geralmente sejam tratadas como dividendos para fins de imposto de renda federal dos EUA.

Para um titular dos EUA, o valor de qualquer distribuição incluirá o valor do imposto brasileiro retido sobre o valor distribuído, e o valor de uma distribuição paga em reais será medido por referência à taxa de câmbio para converter reais em dólares norte-americanos em vigor na data em que a distribuição for recebida pelo custodiante (ou por um titular dos EUA no caso de um titular de Ações Ordinárias ou Ações Preferenciais). Se o custodiante (ou titular dos EUA no caso de um titular de Ações Ordinárias ou Ações Preferenciais) não converter tais reais em dólares americanos na data em que os receber, é possível que o titular dos EUA reconheça perda ou ganho em moeda estrangeira, que seria perda ou ganho ordinário, quando os reais são convertidos em dólares americanos. Dividendos pagos por nós não serão elegíveis para a dedução de dividendos recebidos permitidos para corporações nos termos do Código.

O valor em dólares americanos dos dividendos recebidos por um indivíduo, com relação às ADSs, estará sujeito a tributação a taxas preferenciais se os dividendos forem “dividendos qualificados”. Sujeito a certas exceções para posições de curto prazo e hedge, os dividendos pagos sobre as ADSs serão tratados como dividendos qualificados se: (i) as ADSs forem prontamente negociáveis em um mercado de títulos estabelecido nos Estados Unidos; e (ii) não formos, no ano anterior ao ano em que o dividendo foi pago, nem no ano em que o dividendo é pago, uma empresa passiva de investimento estrangeiro (“PFIC”). As ADSs estão listadas na Bolsa de Valores de Nova York e serão qualificadas como prontamente negociáveis em um mercado de valores mobiliários estabelecido nos Estados Unidos, desde que estejam listadas. Com base em nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas e dados relevantes de mercado e acionistas, acreditamos que não fomos tratados como PFIC para fins de imposto de renda federal dos EUA com relação aos nossos anos tributáveis de 2024 e 2023. Além disso, com base em nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas e nossas expectativas atuais em relação ao valor e à natureza de nossos ativos, as fontes e a natureza de nossa renda, e dados relevantes de mercado e acionistas, não prevemos nos tornar uma PFIC para o ano tributável de 2025. Com base nas orientações existentes, não está claro se os dividendos recebidos com relação às Ações Ordinárias ou Ações Preferenciais serão tratados como dividendos qualificados, porque as próprias Ações Ordinárias e Ações Preferenciais não estão listadas em uma bolsa de valores dos EUA. Titulares de ADSs, Ações Ordinárias e Ações Preferenciais devem consultar seus próprios consultores fiscais sobre a disponibilidade da taxa de imposto de dividendos reduzida em vista das considerações discutidas acima e suas próprias circunstâncias particulares.

Sujeito às limitações e condições geralmente aplicáveis, a retenção de impostos brasileiros sobre dividendos com relação a Ações Ordinárias, Ações Preferenciais ou ADSs que são pagas na taxa apropriada aplicável ao titular dos EUA pode ser elegível para crédito contra a responsabilidade de imposto de renda federal dos EUA desse titular. Essas limitações e condições geralmente aplicáveis incluem requisitos adotados pelo IRS em regulamentos promulgados em dezembro de 2021, e qualquer imposto brasileiro geralmente precisará satisfazer esses requisitos para ser elegível para ser um imposto creditável para um titular dos EUA. No caso de um titular dos EUA que opte consistentemente por aplicar uma versão modificada dessas regras sob orientação temporária recentemente emitida e cumpra os requisitos específicos estabelecidos em tal orientação, o imposto retido na fonte brasileiro sobre dividendos geralmente será tratado como atendendo aos novos requisitos e, portanto, como um imposto creditável. No caso de todos os outros detentores dos EUA, a aplicação desses requisitos ao imposto brasileiro sobre dividendos é incerta e não determinamos se esses requisitos foram atendidos. Se o imposto brasileiro não for um imposto creditável para um titular dos EUA ou o titular dos EUA não optar por reivindicar um crédito fiscal estrangeiro para quaisquer impostos de renda estrangeiros, o titular dos EUA poderá deduzir o imposto brasileiro na computação da renda tributável desse titular dos EUA para fins de imposto de renda federal dos EUA. Para os titulares dos EUA que optarem por reivindicar créditos fiscais estrangeiros, as distribuições de dividendos constituirão renda de fontes sem os Estados Unidos e geralmente constituirão “renda de categoria passiva” para fins de crédito fiscal estrangeiro. A disponibilidade e o cálculo de créditos e deduções de impostos estrangeiros envolvem a aplicação de regras complexas e também variam dependendo das circunstâncias específicas de um titular dos EUA. A orientação temporária discutida acima também indica que o Tesouro e o IRS estão considerando propor emendas aos regulamentos de dezembro de 2021 e que a orientação temporária pode ser usada até que seja emitida uma orientação adicional que retire ou modifique a orientação temporária. Os titulares dos EUA devem consultar seus próprios consultores fiscais sobre a aplicação dessas regras em suas situações específicas.

As distribuições de ações adicionais para os titulares com relação às suas Ações Ordinárias, Ações Preferenciais ou ADSs que são feitas como parte de uma distribuição pro rata para todos os nossos acionistas geralmente não estarão sujeitas ao imposto de renda federal dos EUA.

Titulares de Ações Ordinárias, Ações Preferenciais ou ADSs que sejam corporações estrangeiras ou pessoas estrangeiras não residentes, que chamamos de “Detentores”, em geral, não estarão sujeitos ao imposto de renda federal dos EUA ou imposto retido na fonte sobre distribuições com relação a Ações Ordinárias, Ações Preferenciais ou ADSs que são tratadas como renda de dividendos para fins de imposto de renda federal dos EUA, a menos que tais dividendos estejam efetivamente relacionados com a conduta do titular de um comércio ou negócio nos Estados Unidos.

Tributação de ganhos de capital

Após a venda ou outra disposição tributável das Ações Ordinárias, Ações Preferenciais ou ADSs, um titular dos EUA reconhecerá o ganho ou perda para fins de imposto de renda federal dos EUA. O valor do ganho ou perda será igual à diferença entre o valor realizado em consideração pela disposição das Ações Ordinárias, Ações Preferenciais ou ADSs (incluindo o valor bruto dos rendimentos antes da dedução de qualquer imposto brasileiro) e a base fiscal do titular dos EUA nas Ações Ordinárias, Ações Preferenciais ou ADS. Esse ganho ou perda geralmente estará sujeito ao imposto de renda federal dos EUA como ganho ou perda de capital e será ganho ou perda de capital de longo prazo se as Ações Ordinárias, Ações Preferenciais ou ADSs tiverem sido mantidas por mais de um ano na data da alienação. O valor líquido do ganho de capital de longo prazo reconhecido por um titular individual geralmente está sujeito à tributação a taxas preferenciais. As perdas de capital podem ser deduzidas da renda tributável, sujeitas a certas limitações.

Um titular dos EUA geralmente não terá o direito de creditar nenhum imposto brasileiro imposto sobre a venda ou outra disposição das Ações Ordinárias, Ações Preferenciais ou ADSs contra o passivo de imposto de renda federal dos EUA do titular, exceto no caso de um titular dos EUA que opte consistentemente por aplicar uma versão modificada das regras de crédito de imposto estrangeiro dos EUA que é permitida sob orientação temporária recentemente emitida e está em conformidade com os requisitos específicos estabelecidos nesta orientação. Além disso, o ganho ou perda de capital reconhecido por um titular dos EUA sobre a venda ou outra disposição das Ações Ordinárias, Ações Preferenciais ou ADSs geralmente será ganho ou perda de fonte dos EUA para fins de crédito fiscal estrangeiro dos EUA. Consequentemente, mesmo que o imposto retido na fonte se qualifique como um imposto creditável, um titular dos EUA pode não ser capaz de creditar o imposto contra seu passivo de imposto de renda federal dos EUA, a menos que tal crédito possa ser aplicado (sujeito a condições e limitações geralmente aplicáveis) contra impostos devidos sobre outros rendimentos tratados como derivados de fontes estrangeiras. Se o imposto brasileiro não for um imposto creditável, o imposto reduziria o valor realizado na venda ou outra alienação das Ações Ordinárias, Ações Preferenciais ou ADSs, mesmo que o titular dos EUA tenha optado por reivindicar um crédito fiscal estrangeiro para outros impostos no mesmo ano. A orientação temporária discutida acima também indica que o Tesouro e o IRS estão considerando propor emendas aos regulamentos de dezembro de 2021 e que a orientação temporária pode ser usada até que seja emitida uma orientação adicional que retire ou modifique a orientação temporária. Os detentores dos EUA devem consultar seus próprios consultores fiscais sobre a aplicação das regras de crédito fiscal estrangeiro para uma venda ou outra disposição das Ações Ordinárias, Ações Preferenciais ou ADSs e qualquer imposto brasileiro imposto sobre tal venda ou disposição.

Um cidadão de fora dos EUA não estará sujeito ao imposto de renda federal dos EUA ou imposto retido na fonte sobre o ganho realizado na venda ou outra disposição das Ações Ordinárias, Ações Preferenciais ou ADSs, a menos que: (i) esse ganho esteja efetivamente relacionado à conduta do titular de um comércio ou negócio nos Estados Unidos; ou (ii) esse titular seja um indivíduo que esteja presente nos Estados Unidos da América por 183 dias ou mais no ano tributável da venda e que certas outras condições sejam atendidas.

Relatórios de ativos financeiros estrangeiros

Determinados Titulares dos EUA que possuem “ativos financeiros estrangeiros especificados” com um valor superior a US\$ 50.000 no último dia do ano fiscal ou US\$ 75.000 a qualquer momento durante o ano fiscal geralmente são obrigados a apresentar uma declaração de informações juntamente com suas declarações de imposto de renda, atualmente no Formulário 8938 do IRS, com relação a esses ativos. “Ativos financeiros estrangeiros especificados” incluem quaisquer contas financeiras mantidas em uma instituição financeira fora dos EUA, bem como títulos emitidos por um emissor fora dos EUA que não são mantidos em contas mantidas por instituições financeiras. A subavaliação de renda atribuível a “ativos financeiros estrangeiros especificados” acima de US\$ 5.000 estende o prazo de prescrição com relação à declaração de imposto de renda para seis anos após a declaração ter sido apresentada. Os titulares dos EUA que não relatarem as informações necessárias podem estar sujeitos a penalidades substanciais. Os titulares dos EUA são incentivados a consultar seus próprios consultores tributários sobre a possível aplicação dessas regras, incluindo a aplicação das regras às suas circunstâncias específicas.

Retenção na fonte e Declaração de imposto

Os dividendos pagos e os rendimentos da venda ou outra alienação das ADSs ou Ações Ordinárias ou Ações Preferenciais a um titular dos EUA geralmente podem estar sujeitos à declaração de imposto de renda e podem estar sujeitos à retenção na fonte, a menos que o titular dos EUA (i) seja uma corporação ou outro destinatário isento ou (ii) forneça um número de identificação de contribuinte e certifique que não ocorreu perda de isenção da retenção na fonte.

Um titular que não seja uma “pessoa dos Estados Unidos” (conforme definido na Receita Federal) geralmente estará isento desses requisitos de declaração de imposto retido na fonte, mas pode ser obrigado a cumprir certos procedimentos de certificação e identificação para estabelecer sua elegibilidade para tal isenção em conexão com pagamentos recebidos dentro dos Estados Unidos ou através de certos intermediários relacionados aos EUA.

O valor de qualquer retenção na fonte em um pagamento a um titular será permitido como crédito contra a responsabilidade de imposto de renda federal dos EUA do titular e pode dar direito ao titular a um reembolso, desde que certas informações necessárias sejam fornecidas à Receita Federal.

DOCUMENTOS NO DISPLAY

Arquivamos relatórios, incluindo relatórios anuais no Formulário 20-F e outras informações na SEC, de acordo com as regras e regulamentos da SEC que se aplicam a emissores privados estrangeiros. Somos obrigados a fazer registros na SEC por meios eletrônicos. Quaisquer registros que fizermos eletronicamente estarão disponíveis ao público pela Internet no [site da SEC](#).

Para obter mais informações sobre nossos títulos, consulte o Anexo 2.4 deste relatório anual.

ITEM 11. DIVULGAÇÕES QUANTITATIVAS E QUALITATIVAS SOBRE RISCO DE MERCADO

Consulte a Nota 32.2.3 para nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para obter informações sobre o risco de mercado.

ITEM 12. DESCRIÇÃO DE TÍTULOS QUE NÃO SEJAM TÍTULOS DE CAPITAL

Não aplicável.

ITEM 12A. TÍTULOS DE DÍVIDA

Não aplicável.

ITEM 12B. GARANTIAS E DIREITOS

Não aplicável.

ITEM 12C. OUTROS TÍTULOS

Não aplicável.

ITEM 12D. AÇÕES DEPOSITÁRIAS AMERICANAS

Nos Estados Unidos, nossas ações são negociadas na forma de ADSs. As ADS de Ações Ordinárias representam quatro Ações Ordinárias cada, e as ADS de Ações Preferenciais representam quatro Ações de Classe B cada. Nossas ADSs foram emitidas pelo The Bank of New York Mellon (Depositário) de acordo com o Acordo de Depósito para ADSs de Ações Ordinárias e o Acordo de Depósito para ADSs de Ações Preferenciais. As ADSs de Ações Ordinárias são negociadas sob a marca “ELPC” e as ADSs de Ações Preferenciais são negociadas sob o símbolo “ELP”. Os titulares de ADS devem pagar várias taxas ao Depositário, e o Depositário pode se recusar a fornecer qualquer serviço para o qual uma taxa tenha sido estabelecida até que a taxa aplicável tenha sido paga. O Depositário está localizado na 240 Greenwich Street, New York, NY 10286.

Os titulares de ADS são obrigados a pagar ao Depositário: (i) uma taxa anual de até US\$ 0,05 por ADS (ou parte dela) para administrar o programa ADS, e (ii) valores em relação às despesas incorridas pelo Depositário ou seus agentes em nome dos titulares de ADS, incluindo despesas decorrentes da conformidade com a lei aplicável, impostos ou outros encargos governamentais, transmissão por cabo, telex e fax, ou conversão de moeda estrangeira em dólares americanos. Em ambos os casos, o Depositário pode decidir, a seu exclusivo critério, buscar pagamento por titulares de faturamento ou deduzir a taxa de um ou mais dividendos em dinheiro ou outras distribuições em dinheiro.

Os titulares de ADS também são obrigados a pagar taxas adicionais por determinados serviços prestados pelo Depositário, conforme estabelecido na tabela abaixo.

Serviço de depósito	Taxa a ser paga pelos titulares da ADS
Emissão de ADSs, incluindo emissões resultantes de uma distribuição de ações ou direitos ou outra propriedade	US\$ 5,00 ou menos por 100 ADSs (ou parte deles)
Cancelamento de ADSs para fins de retirada, inclusive se o contrato de depósito for rescindido	US\$ 5,00 ou menos por 100 ADSs (ou parte deles)
Distribuição de dividendos em dinheiro ou outra distribuição em dinheiro	US\$ 0,05 ou menos por ADS
Distribuição de títulos distribuídos aos detentores de títulos depositados que são distribuídos pelo Depositário aos detentores registrados na ADS	Uma taxa equivalente à taxa que seria paga se os títulos distribuídos ao titular tivessem sido ações e as ações tivessem sido depositadas para emissão de ADSs
Serviços de depósito	US\$ 0,05 (ou menos) por ADS por ano civil
Transferência e registro de ações no registro de ações do Depositário ou no registro de ações de um registrador estrangeiro de ou para o nome do Depositário ou seu agente quando o titular deposita ou saca ações	Taxas de registro ou transferência
Transmissões por cabo, telex e fax (exceto quando expressamente previsto no respectivo contrato de depósito)	Despesas do Depositário
Conversão de moeda estrangeira para dólares americanos	Despesas do Depositário
Impostos e outros encargos governamentais que o Depositário ou o custodiante são obrigados a pagar em qualquer ADS ou compartilhar uma ADS subjacente (por exemplo, impostos de transferência de ações, imposto de selo ou retenção de impostos)	Conforme necessário
Quaisquer outros encargos incorridos pelo Depositário ou seus agentes para a manutenção dos valores mobiliários depositados	Conforme necessário

Pagamentos pelo Depositário

Nosso contrato atual foi celebrado em novembro de 2024 e define que os pagamentos serão feitos usando o método “Pagamentos de compartilhamento de receita”. Em qualquer Ano Contratual durante a Vigência em que o Depositário tenha coletado taxas de emissão líquidas, taxas de cancelamento líquidas, taxas líquidas de dividendos em dinheiro e/ou Taxas de Serviço Depositário - DSFs líquidas superiores a US\$ 150.000 (o “Limite de Taxa”), o Depositário nos pagará 99% das taxas líquidas coletadas além do Limite de Taxa durante o restante do Ano Contratual aplicável (cada um “Pagamento de Compartilhamento de Receita” e, juntos, os “Pagamentos de Compartilhamento de Receita”). “Taxas líquidas de emissão” e “taxas líquidas de cancelamento” são definidas como taxas brutas de emissão e taxas brutas de cancelamento coletadas pelo Depositário, conforme o caso, menos as despesas de custódia do Depositário, desde que, para tais fins, “taxas líquidas de emissão” e “taxas líquidas de cancelamento” não incluam quaisquer taxas de emissão ou cancelamento coletadas pelo Depositário resultantes de ações corporativas ou após o encerramento das Instalações. “Taxas líquidas de dividendos em dinheiro” são definidas como taxas brutas de dividendos em dinheiro coletadas pelo Depositário menos quaisquer despesas incorridas pelo Depositário relacionadas à cobrança de tais taxas. “DSFs líquidos” são definidos como DSFs brutos coletados pelo Depositário menos quaisquer despesas incorridas pelo Depositário relacionadas à coleta de tais DSFs, incluindo quaisquer encargos pela The Depository Trust & Clearing Corporation ou qualquer outro depositário central de valores mobiliários. Em 31 de dezembro de 2024, o valor bruto recebido do Depositário foi de US\$ 933.458,71 e o valor líquido foi de US\$ 653.421,09.

ITEM 13. INADIMPLÊNCIAS, ATRASOS DE DIVIDENDOS E INADIMPLÊNCIAS

Não aplicável.

ITEM 14. MODIFICAÇÕES MATERIAIS AOS DIREITOS DOS DETENTORES DE TÍTULOS E USO DE RECURSOS

Nenhum.

ITEM 15. CONTROLE E PROCEDIMENTOS

Ano fiscal de 2024

Controles e procedimentos de divulgação e relatório sobre controle interno de relatórios financeiros

(a) Controle e procedimentos de divulgação

Avaliamos a eficácia de nossos controles e procedimentos de divulgação em 31 de dezembro de 2024 com a participação de nosso Presidente e do Vice-Presidente de Finanças e de Relações com Investidores. Com base em nossa avaliação, concluímos que, em 31 de dezembro de 2024, nossos controles e procedimentos de divulgação foram eficazes em fornecer garantia razoável de que as informações que somos obrigados a divulgar nos relatórios que apresentamos ou enviamos nos termos da Lei de Valores Mobiliários são registradas, processadas, resumidas e relatadas, dentro dos prazos especificados nas regras e formulários aplicáveis, e são acumulados e relatados à nossa gerência, incluindo nosso Presidente e do Vice-Presidente de Finanças e de Relações com Investidores, conforme apropriado, para permitir decisões oportunas sobre qualquer divulgação necessária.

(b) Relatório anual de gestão sobre controle interno sobre relatórios financeiros

Nossa gerência é responsável por estabelecer e manter controle interno adequado sobre os relatórios financeiros e por avaliar a eficácia do controle interno sobre os relatórios financeiros. O processo de controles internos sobre relatórios financeiros é projetado por nosso Presidente e pelo Vice-Presidente de Finanças e de Relações com Investidores, sob a supervisão de nosso Conselho de Administração, e é realizado por nossa administração e outros empregados como um meio de fornecer garantia razoável em relação à confiabilidade dos relatórios financeiros e à preparação de demonstrações financeiras consolidadas para fins externos, de acordo com as normas contábeis IFRS, emitidas pelo IASB.

As regras 13a-15(f) e 15d-15(f) nos termos da Lei de Valores Mobiliários definem o controle interno sobre os relatórios financeiros como um processo projetado para fornecer garantia razoável sobre a confiabilidade dos relatórios financeiros e a preparação de demonstrações financeiras para fins externos de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos, e inclui políticas e procedimentos que: (1) se referem à manutenção de registros com detalhes razoáveis e que reflitam de forma precisa e justa as transações e disposições dos ativos da Empresa; (2) forneçam garantia razoável de que as transações sejam registradas conforme necessário para permitir a preparação de demonstrações financeiras de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos, e que os recibos e despesas da Empresa estão sendo feitos apenas com autorização da administração e dos diretores da Empresa; e (3) forneçam garantia razoável em relação à prevenção ou detecção oportuna de aquisição não autorizada, uso ou alienação de ativos da Empresa que poderiam ter um efeito material sobre as demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Devido às suas limitações inerentes, o controle interno sobre relatórios financeiros pode não impedir ou detectar distorções. Além disso, as projeções de qualquer avaliação de eficácia para períodos futuros estão sujeitas a inúmeros riscos, incluindo que os controles podem se tornar inadequados devido a alterações nas condições.

Nossa gerência avaliou a eficácia de nossos controles internos sobre relatórios financeiros em 31 de dezembro de 2024, com base nos critérios estabelecidos no Controle Interno – Estrutura Integrada (2013), emitido pelo Comitê de Organizações Patrocinadoras da Comissão de Treadway (Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission, “COSO”).

Com base nessas avaliações e critérios, a administração concluiu que, até 31 de dezembro de 2024, nosso controle interno sobre relatórios financeiros é eficaz.

Nossa empresa independente de contabilidade pública registrada examinou a eficácia do nosso controle interno sobre relatórios financeiros, conforme indicado no relatório incluído neste documento.

(c) Relatório de Atestado da Empresa de Contabilidade Pública Registrada

A eficácia do nosso controle interno sobre os relatórios financeiros em 31 de dezembro de 2024 foi auditada pela PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes Ltda., a empresa de contabilidade pública registrada independente da Companhia. Seu relatório integrado está incluído em nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas incluídas neste Formulário 20-F.

d) Mudanças no controle interno de relatórios financeiros

Nossa administração não identificou nenhuma outra alteração em seus controles internos sobre relatórios de divulgação financeira durante o ano encerrado em 31 de dezembro de 2024 que tenha afetado significativamente, ou tenha probabilidade razoável de afetar materialmente, seu controle interno sobre relatórios financeiros.

ITEM 16A. ESPECIALISTA FINANCEIRO DO COMITÊ DE AUDITORIA

Em 20 de setembro de 2024, nosso Conselho de Administração analisou as qualificações e históricos dos membros do Comitê de Auditoria e determinou que Carlos Biedermann era um “especialista financeiro do comitê de auditoria” na acepção do Item 16A do Formulário 20-F, e satisfaz os requisitos de independência da Regra 10A-3 nos termos da Lei de Valores Mobiliários. Para obter mais informações sobre nosso Comitê de Auditoria, consulte o “Item 6. Diretores, Gerência Sênior e Funcionários — Comitê de Auditoria.”

ITEM 16B. CÓDIGO DE ÉTICA

Nosso código de ética, chamado “Código de Conduta”, foi adotado pela primeira vez em 2003. Ao longo dos anos, o documento foi revisado para adaptá-lo à realidade da empresa. A versão atual do Código de Conduta foi aprovada em 12 de dezembro de 2024 pelo Conselho de Administração.

O Código de Conduta se aplica a todos os nossos empregados, estagiários, fornecedores, prestadores de serviços, contratados, diretores e executivos (incluindo nosso diretor executivo, nosso Vice-Presidente de Finanças e de Relações com Investidores e o Superintendente Contábil), bem como a nossas subsidiárias integrais. Desde a adoção do nosso Código de Conduta, não concedemos nenhuma renúncia expressa ou implícita de qualquer seção do nosso código às pessoas às quais ele se aplica.

Nosso Código está disponível em nosso site (ri.copel.com/en) e cópias também podem ser enviadas por correio mediante solicitação por escrito para o endereço fornecido na capa.

ITEM 16C. TAXAS E SERVIÇOS DO CONTADOR PRINCIPAL

Taxas de auditoria e não auditoria

A PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes Ltda., PCAOB ID nº 1351 e localizada em Curitiba, Brasil, atuou como nossa firma independente de contabilidade pública registrada para o ano fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2024. Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes Ltda., PCAOB ID nº 1045, atuou como nossa empresa independente de contabilidade pública registrada para o ano fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2023.

A tabela a seguir estabelece o valor total cobrado das empresas de contabilidade públicas registradas independentes pelos serviços realizados em 2024 e 2023, e detalha esses valores por categoria de serviço.

Faturado	Ano encerrado em 31 de dezembro de	
	2024	2023
	(R\$ milhões)	
PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes Ltda.		
Taxas de auditoria	4,4	—
Taxas relacionadas à auditoria	0,2	—
Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes Ltda.		
Taxas de auditoria	2,5	10,9
Taxas relacionadas à auditoria	0,1	—
Taxas fiscais	0,1	0,1
Total	7,3	11,0

Taxas de auditoria

Taxas de auditoria são taxas cobradas pela auditoria de nossas demonstrações financeiras anuais e pelas análises de nossas informações financeiras trimestrais em conexão com registros ou compromissos estatutários e regulatórios. Em 2023, o valor de R\$ 5,4 milhões se refere a serviços de auditoria relacionados à Oferta Pública no escopo da Comissão de Valores Mobiliários (Securities and Exchange Commission, SEC) e da Comissão de Valores Mobiliários do Brasil (Securities and Exchange Commission, CVM).

Taxas relacionadas à auditoria

Taxas relacionadas à auditoria são taxas que se referem aos custos associados à garantia de informações de Relatórios Integrados e à estrutura de controle para o processo de compilação e cálculo do índice financeiro.

Taxas fiscais

Taxas fiscais são taxas cobradas para a revisão de procedimentos fiscais e fiscais, incluindo o exame dos procedimentos em vigor para o cálculo, retenção, registro, controle, cobrança, recuperação e contabilidade de impostos, incluindo obrigações auxiliares.

Políticas e procedimentos de pré-aprovação do comitê de auditoria

Ao contratar outros serviços de seus auditores externos, a prática da Empresa prevê análise prévia pelo Comitê de Auditoria do Conselho de Administração, que deve considerar nesta avaliação se um relacionamento ou serviço prestado por um auditor independente: (i) cria interesses conflitantes com seu cliente de auditoria; (ii) os coloca em uma posição de auditar seu próprio trabalho; (iii) resulta em atuar como gerente ou como empregado do cliente de auditoria; ou (iv) os coloca em uma posição de advogado para o cliente de auditoria.

O Comitê de Auditoria também considera, neste tipo de avaliação, se algum serviço prestado pela empresa de auditoria independente pode prejudicar, de fato ou aparentemente, a independência da empresa. Sempre que necessário, o Comitê de Auditoria poderá contar com o apoio técnico da Auditoria Interna, ou de uma consultoria independente, para avaliação técnica que possa ser necessária em cada caso específico, com discussões sobre a contratação de outros serviços sendo registradas nas atas desse auditor independente da reunião colegiada.

Para obter mais informações sobre nosso Conselho de Administração e Comitê de Auditoria, consulte o “Item 6. Diretores, gerência sênior e empregados.”

ITEM 16D. ISENÇÃO DOS PADRÕES DE LISTAGEM PARA COMITÊS DE AUDITORIA

Na ausência de uma isenção, uma empresa listada deve estabelecer um comitê de auditoria composto por membros independentes do conselho de administração que atenda aos requisitos de independência especificados estabelecidos na Regra 10A-3 da Lei de Valores Mobiliários. Contamos com nosso Comitê de Auditoria, estabelecido de acordo com a Resolução CVM nº 23/2021 para atender aos requisitos de isenção nos termos do parágrafo (c)(3) da Regra 10A-3. De acordo com nossos estatutos e o estatuto do Comitê de Auditoria: (i) nosso Comitê de Auditoria terá de três a cinco membros; (ii) a maioria de seus membros deve cumprir os requisitos de independência de nossos estatutos; (iii) pelo menos um membro deve ser um membro independente de nosso Conselho de Administração; (iv) pelo menos um membro não deve ser um membro de nosso Conselho de Administração; e (v) pelo menos um membro deve satisfazer os requisitos de conhecimento contábil/financeiro.

Atualmente, nosso Comitê de Auditoria é composto por três membros. Sr. Carlos Biedermann, Sr. Pedro Franco Sales e Sr. Luiz Claudio Maia Vieira. O Sr. Luiz Claudio Maia Vieira é caracterizado como membro externo. Para obter mais informações sobre nosso Comitê de Auditoria, consulte o “Item 6. Diretores, Gerência Sênior e Funcionários — Comitê de Auditoria.”

ITEM 16E. COMPRAS DE TÍTULOS DE CAPITAL PELO EMISSOR E COMPRADORES AFILIADOS**Programa de Recompra de Ações**

Em 25 de novembro de 2024, o Conselho de Administração aprovou a criação do primeiro Programa de Recompra de Ações para Ações Ordinárias e Preferenciais de Classe B, emitido pela própria Empresa, com o objetivo de mantê-las em tesouraria, cancelá-las ou vendê-las, sem reduzir o capital social da Empresa, bem como cumprir o plano de Incentivo de Longo Prazo pela distribuição de ações por desempenho.

Em dezembro de 2024, a Copel comprou 2.623.800 ações ordinárias e 3.074.600 ações preferenciais, totalizando 5.698.400 ações, por meio da [B]³ S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão pelo preço de mercado. O valor total pago pelas ações foi de R\$ 50.044 mil, que é mostrado como uma redução no patrimônio líquido. A Companhia tem 18 meses a partir da aprovação do programa para cancelar, revender ou cumprir o plano de concessão de ações (consulte a nota 27.7 do Demonstrativo Financeiro).

Em janeiro de 2025, a Copel comprou 3.544.700 ações ordinárias e 4.278.300 ações preferenciais, totalizando 7.823.000 ações, por meio da [B]³ S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão, no preço de mercado. O valor total pago pelas ações foi de R\$ 120.003 mil. Atualmente, a Empresa possui 13.521.400 ações em tesouraria.

ITEM 16F. ALTERAÇÕES NO CONTADOR CERTIFICADOR DO REGISTRANTE

Não aplicável.

ITEM 16G. GOVERNANÇA CORPORATIVA

Seção	Regras de Governança Corporativa da Bolsa de Valores de Nova York para Emissores Domésticos dos EUA	Nossa abordagem
Diretoria independente		
303A.01	Uma empresa listada na Bolsa de Valores de Nova York (uma "empresa listada") deve ter a maioria dos diretores independentes em seu Conselho de Administração. "As sociedades controladas" não são obrigadas a cumprir este requisito.	De acordo com nosso Estatuto Social, a maioria dos membros do nosso conselho deve ser independente, conforme determinado pelos nossos acionistas e registrados na ata da Assembleia Geral que elege os membros do conselho, de acordo com o nosso Estatuto Social, Lei Federal 6.404/1976, Regulamento Nível 2 de Governança Corporativa da [B] ³ . Atualmente, 8 dos 9 conselheiros do Conselho de Administração são independentes de acordo com
303A.03	Os diretores não administrativos de uma empresa listada em bolsa devem se reunir em sessões executivas agendadas regularmente sem a gestão da companhia.	Nosso presidente não é membro do conselho administrativo. Nossos conselheiros não administradores realizam regularmente sessões executivas sem a gestão da companhia, que normalmente estão programadas para ocorrer no final de cada reunião do conselho.
Comitê de nomeação/governança corporativa		
303A.04	Uma empresa listada deve ter um Comitê de Nomeação/ Governança Corporativa composto inteiramente por conselheiros independentes, com um regimento a ser escrito que cubra certos deveres mínimos especificados. "Sociedades controladas" não são obrigadas a cumprir este requisito.	Temos um comitê estatutário permanente, o Comitê de Gente, para assessorar o Conselho de Administração, responsável por acompanhar os processos de indicação e avaliação aplicáveis à nossa gestão, aos membros do nosso Conselho de Administração, ao Conselho Fiscal e aos comitês do Conselho de Administração. Este comitê é composto por membros eleitos pelo Conselho de Administração.
Comitê de remuneração		
303A.05	Uma empresa listada deve ter um comitê de remuneração composto inteiramente por diretores independentes, com um estatuto por escrito que cubra certos deveres mínimos especificados. "Empresas controladas" não são obrigadas a cumprir este requisito.	Temos um comitê estatutário permanente, o Comitê de Gente, para aconselhar o Conselho de Administração, responsável por preparar e monitorar a estratégia de remuneração para gerentes, membros de comitês consultivos e consultores fiscais. Este comitê é composto por membros eleitos pelo Conselho de Administração.
Comitê de auditoria		
303A.06 303A.07	Uma empresa listada deve ter um comitê de auditoria com um mínimo de três (3) diretores independentes que satisfaçam os requisitos de independência da Regra 10A-3 da Lei de Valores Mobiliários (SEC), com um estatuto por escrito que cubra certos deveres mínimos especificados.	Temos um Comitê de Auditoria Estatutária, um órgão consultivo independente do Conselho de Administração, de acordo com o Artigo 51 do nosso Estatuto Social (Holding), cujas responsabilidades, deveres, competências e atribuições são estabelecidas em regulamentos internos específicos, em conformidade com as leis do Brasil e dos Estados Unidos, incluindo as disposições da Lei Sarbanes-Oxley (SOX); as melhores práticas da SEC e da NYSE. Contamos com o Comitê de Auditoria Estatutária atualmente para cumprir os requisitos de isenção das Regras 10A-3(c)(3), e o Comitê de Auditoria é composto por três membros independentes. Temos uma função de auditoria interna.
Planos de remuneração em ações		
303A.08	Os acionistas devem ter a oportunidade de votar em todos os planos de remuneração em ações e revisões relevantes, com isenções limitadas estabelecidas nas regras da NYSE.	De acordo com a Lei Corporativa Brasileira, a aprovação prévia dos acionistas é necessária para a adoção de quaisquer planos de remuneração em ações e revisões relevantes.
Diretrizes de governança corporativa		

303A.09	Uma empresa listada deve adotar e divulgar diretrizes de governança corporativa que abranjam determinados assuntos mínimos especificados.	Embora as práticas de governança corporativa adotadas por nós não cumpram todos os termos especificados nas regras da NYSE, elas atendem aos requisitos estabelecidos para empresas listadas no nível 2 de governança corporativa do Brasil, Bolsa e Balcão S.A (B3). Também adotamos o Código de Melhores Práticas de Governança Corporativa do Instituto Brasileiro de Governança Corporativa ("IBGC") e o Código Brasileiro de Governança Corporativa ("Companhias Abertas").
---------	---	--

Código de ética para diretores, executivos e empregados

303A.10	Uma empresa listada deve adotar e divulgar um código de conduta e ética nos negócios para seus diretores, executivos e empregados, e deve divulgar imediatamente quaisquer isenções do código para diretores ou executivos.	Adotamos um código de ética, um conjunto de regras que orientam as ações de todas as pessoas que realizam atividades em nosso nome e de nossas subsidiárias integrais e controladas, incluindo empregados (independentemente de sua função ou posição hierárquica), administradores (membros do Conselho de Administração e da Diretoria), membros do Comitê de Auditoria, estagiários, fornecedores, prestadores de serviços e terceirizados. Todos esses indivíduos são responsáveis por cumprir as disposições do código e aplicar seu conteúdo em suas respectivas funções, além de promover a divulgação, compreensão e integração do nosso código de ética.
---------	---	---

Requisitos de certificação

303A.12	O CEO de uma empresa listada deve notificar imediatamente a NYSE por escrito depois que qualquer diretor executivo da empresa listada tomar conhecimento de qualquer não conformidade material com quaisquer disposições aplicáveis da Seção 303A e certificar que não está ciente de qualquer violação pela empresa listada dos padrões de listagem de governança corporativa da NYSE, qualificando a certificação na medida necessária. Cada empresa listada deve enviar uma declaração por escrito assinada anualmente para a NYSE. Além disso, cada empresa listada deve enviar uma declaração por escrito provisória conforme e quando exigido pelo formulário de declaração por escrito provisória especificado pela NYSE.	Nosso CEO notificará imediatamente a NYSE por escrito depois que qualquer um de nossos diretores executivos tomar conhecimento de qualquer não conformidade material com quaisquer disposições aplicáveis das regras de governança corporativa da NYSE e também certificará se ele não está ciente de qualquer violação dos padrões de listagem de governança corporativa da NYSE pela empresa listada. Todos os anos, enviamos uma declaração por escrito para a NYSE e enviaremos uma declaração por escrito provisória quando necessário.
---------	--	--

Política de clawback

303A.14	O emissor deve adotar e cumprir uma Política de clawback por escrito, desde que o emissor recupere com razoável rapidez o valor da remuneração baseada em incentivo concedida erroneamente, caso o emissor seja obrigado a preparar uma reformulação contábil devido à não conformidade material do emissor com qualquer requisito de relatório financeiro de acordo com as leis de valores mobiliários, incluindo qualquer reformulação contábil necessária para corrigir um erro em demonstrações financeiras emitidas anteriormente que seja relevante para as demonstrações financeiras emitidas anteriormente, ou que resultaria em uma distorção material se o erro fosse corrigido no período atual ou deixado sem correção no período atual.	Adotamos uma Política de Clawback que atende os requisitos da Seção 303A.14 do Manual da Empresa Listado na NYSE.
---------	--	---

ITEM 16H. DIVULGAÇÃO DE SEGURANÇA DA MININA

Não aplicável.

ITEM 16I. DIVULGAÇÃO SOBRE JURISDIÇÕES ESTRANGEIRAS QUE IMPEDEM INSPEÇÕES

Não aplicável.

ITEM 16J. POLÍTICAS SOBRE INSIDER TRADING

Estabelecimento de diretrizes a serem observadas e seguidas com relação a regras adicionais às previstas na Lei nº 6.404/1976 e na Resolução CVM nº 44/2021, que cobrem os negócios realizados pela Empresa, por acionistas controladores diretos ou indiretos, membros do Conselho de Administração, da Diretoria Executiva, do Conselho Fiscal e de quaisquer órgãos com funções técnicas ou consultivas, criado por disposição estatutária, referidos neste documento, pelas pessoas vinculadas, com relação à negociação de títulos emitidos pela Companhia Paranaense de Energia.

Para obter mais informações sobre nossas políticas e procedimentos de informações privilegiadas, consulte o Anexo 11 deste relatório anual.

ITEM 16K. SEGURANÇA CIBERNÉTICA

Gestão e estratégia de risco

A segurança cibernética foi identificada como um dos riscos mais significativos no ambiente de negócios atual, e nós a classificamos como tal dentro de nossa estrutura de gestão de riscos. Nossa Política de Gestão de Riscos fornece uma visão integrada de gestão desse risco. Inclui estratégias e monitoramento de desempenho regularmente subordinados ao Comitê de Auditoria Estatutário e ao Conselho de Administração. Esses órgãos têm a tarefa de supervisionar nossos esforços de gestão de risco. Nossos processos de gestão de risco são auditados de forma independente para cumprir a Lei Sarbanes-Oxley. Essas regras se aplicam às nossas Empresas, subsidiárias integrais e controladas, e são recomendadas para entidades que controlamos conjuntamente, afiliadas e outros investimentos.

Nosso programa abrangente de gestão de risco de segurança cibernética foi projetado para proteger a integridade de nossas informações e manter a resiliência de nosso ambiente cibernético. Inclui as seguintes medidas:

- Manter a conformidade de nossas práticas cibernéticas com os padrões de melhores práticas de estrutura de segurança cibernética estabelecidos internacionalmente pelo National Institute of Standards and Technology Cybersecurity Framework (NIST-CSF).
- Utilizar componentes materiais em nossa estrutura de segurança cibernética, como autenticação multifatorial, governança e administração de identidade, gerenciamento de privilégios de acesso, firewalls de rede, firewalls de aplicativos da web, antivírus, detecção e resposta de endpoints, avaliação/gerenciamento de vulnerabilidades, teste de segurança ofensivo externo e teste de penetração, serviços de inteligência contra ameaças, plataforma de treinamento de conscientização sobre segurança e Centro de operações de segurança 24/7.
- Envolver uma equipe abrangente responsável por assuntos relacionados à segurança cibernética no dia a dia, incluindo nossa equipe de segurança da informação, privacidade, jurídico, compliance, auditoria, recursos humanos e equipes corporativas.
- Realizar treinamento anual de conscientização sobre segurança cibernética para empregados, estagiários, contratados e equipe de gestão executiva envolvidos em nossos sistemas usando uma plataforma de treinamento de conscientização de segurança que inclua testes regulares de phishing com treinamento de reforço adicional, se necessário.
- Manter um plano robusto de resposta a incidentes que inclua a definição da equipe de comunicação da Copel (Comissão de Crise) com representantes de várias áreas, como TI, Jurídico, Compliance, Relações com Investidores, Marketing, Diretor de Proteção de Dados e áreas de negócios. Esta equipe é responsável pela comunicação interna, incluindo relatórios aos conselhos de administração e deliberações sobre o progresso da comunicação externa com as várias partes interessadas envolvidas.
- Revisar, testar, atualizar e aprovar regularmente os processos de cibersegurança por meio da realização de testes de penetração, verificação de vulnerabilidade de testes de segurança ofensivos externos e simulação de ataques.

- Envolvimento em iniciativas mais amplas do setor e organizações relacionadas à segurança cibernética, como colaborar com organizações em diferentes setores para compartilhar as melhores práticas, combater o crime cibernético, melhorar a privacidade, discutir novas tecnologias e promover recursos nessas áreas.

Também nos envolvemos com empresas especializadas em segurança cibernética e consultoria e auditoria de segurança da informação para avaliar a estrutura e testar a eficácia de nossos processos e fornecer treinamentos. Nossos processos de gerenciamento de riscos de segurança cibernética se estendem à supervisão e identificação de riscos de segurança cibernética de nossa Companhia com o uso de provedores de serviços terceirizados.

Nossa Política de Informações e Segurança Cibernética descreve as principais estratégias que seguimos para proteger nossas informações corporativas e outros ativos. Isso nos ajuda a gerenciar os riscos de forma eficaz e garantir a operação contínua de nossos negócios. Além disso, temos uma Política de Privacidade e Proteção de Dados que rege como coletamos, usamos e compartilhamos informações obtidas por meio de nossos sites. Esta política adere aos requisitos da Lei Geral de Proteção de Dados Pessoais - LGPD.

Em 2024, nossa estratégia de negócios, resultados de operações e condições financeiras não foram materialmente afetados por riscos de ameaças de segurança cibernética, inclusive como resultado de incidentes anteriores de segurança cibernética. Não podemos fornecer garantia de que eles não serão significativamente afetados no futuro por tais riscos e quaisquer incidentes materiais futuros.

Governança

Conselho de Administração

O Comitê de Segurança da Informação e Cibersegurança - CSCI é um órgão colegiado auxiliar do Conselho de Administração criado com a missão de garantir a direção e as definições estratégicas relacionadas ao suporte, processos e compliance, relacionadas à segurança cibernética e à segurança da informação da empresa, considerando igualmente as áreas de controles, negócios e tecnologia da informação.

Também visa contribuir para garantir que a Companhia seja liderada por princípios que estejam alinhados com os valores da Copel e da Governança Corporativa, com diretrizes que afetem todas as partes interessadas.

O Comitê é composto por membros do Conselho de Governança, Risco e Compliance, o Vice-Presidente de Estratégia, Novos Negócios e Transformação Digital, o Conselho de Distribuição, o Conselho de Geração e Transmissão e um membro do Conselho de Administração. O órgão, por sua deliberação, poderá convidar o Diretor da área envolvida na matéria em questão e o Presidente da Copel (Holding) para auxiliar na tomada de decisões.

O Conselho de Administração e o Comitê de Auditoria Estatutário são os principais responsáveis pela supervisão dos riscos de ameaças à segurança cibernética. Para cumprir essa responsabilidade, o Comitê de Auditoria Estatutário é responsável por garantir a qualidade e a eficiência dos sistemas de controle interno e gestão de risco, incluindo a supervisão da estratégia de segurança da informação, com registro anual no Relatório do Comitê de Auditoria Estatutário com atualizações por meio de Relatórios Trimestrais pelos quais a gerência informa o Conselho sobre indicadores estratégicos, iniciativas contínuas e incidentes significativos e seu impacto.

Gestão

Os processos de gestão de risco de segurança cibernética descritos acima são gerenciados por Marcos Henrique Marçal Camillo, diretor de informação – CIO (Superintendente de Tecnologia da Informação), que tem cinco anos de experiência no cargo. O departamento de Segurança da Informação realiza o processo de prevenção, detecção, mitigação e remediação de incidentes de segurança cibernética. Eles informam o CIO por meio de relatórios que detalham o incidente, a resposta, as medidas tomadas e os indicadores de desempenho de segurança cibernética. O CIO monitora esses indicadores e relatórios, analisa as políticas de segurança e se comunica regularmente com o departamento de Segurança da Informação. Os relatórios geralmente são feitos semanal ou mensalmente, ou imediatamente em caso de incidentes graves. Além disso, o CIO é responsável pelo monitoramento e revisão anual do Programa de Segurança Cibernética.

ITEM 17. DECLARAÇÕES FINANCEIRAS

Não aplicável.

ITEM 18. DECLARAÇÕES FINANCEIRAS

ITEM 19. ANEXOS

1.1*	Estatuto Social da Companhia Paranaense de Energia.
2.1**	Contrato de depósito (ações preferenciais) datado de 21 de março de 1996, conforme alterado e reafirmado em 28 de dezembro de 2023 (incorporado por referência ao Anexo 2.1 no Formulário 20-F para o ano encerrado em 31 de dezembro de 2023)
2.2**	Contrato de depósito (ações ordinárias) datado de 28 de dezembro de 2023. (incorporado por referência ao Anexo 2.1 no Formulário 20-
2.4*	Descrição dos títulos registrados nos termos da Seção 12 da Lei de Valores Mobiliários.
8.1*	Lista de subsidiárias controladas por nós.
11	Políticas e procedimentos sobre informações privilegiadas (insider trading) da Companhia Paranaense de Energia - Copel
12.1*	Certificação do nosso diretor executivo, de acordo com as Regras 13a-14 e 15d-14 da Lei de Valores Mobiliários de 1934.
12.2*	Certificação do nosso diretor financeiro, de acordo com as Regras 13a-14 e 15d-14 da Lei de Valores Mobiliários de 1934.
13.1*	Certificação do nosso diretor executivo, de acordo com a Seção 906 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002.
13.2*	Certificação do nosso diretor financeiro, de acordo com a Seção 906 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002.
15.1*	Consent dos auditores independentes da Deloitte Touche Tohmatsu Ltda.
15.2*	Consent dos auditores independentes da PwC PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes Ltda.
97*	Governança corporativa da política de remuneração de órgãos estatutários (incorpora nossa Política de Recuperação), em 13 de dezembro de 2023
101.INS	Documento de instância XBRL.
101.SCH	Documento do Esquema de Extensão da Taxonomia XBRL.
101.CAL	Documento Linkbase de Cálculo de Extensão de Taxonomia XBRL.
101.DEF	Documento Linkbase de Definição de Extensão de Taxonomia XBRL.
101.LAB	Documento Linkbase do Rótulo de Extensão de Taxonomia XBRL.
101.PRE	Documento Linkbase da Apresentação da Extensão da Taxonomia XBRL.

* Arquivado aqui.

** Incorporado por referência

Omitimos dos anexos apresentados ou incorporados por referência neste relatório anual certas notas promissórias e outros instrumentos e acordos com relação à nossa dívida de longo prazo, nenhum dos quais autoriza títulos em um valor total que exceda 10% do nosso total de ativos. Por meio deste, concordamos em fornecer à Comissão de Valores Mobiliários cópias de quaisquer notas promissórias omitidas ou outros instrumentos ou acordos conforme solicitado pela Comissão.

GLOSSÁRIO TÉCNICO

Ações Classe B: Nossas ações preferenciais de classe B.

Ações de Classe A: Nossas ações preferenciais de classe A.

Ações ordinárias: Nossas ações ordinárias.

Ações preferenciais: Nossas ações preferenciais, divididas entre ações de Classe A e Classe B.

ACT: Acordo coletivo de trabalho

ADSs: Ações depositárias americanas (American Depositary Shares).

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica.

[B]³: [B]³ S.A. Brasil, Bolsa, Balcão: bolsa de valores, commodities e ativos futuros, com sede em São Paulo, Brasil.

Banco Central: Banco Central do Brasil

Base de remuneração regulatória: Valor agregado dos investimentos feitos pelas distribuidoras em relação aos serviços compensados pelas tarifas cobradas dos clientes (Base de Remuneração Regulatória).

BNDES: Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social.

Capacidade instalada: Capacidade de energia que pode ser fornecida a partir de uma unidade geradora específica em uma base contínua de carga total sob condições especificadas, conforme designado pelo fabricante.

CCEAR (Contrato de comercialização de energia no ambiente regulado): Contrato que determina a quantidade de energia a ser fornecido ao Mercado Regulado. Nesse caso, a receita da geradora é garantida e as distribuidoras devem assumir o risco de uma escassez de fornecimento.

CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

CDE: Conta de Desenvolvimento Energético.

CER: Contrato de Reserva de Energia.

Cliente final: Parte que usa energia para suas próprias necessidades.

Cientes cativos: clientes cuja energia é fornecida pelo distribuidor no qual a unidade de consumo está conectada, sendo que o valor pago já inclui o custo de energia e o custo do uso do fio (transmissão e distribuição). O consumidor não é livre para negociar as condições e a flexibilidade da energia fornecida para atender às necessidades de seus negócios, tendo que seguir as determinações estabelecidas pela distribuidora. O consumidor está sujeito à imprevisibilidade da variação anual das tarifas dos distribuidores.

Cientes do Grupo A: Grupo de clientes que usa energia elétrica a 2,3 kV ou mais. As tarifas aplicadas a este grupo são baseadas no nível de tensão real no qual a energia é fornecida e na hora do dia e ano em que a energia é fornecida.

Cientes do Grupo B: Grupo de clientes que usa energia elétrica em menos de 2,3 kV. As tarifas aplicadas a este grupo são compostas exclusivamente por uma taxa de energia e são baseadas na classificação do cliente.

Cientes especiais: Grupo de clientes que usa pelo menos 500 kV. Um Cliente Especial pode escolher seu fornecedor de energia se esse fornecedor derivar sua energia de fontes alternativas, como pequenas hidrelétricas, usinas eólicas ou usinas de biomassa.

Cientes residenciais de baixa renda: Grupo de clientes que consome menos de 220 kWh por mês e está cadastrado em algum dos programas sociais do governo brasileiro. São considerados um subgrupo de clientes

residenciais e não estão sujeitos ao pagamento de encargos emergenciais de capacidade e aquisição emergencial ou qualquer tarifa extraordinária aprovada pela ANEEL.

CMN: Conselho Monetário Nacional.

Code: Código da Receita Federal dos EUA de 1986, conforme alterado.

Código Florestal Brasileiro: Lei Federal nº 12.651/2012.

Compagas: Companhia Paranaense de Gás

Concessionária: Entidade detentora de concessão ou autorização de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica no Brasil.

Consumidor livre: Clientes que podem escolher seus próprios fornecedores de energia desde que atendem aos seguintes requisitos: a partir de 1º de janeiro de 2022, com demanda de pelo menos 1,0 MW em qualquer tensão; após 1º de janeiro de 2023, com demanda de pelo menos 500 kW em qualquer tensão e; após 1º de janeiro de 2024, qualquer Cliente do Grupo A.

Contrato bilateral: Instrumento jurídico que formaliza a compra e venda de energia elétrica entre agentes da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, com o objetivo de estabelecer preços, termos e quantidades de fornecimento em determinado período.

Contrato de depósito: Contrato de Depósito entre nós, o Depositário e os titulares registrados e beneficiários efetivos de tempos em tempos das ADSs.

Contrato de quantidade de energia: Acordo no qual um gerador se compromete a fornecer uma certa quantidade de energia elétrica e assume o risco de que seu fornecimento possa ser afetado negativamente por condições hidrológicas e baixos níveis de reservatório, o que poderia interromper o fornecimento. Nesse caso, o gerador seria obrigado a comprar energia elétrica em outro lugar para cumprir seus compromissos.

Copel Distribuição: Nossa subsidiária que atua no negócio de distribuição.

Copel Geração e Transmissão S.A. ou Copel GeT: Nossa subsidiária que atua no negócio de geração e transmissão.

CRC - Conta de Resultados a Compensar: Conta de compensação de valores recuperáveis.

Custodiante: Itaú Unibanco S.A., como custodiante das ações subjacentes às ADSs.

CVM: Comissão de Valores Mobiliários

Decreto nº 6.306/07: Decreto Tributário nº 6.306, de 14 de dezembro de 2007, que regula o imposto sobre crédito, câmbio e seguro, ou relativo a valores mobiliários – IOF.

Deloitte: Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes Ltda.

Depositário: Bank of New York Mellon, como depositário.

Detentor de paraíso fiscal: Acionista situado em jurisdições de paraíso fiscal (ou seja, um país ou local que não imponha imposto de renda ou onde a alíquota máxima de imposto de renda seja inferior a 20%, ou 17%, conforme o caso) ou onde a legislação local imponha restrições à divulgação da composição acionária ou à propriedade do investimento ou ao beneficiário efetivo da renda derivada de transações realizadas e atribuíveis a um Titular não brasileiro). A lista de jurisdições de paraísos fiscais é fornecida atualmente na Instrução Normativa nº 1.037.

Distribuição: Transferência de energia elétrica das linhas de transmissão e sua entrega aos clientes através de linhas de distribuição em tensões entre 13,8 kV e 44 kV.

Distribuidora: Entidade que fornece energia elétrica a um grupo de clientes por meio de uma rede de distribuição.

Dólares, dólares ou US\$: Dólares americanos.

Elejor: Centrais Elétricas do Rio Jordão S.A.

Eletrosul: Eletrosul Centrais Elétricas S.A.

FDA: Foz do Areia

Fundo RGR: Um fundo de reserva projetado para fornecer pagamentos compensatórios a empresas de energia para certos ativos usados em conexão com uma concessão se a concessão for revogada ou não for renovada.

Furnas: Furnas Centrais Elétricas S.A.

Garantia Física: Quantidade determinada atribuída a cada usina hidrelétrica de acordo com os critérios de risco de fornecimento de energia definidos pelo MME. A garantia física também representa a energia máxima que pode ser vendida pelo gerador, que é prevista em cada contrato de concessão, independentemente do volume de energia realmente gerado pela usina.

Gigawatt (GW): Um bilhão de watts.

Gigawatt hora (GWh): Um gigawatt de energia fornecido ou demandado por uma hora, ou um bilhão de watts-hora.

GSF: Fator de escalonamento de geração.

GTDC: Geração, transmissão, distribuição e comercialização.

IASB: Conselho das Normas Internacionais de Contabilidade.

IFRS (International Financial Reporting Standards): Normas internacionais de contabilidade.

IGP-DI: Índice Geral de Preços - Disponibilidade Interna.

Índice IGP-M: Índice Geral de Preços do Mercado.

IPCA: Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo.

Itaipu (Itaipu Binacional): Usina hidrelétrica de propriedade igual entre Brasil e Paraguai, com capacidade instalada de 14.000 MW.

Kilowatt (kW): Mil watts.

Kilowatt hora (kWh): Um quilowatt de energia fornecido ou exigido por uma hora, ou mil watts-hora.

Latibex: Bolsa de valores para títulos latino-americanos, que faz parte da Bolsa de Valores de Madri.

Lei de renovação de concessão de 2013: A Lei brasileira nº 12.783 promulgada em 11 de janeiro de 2013, sob a qual a maioria das concessionárias de geração, transmissão e distribuição pode ser renovada a pedido da concessionária por um período adicional de 30 anos, mas somente se a concessionária concordar em alterar os termos do contrato de concessão para refletir um novo regime tarifário a ser estabelecido pela ANEEL.

Leilão de Energia de Reserva: mecanismo de contratação de energia de reserva criada para aumentar a segurança no fornecimento de energia pelo Sistema Interligado Nacional (SIN). O leilão de reserva atua como um seguro contratado pelas distribuidoras para ser usado quando houver uma incompatibilidade entre a demanda prevista e a oferta. Esta modalidade de contratação é formalizada através da conclusão da CER entre os agentes vendedores nos leilões e a CCEE.

LGPD: Lei Federal Brasileira nº 13.709/2018, ou Lei Geral de Proteção de Dados Pessoais.

MCSD (Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits): Corresponde ao processo de realocação de excedentes e déficits de energia realizados de acordo com o Ambiente de Contratação Regulado – ACR entre os agentes de distribuição que participam da CCEE.

MCSD-EN (Mecanismo de Compensação de Excedentes e Déficits de Energia Nova): Permite aos agentes de distribuição compensar quantidades de energia elétrica e energia adquiridas em leilões de projetos de nova geração, e permite a redução de quantidades contratadas com agentes geradores ligados a empreendimentos de nova geração.

Megawatt (MW): Um milhão de watts.

Megawatt hora (MWh): Um megawatt de energia fornecido ou exigido por uma hora, ou um milhão de watts-hora.

Mercado livre: Segmento de mercado que permite um certo grau de concorrência. O Mercado Livre contempla especificamente a compra de energia elétrica por entidades não reguladas, como Clientes Livres e comercializadoras de energia.

Mercado regulado: Segmento de mercado no qual as distribuidoras compram toda a energia elétrica necessária para fornecer aos clientes através de leilões públicos. O processo de leilão é administrado pela ANEEL, diretamente ou por meio da CCEE, sob certas diretrizes fornecidas pelo MME. O mercado regulado é geralmente considerado mais estável em termos de fornecimento de energia.

Mercado spot: Segmento de Mercado Livre no qual a energia elétrica é comprada ou vendida para entrega imediata. Em geral, os preços das compras de energia no Mercado Spot tendem a ser substancialmente mais altos do que o preço da energia contratada em contratos de longo prazo.

MME: Ministério de Minas e Energia.

MRE (Mecanismo de Realocação de Energia): Mecanismo que tenta mitigar os riscos suportados por geradores hidrelétricos devido a variações nas vazões dos rios (risco hidrológico).

MVE (Mecanismo de Vendas Excedentes): Permite que as empresas distribuidoras vendam excedentes de energia e, no caso de vendas relacionadas a valores dentro dos limites regulatórios ou sobrecontratações involuntárias, permite que as distribuidoras revertam o benefício adquirido aos clientes por meio de reajustes tarifários.

Oferta base: Nossa oferta primária e oferta secundária de ações, consideradas em conjunto, excluindo o lote suplementar de nossas ações e ADRs.

ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrico.

PCH - Pequena central hidrelétrica: Usinas hidrelétricas com capacidade de geração entre 1.000 kW e 30.000 kW com reservatório cobrindo uma área igual ou inferior a 3,0 km².

PIE - Produtor independente de energia: Pessoa jurídica ou consórcio detentor de concessão ou autorização de geração de energia para venda por sua própria conta para concessionárias de serviços públicos ou clientes livres.

PLD: Preço de Liquidação de Diferenças.

PPD: Prêmio Por Desempenho.

Principal Contrato de Concessão de Transmissão: contrato de concessão de transmissão nº 060/2001 composto por diferentes ativos de transmissão, que estão em operação desde 2001 (data de assinatura do contrato de concessão).

Programa de racionamento: Programa instituído pelo governo brasileiro para reduzir o consumo de energia, em vigor entre 1º de junho de 2001 a 28 de fevereiro de 2002, dado ao período de baixa pluviosidade no Brasil.

Quilovolt (kV): Mil volts.

RAP - Receita Anual Permitida: receita anual estabelecida pela ANEEL a ser cobrada por uma concessionária de transmissão pelo uso de suas linhas de transmissão por terceiros, que incluem Clientes Livres, geradores e distribuidores.

Real, Reais ou R\$: real/reais brasileiro/s

Sanepar: Companhia de Saneamento do Paraná – Sanepar.

Securities Act: Lei de Valores Mobiliários dos Estados Unidos de 1933, conforme alterada.

Securities Exchange Act: Lei de Valores Mobiliários dos Estados Unidos de 1934, conforme alterada.

Sercomtel: Sercomtel Telecomunicações S.A.

Sistema de transmissão interligado: Sistemas ou redes para a transmissão de energia, interligados por meio de uma ou mais linhas e transformadores.

SPE: Sociedade de Propósito Específico.

Subestação: Conjunto de equipamentos que alterna e/ou altera ou regula a tensão da energia elétrica em um sistema de transmissão e distribuição.

Tarifa de transmissão: Receita cobrada por uma concessionária de transmissão com base na rede de transmissão que ela possui e opera. As tarifas de transmissão estão sujeitas a revisões periódicas pela ANEEL.

Tarifa do mercado cativo: Receita cobrada pelas empresas de distribuição para seus clientes. Cada cliente se enquadra em um determinado nível de tarifa definido por lei e com base na classificação do cliente, embora alguma flexibilidade esteja disponível de acordo com a natureza da demanda de cada cliente. As tarifas estão sujeitas à revisão anual pela ANEEL.

Tarifa ou Tarifa média: Receita total de vendas dividida pelo total de megawatts-hora (MWh) vendido para cada período, incluindo no caso da Companhia, energia não faturada, ou seja, energia entregue ao cliente, mas ainda sem emissão de fatura. A receita total de vendas, para fins de cálculo da tarifa ou tarifa média, inclui faturamento bruto antes da dedução de impostos e a receita não faturada, ainda sem impostos.

Titular dos EUA: Titular beneficiário de uma Ação Ordinária, Ação Preferencial ou ADS que seja (i) um cidadão individual ou residente dos Estados Unidos da América, (ii) uma corporação, ou qualquer outra entidade tributável como corporação, organizada de acordo com as leis dos Estados Unidos da América, qualquer estado da mesma, ou o Distrito de Columbia, ou (iii) sujeito à tributação de renda federal dos EUA em uma base líquida em relação à Ação Ordinária, Ação Preferencial ou ADS.

Titular não brasileiro: Pessoa física, jurídica, fiduciária ou domiciliada fora do Brasil para fins de tributação brasileira que adquira, possua e aliene Ações Ordinárias, Ações Preferenciais ou ADSs.

TJLP: Taxa de juros a longo prazo.

Transmissão: A transferência em massa de energia elétrica das instalações geradoras para a rede de distribuição na estação central de carga por meio da rede de transmissão (em linhas com capacidade entre 69 kV e 525 kV).

TUST (Tarifa de uso do sistema de transmissão): Tarifa estabelecida pela ANEEL para o uso do sistema de transmissão, que é o Sistema Interligado de Transmissão e suas instalações auxiliares.

UHE GBM: Usina Hidrelétrica Governador Bento Munhoz da Rocha Netto.

UHE ou usina hidrelétrica: Unidade geradora que utiliza a energia da água para acionar o gerador elétrico.

Unidade geradora: Gerador elétrico junto com a turbina ou outro dispositivo que o aciona.

Unit(s): recibo de depósito negociado na [B]³ e Latibex e, dependendo do contexto, o recibo de depósito representado pela ADS negociado na NYSE, em cada caso composto por uma Ação Ordinária e quatro Ações de Classe B.

Usina termelétrica ou UTE: Unidade geradora que usa combustível como carvão, petróleo, gás natural, diesel ou outro hidrocarboneto como fonte de energia para acionar o gerador elétrico.

Volt: Unidade básica de força elétrica análoga à pressão da água em libras por polegada quadrada.

Watt: Unidade básica de energia elétrica.

ASSINATURAS

O registrante certifica que atende a todos os requisitos para apresentação do Formulário 20-F e que devidamente fez e autorizou o signatário a assinar este relatório anual em seu nome.

Companhia Paranaense De Energia – Copel

Por: /s/ Daniel Pimentel Slaviero

Nome: Daniel Pimentel Slaviero

Título: Presidente

Por: /s/ Felipe Gutterres Ramella

Nome: Felipe Gutterres Ramella

Título: Vice-Presidente de Finanças e de Relações com

Data: 16 de abril, 2025



COPEL

Pura Energia

**COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA
COPEL e Subsidiárias**

Demonstrações financeiras consolidadas

em 31 de dezembro de 2024 e 2023

e para os anos encerrados em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022 e

Relatório de auditoria independente

ÍNDICE
DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS

	N.º F
Relatório de empresa independente de contabilidade pública registrada	154
Demonstrações consolidadas da posição financeira	155
Demonstrações consolidadas de renda	157
Demonstrações consolidadas de renda abrangente	158
Demonstrações consolidadas de mudanças no patrimônio	159
Demonstrações consolidadas de fluxos de caixa	161
Observações para as demonstrações financeiras consolidadas	163
1. Operações	163
2. Concessões e autorizações	168
3. Base de preparação	171
4. Políticas de contabilidade de materiais	174
5. Dinheiro e equivalentes a dinheiro	184
6. Títulos e títulos	184
7. Contas a receber comerciais	185
8. Ativos e passivos financeiros setoriais líquidos	186
9. Contas a receber - Concessões	187
10. Ativos contratuais	188
11. Outros recebíveis	191
12. Impostos	192
13. Despesas pré-pagas	197
14. Depósitos judiciais	198
15. Investimentos	198
16. Propriedade, fábrica e equipamento	203
17. Ativos intangíveis	208
18. Folha de pagamento, encargos sociais e acréscimos	210
19. Contas a pagar aos fornecedores	210
20. Empréstimos e financiamento	211
21. Debêntures	215
22. Benefícios pós-emprego	218
23. Encargos setoriais a pagar	222
24. Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	223
25. Contas a pagar relacionadas a concessões	224
26. Passivo de Ativos e Arrendamento com Direito de Uso	224
27. Outras contas a pagar	226
28. Disposições para reivindicações legais e passivos contingentes	227
29. Ações	230
30. Receita operacional líquida	233
31. Custos e despesas operacionais	236
32. Resultados financeiros	238
33. Segmentos operacionais	239
34. Instrumentos financeiros	243
35. Transações com partes relacionadas	254
36. Compromissos	257
37. Seguro	257
38. Informações adicionais à Declaração de fluxos de caixa	257
39. Ativos mantidos para venda e operações descontinuadas	258
40. Eventos subsequentes	261
41. Informações financeiras individuais condensadas da Companhia Paranaense de Energia - Copel	261

Relatório de empresa independente de contabilidade pública registrada

Aos Acionistas e Conselho de Administração da Companhia Paranaense de Energia - Copel

Opiniões sobre as demonstrações financeiras e o controle interno sobre os relatórios financeiros

Examinamos os balanços patrimoniais consolidados da Companhia Paranaense de Energia - Copel e de suas subsidiárias ("Companhia") em 31 de dezembro de 2024, e as respectivas demonstrações consolidadas do resultado, resultado abrangente, mutações do patrimônio líquido e fluxos de caixa para o exercício findo em 31 de dezembro de 2024, bem como as correspondentes notas explicativas (em conjunto, denominadas como "demonstrações financeiras consolidadas"). Examinamos também os controles internos da Companhia sobre os relatórios financeiros em 31 de dezembro de 2024, com base nos critérios estabelecidos no documento Controles Internos - Estrutura Integrada (2013) (Internal Control Integrated Framework (2013)), emitido pelo Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO).

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras consolidadas acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia em 31 de dezembro de 2024, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo em 31 de dezembro de 2024, de acordo com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS), emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB). Adicionalmente, em nossa opinião, a Companhia manteve, em todos os aspectos relevantes, controles internos efetivos sobre os relatórios financeiros em 31 de dezembro de 2024, com base nos critérios estabelecidos no documento Controles Internos - Estrutura Integrada (2013), emitido pelo COSO..

Base para opiniões

A administração da Companhia é responsável por estas demonstrações financeiras consolidadas, pela manutenção de controles internos efetivos sobre relatórios financeiros, e pela sua avaliação da eficácia dos controles internos sobre relatórios financeiros incluídos no Relatório anual de gestão sobre controle interno sobre relatórios financeiros apresentado no Item 15B. Nossa responsabilidade é a de expressar opiniões sobre as demonstrações financeiras consolidadas e controles internos sobre relatórios financeiros da Companhia com base em nossa auditoria. Somos uma firma de auditoria registrada no Conselho de Supervisão de Assuntos Contábeis das Companhias Abertas (Public Company Accounting Oversight Board (PCAOB)) dos Estados Unidos, o que nos obriga a sermos independentes com relação à Companhia de acordo com as leis federais de valores mobiliários dos Estados Unidos, bem como as normas e regulamentos aplicáveis da Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos (Securities and Exchange Commission (SEC)) e do PCAOB.

Realizamos nossa auditoria de acordo com as normas do PCAOB. Essas normas exigem que a auditoria seja planejada e realizada com o objetivo de obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras consolidadas estão livres de distorção relevante, independentemente se causada por erro ou fraude, e de que foram mantidos controles internos eficazes sobre os relatórios financeiros em todos os aspectos relevantes. Nossa auditoria das demonstrações financeiras consolidadas incluíram a realização de procedimentos para avaliar os riscos de distorções relevantes nas demonstrações financeiras consolidadas, independentemente se causada por fraude ou erro, e de realizar procedimentos em resposta a tais riscos. Esses procedimentos incluíram o exame, com base em testes, de evidências referentes aos valores e às divulgações apresentados nas demonstrações financeiras consolidadas. Nossa auditoria também incluiu a avaliação dos princípios contábeis utilizados e estimativas significativas feitas pela administração, bem como a avaliação da apresentação das demonstrações financeiras consolidadas tomadas em conjunto. Nossa auditoria dos controles internos sobre relatórios financeiros incluiu a obtenção de um entendimento sobre tais controles, a avaliação do risco de deficiência material e a realização de teste e avaliação do desenho e da eficácia operacional dos controles internos com base no risco avaliado, bem como outros procedimentos que consideramos necessários diante das circunstâncias. Acreditamos que nossas auditorias forneçam uma base razoável para nossas opiniões.

Definição e limitações de controles internos sobre relatórios financeiros

Os controles internos sobre os relatórios financeiros de uma companhia representam um processo que visa oferecer segurança razoável em relação à confiabilidade dos relatórios financeiros e da preparação das demonstrações financeiras para fins externos de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos. Os controles internos sobre os relatórios financeiros de uma companhia incluem políticas e procedimentos que (i) dizem respeito à manutenção de registros que, com um nível razoável de detalhamento, refletem de forma precisa e adequada as transações e destinações dos ativos da companhia; (ii) forneçam segurança razoável de que transações sejam registradas conforme necessário, a fim de permitir a elaboração de demonstrações financeiras de acordo com princípios contábeis geralmente aceitos, e que ingressos e saídas de recursos sejam realizados somente de acordo com autorizações dos administradores e conselheiros da companhia; e (iii) forneçam segurança razoável a respeito da prevenção ou detecção tempestiva de aquisições, usos ou destinações não autorizados de ativos da companhia que possam ter impacto significativo sobre as demonstrações financeiras.

Devido às suas limitações inerentes, os controles internos sobre relatórios financeiros podem não impedir ou detectar distorções. Além disso, projeções de qualquer avaliação de eficácia para períodos futuros estão sujeitas ao risco de que os controles possam vir a se tornar inadequados devido a mudanças nas circunstâncias ou a possível deterioração no grau de conformidade com as políticas ou procedimentos.

Assuntos críticos de auditoria

Os assuntos críticos de auditoria informados abaixo são assuntos decorrentes da auditoria do período corrente das demonstrações financeiras consolidadas que foram comunicados ou precisam ser comunicados ao comitê de auditoria e que (i) se referem a contas ou divulgações relevantes para as demonstrações financeiras consolidadas e (ii) envolveram julgamentos especialmente desafiadores, subjetivos ou complexos de nossa parte. A comunicação dos assuntos críticos de auditoria não altera de forma alguma nossa opinião sobre as demonstrações financeiras consolidadas, tomadas em conjunto, e não estamos, ao comunicar os assuntos críticos de auditoria abaixo, fornecendo opiniões separadas sobre os assuntos críticos de auditoria ou sobre as contas ou divulgações a que se relacionam.

Renovação de Contratos de Concessão de Geração

Conforme descrito na Nota 1, 15.5 e 16.2 das demonstrações financeiras consolidadas, em novembro de 2024, a Companhia concluiu a renovação da concessão de três usinas hidrelétricas, por um período adicional de 30 anos, pagando um bônus de outorga de R\$4.073.915 mil, que será amortizado de forma linear ao longo do prazo da concessão renovada. A administração aplicou julgamento significativo na avaliação dos aspectos regulatórios dos contratos renovados para concluir que os ativos previamente existentes relacionados à infraestrutura, totalizando R\$1.902.935 mil permanecem registrados como Imobilizado e depreciados de forma linear ao longo da vida útil estabelecida pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), limitada ao prazo do contrato de concessão.

As principais considerações para nossa determinação de que a realização de procedimentos relacionados à renovação dos contratos de concessão de geração é uma questão crítica de auditoria são (i) o julgamento significativo da administração relacionado aos aspectos regulatórios da renovação; (ii) um alto grau de julgamento e esforço do auditor ao realizar procedimentos e avaliar os julgamentos significativos da administração para determinar os efeitos contábeis dos aspectos contratuais e regulatórios da renovação; (iii) os esforços de auditoria envolveram o uso de profissionais com habilidades e conhecimentos especializados para a análise dos termos regulatórios associados à renovação.

Lidar com a questão envolveu a execução de procedimentos e a avaliação das evidências de auditoria no contexto da elaboração da nossa opinião sobre as demonstrações financeiras consolidadas como um todo. Esses procedimentos incluíram testar a eficácia dos controles relacionados à elaboração de relatórios financeiros ao final do período. Esses procedimentos também incluíram, entre outros, (i) a revisão dos contratos de concessão, bem como o memorando interno avaliando os aspectos regulatórios e contábeis preparados pela administração, para avaliar os termos, condições e períodos de renovação com o apoio de profissionais com habilidades e conhecimentos especializados; (ii) a comparação dos valores dos bônus de outorga com os registros contábeis e os respectivos comprovantes de pagamento; e (iii) a revisão das divulgações feitas nas demonstrações financeiras.

Provisões para Reclamações Legais e Passivos Contingentes

Conforme descrito nas Notas 4.10 e 26 das demonstrações financeiras consolidadas, a Companhia e suas subsidiárias são partes em processos judiciais e administrativos de natureza civil, regulatória, tributária e trabalhista, para os quais a administração registra uma provisão quando considera que o risco de perda é provável e o valor da perda pode ser estimado de forma razoável. Nenhum passivo por uma perda estimada de perda é reconhecido nas demonstrações financeiras consolidadas para resultados desfavoráveis quando, após avaliar as informações disponíveis, (i) a administração conclui que não é provável que uma perda tenha ocorrido em qualquer um dos litígios ou (ii) a administração é incapaz de estimar a perda para qualquer uma das questões pendentes. A Companhia também divulga a contingência em circunstâncias em que a administração conclui que nenhuma perda é provável ou razoavelmente estimável, mas é razoavelmente possível que uma perda possa ocorrer.

As principais considerações para nossa determinação de que a realização de procedimentos relacionados às provisões para reclamações legais e passivos contingentes é uma questão crítica de auditoria são (i) o julgamento significativo da administração ao avaliar a probabilidade de uma perda ser incorrida e ao determinar se uma estimativa confiável da perda pode ser feita; (ii) um alto grau de julgamento, subjetividade e esforço por parte do auditor ao realizar procedimentos e avaliar as evidências de auditoria relacionadas à avaliação significativa da administração das contingências de perdas associadas a reclamações judiciais; (iii) o esforço de auditoria envolveu o uso de profissionais com habilidades e conhecimentos especializados.

Lidar com a questão envolveu a execução de procedimentos e a avaliação das evidências de auditoria no contexto da elaboração da nossa opinião sobre as demonstrações financeiras consolidadas como um todo. Esses procedimentos incluíram testar a eficácia dos controles relativos às provisões para reclamações legais e passivos contingentes, incluindo controles sobre a avaliação da probabilidade de uma perda e sobre a determinação se o valor da perda pode ser estimado de forma razoável, bem como as divulgações nas demonstrações financeiras. Esses procedimentos também incluíram, entre outros, (i) confirmar com consultores jurídicos internos e externos a possibilidade ou probabilidade de um resultado desfavorável e a medida em que a perda é razoavelmente estimável; (ii) avaliar a razoabilidade da avaliação da

administração sobre se um resultado desfavorável é razoavelmente possível ou provável e razoavelmente estimável; e (iii) avaliar a suficiência das divulgações de contingência de litígios da Empresa. Profissionais com habilidades e conhecimentos especializados foram utilizados para auxiliar na avaliação da avaliação da Companhia quanto à razoabilidade das estimativas para as principais contingências.

Receita não faturada de vendas de eletricidade para consumidores finais

Conforme detalhado nas Notas 4.11 e 28 das demonstrações financeiras consolidadas, do total de receitas reconhecidas pela Companhia para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024, R\$ 930.801 mil estão relacionados a valores a serem faturados aos consumidores finais do segmento de distribuição de eletricidade (Nota 7). Quando o período de faturamento da receita não está alinhado com a data de fechamento da conta, a administração estima o valor a ser reconhecido pelos serviços prestados e ainda não faturados ao final do mês. Essas estimativas para determinar os valores não faturados a serem reconhecidos como receita são baseadas no histórico de consumo de cada consumidor e nas tarifas aplicáveis. Esse reconhecimento é determinado pela comparação dos valores faturados com a energia efetivamente vendida, levando em conta os julgamentos da administração e dados históricos, bem como os níveis de energia contratados e os efeitos da sazonalidade para o mês.

As principais considerações para nossa determinação de que a realização de procedimentos relacionados à receita não faturada é uma questão crítica de auditoria são (i) o julgamento significativo da administração ao avaliar a probabilidade do reconhecimento não faturado de receita e ao determinar métodos e suposições-chave usados para estimar receitas não faturadas, incluindo a tarifa apropriada aplicável a cada cliente, e (ii) um alto grau de julgamento e esforço do auditor, ao realizar procedimentos e avaliar a avaliação significativa da administração relacionada ao método de cálculo.

Lidar com a questão envolveu a execução de procedimentos e a avaliação das evidências de auditoria no contexto da elaboração da nossa opinião sobre as demonstrações financeiras consolidadas como um todo. Esses procedimentos incluíram o teste da eficácia dos controles relacionados ao reconhecimento de receita do segmento de distribuição de eletricidade, incluindo controles sobre a determinação de receitas não faturadas estimadas e controles gerais de TI sobre os principais sistemas envolvidos no processo. Esses procedimentos também incluíram, entre outros, (i) a avaliação da adequação do método de cálculo utilizado, (ii) a avaliação da razoabilidade das suposições significativas usadas pela administração e os dados utilizados na determinação da estimativa de receita não faturada e (iii) a avaliação da suficiência das divulgações da Companhia sobre o reconhecimento de receita não faturada.

/s/ PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes Ltda.
Curitiba, Brazil
Abril 16, 2025

Somos auditores da Companhia desde 2024.

RELATÓRIO DE EMPRESA INDEPENDENTE DE CONTABILIDADE PÚBLICA REGISTRADA

To the Shareholders and the Board of Directors of Companhia Paranaense de Energia - Copel

Opinion on the financial statements

We have audited the accompanying consolidated statement of financial position of Companhia Paranaense de Energia - Copel and subsidiaries (the "Company") as of December 31, 2023, the related consolidated statements of income, of comprehensive income, of changes in equity and of cash flows for each of the two years in the period ended December 31, 2023, and the related notes (collectively referred to as the "financial statements"). In our opinion, the financial statements present fairly, in all material respects, the financial position of the Company as of December 31, 2023, and the results of its operations and of its cash flows for each of the two years in the period ended December 31, 2023, in conformity with International Financial Reporting Standards - IFRS, as issued by the International Accounting Standards Board - IASB.

Basis for opinion

These financial statements are the responsibility of the Company's Management. Our responsibility is to express an opinion on the Company's financial statements based on our audits. We are a public accounting firm registered with the PCAOB and are required to be independent with respect to the Company in accordance with the U.S. federal securities laws and the applicable rules and regulations of the Securities and Exchange Commission and the PCAOB.

We conducted our audits in accordance with the standards of the PCAOB. Those standards require that we plan and perform the audit to obtain reasonable assurance about whether the financial statements are free of material misstatement, whether due to error or fraud. Our audits included performing procedures to assess the risks of material misstatement of the financial statements, whether due to error or fraud, and performing procedures that respond to those risks. Such procedures included examining, on a test basis, evidence regarding the amounts and disclosures in the financial statements. Our audits also included evaluating the accounting principles used and significant estimates made by Management, as well as evaluating the overall presentation of the financial statements. We believe that our audits provide a reasonable basis for our opinion.

/s/ DELOITTE TOUCHE TOHMATSU

Auditores Independentes Ltda.

Curitiba, Brazil

April 10, 2024

We began serving as the Company's auditor in 2016. In 2024 we became the predecessor auditor.

Deloitte refers to one or more of Deloitte Touche Tohmatsu Limited ("DTTL"), its global network of member firms, and their related entities (collectively, the "Deloitte organization"). DTTL (also referred to as "Deloitte Global") and each of its member firms and related entities are legally separate and independent entities, which cannot obligate or bind each other in respect of third parties. DTTL and each DTTL member firm and related entity is liable only for its own acts and omissions, and not those of each other. DTTL does not provide services to clients. Please see www.deloitte.com/about to learn more.

Deloitte provides industry-leading audit and assurance, tax and legal, consulting, financial advisory, and risk advisory services to nearly 90% of the Fortune Global 500® and thousands of private companies. Our people deliver measurable and lasting results that help reinforce public trust in capital markets, enable clients to transform and thrive, and lead the way toward a stronger economy, a more equitable society, and a sustainable world. Building on its 175-plus year history, Deloitte spans more than 150 countries and territories. Learn how Deloitte's approximately 457,000 people worldwide make an impact that matters at www.deloitte.com.

© 2025. For information, contact Deloitte Global.

Empresa independente de contabilidade pública registrada | Demonstrativos financeiros consolidados | Formulário 20-F 25FY24 | COPEL e subsidiárias |

F-5

**Demonstrações Financeiras Consolidadas em
31 de dezembro de 2024 e 2023
e para os exercícios encerrados de 31 de
dezembro de 2024, 2023 e 2022 e
o Relatório dos Auditores Independentes**

Balanco Patrimonial Consolidado

Em 31 de dezembro de 2024 e de 2023

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

ATIVO	NE nº	31.12.2024	12.31.2023
CIRCULANTE			
Caixa e equivalentes de caixa	5	4.161.939	5.634.623
Títulos e valores mobiliários	6	623	4.763
Cauções e depósitos vinculados		9	9
Clientes	7	3.962.702	3.761.170
Dividendos a receber		82.278	95.569
Ativos financeiros setoriais	8	—	15.473
Contas a receber vinculadas à concessão	9	10.609	9.354
Ativos de contrato	10	283.896	284.616
Valor justo na compra e venda de energia	32.2.10	217.350	379.261
Outros créditos	11	949.674	570.471
Estoques		136.324	174.726
Imposto de renda e contribuição social		296.128	315.218
Outros tributos a recuperar	12.2	994.618	943.343
Despesas antecipadas		63.211	62.869
Partes relacionadas	33	621	1.336
		11.159.982	12.252.801
Ativos classificados como mantidos para venda	37	1.881.826	1.462.929
		13.041.808	13.715.730
NÃO CIRCULANTE			
Realizável a Longo Prazo			
Títulos e valores mobiliários	6	529.085	490.732
Outros investimentos temporários		30.603	31.728
Clientes	7	116.180	105.259
Depósitos judiciais	13	394.364	634.712
Ativos financeiros setoriais	8	—	15.473
Contas a receber vinculadas à concessão	9	3.497.351	2.809.901
Ativos de contrato	10	6.927.010	7.320.445
Valor justo na compra e venda de energia	32.2.10	479.938	722.423
Outros créditos	11	681.846	130.917
Imposto de renda e contribuição social		164.043	68.003
Imposto de renda e contribuição social diferidos	12.1	1.174.175	1.757.688
Outros tributos a recuperar	12.2	1.320.526	2.256.156
		15.315.121	16.343.437
Investimentos	14	3.577.937	3.511.797
Imobilizado	15	8.516.697	10.825.421
Intangível	16	16.623.610	11.170.089
Direito de uso de ativos	24.1	308.983	252.600
		44.342.348	42.103.344
TOTAL DO ATIVO		57.384.156	55.819.074

As notas explicativas – NE são parte integrante das demonstrações financeiras

Balanco Patrimonial Consolidado

Em 31 de dezembro de 2024 e de 2023

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

PASSIVO	NE nº	31.12.2024	12.31.2023
CIRCULANTE			
Obrigações sociais e trabalhistas	17	411.102	927.538
Fornecedores	18	2.324.423	2.154.430
Imposto de renda e contribuição social		83.482	132.979
Outras obrigações fiscais	12.2	302.345	346.083
Empréstimos e financiamentos	19	1.231.205	675.980
Debêntures	20	2.025.110	1.225.649
Dividendos a pagar		3.878	464.147
Benefícios pós-emprego	21	95.383	85.833
Encargos setoriais a recolher		44.825	61.466
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	22	179.149	320.196
Contas a pagar vinculadas à concessão	23	113.092	101.976
Passivos financeiros setoriais	8	935.322	476.103
Passivo de arrendamentos	24.2	57.502	49.742
Valor justo na compra e venda de energia	32.2.10	214.955	321.646
Outras contas a pagar	25	1.199.195	537.810
PIS e Cofins a restituir para consumidores	12.3.1	—	558.591
Provisão para destinação de crédito de PIS e Cofins	12.3.1	580.000	—
Provisões para litígios	26	—	336.000
		9.800.968	8.776.169
Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda	37	541.412	533.264
		10.342.380	9.309.433
NÃO CIRCULANTE			
Obrigações sociais e trabalhistas	17	457	—
Fornecedores	18	142.380	131.143
Imposto de renda e contribuição social diferidos	12.1	1.895.459	1.686.793
Outras obrigações fiscais	12.2	291.195	612.093
Empréstimos e financiamentos	19	3.387.589	4.667.237
Debêntures	20	10.602.255	8.393.457
Benefícios pós-emprego	21	1.063.326	1.398.410
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	22	241.294	233.478
Contas a pagar vinculadas à concessão	23	992.252	791.879
Passivos financeiros setoriais	8	142.488	27.888
Passivo de arrendamentos	24.2	271.004	220.700
Valor justo na compra e venda de energia	32.2.10	170.837	431.938
Outras contas a pagar	25	247.021	147.132
PIS e Cofins a restituir para consumidores	12.3.1	—	173.135
Provisão para destinação de crédito de PIS e Cofins	12.3.1	1.000.588	1.909.775
Provisões para litígios	26	956.696	1.492.916
		21.404.841	22.317.974
PATRIMÔNIO LÍQUIDO			
Atribuível aos acionistas da empresa controladora			
Capital social	27.1	12.821.758	12.821.758
Reservas de capital	27.6	5.595	—
Ajustes de avaliação patrimonial	27.2	517.408	307.050
Ações em tesouraria	27.7	(50.044)	—
Reserva legal	27.3	1.766.110	1.625.628
Reserva de retenção de lucros	27.3	9.363.866	9.000.506
Dividendo adicional proposto	27.4	1.250.025	131.211
		25.674.718	23.886.153
Atribuível aos acionistas não controladores	14.2.2	(37.783)	305.514
		25.636.935	24.191.667
TOTAL DO PASSIVO		57.384.156	55.819.074

As notas explicativas – NE são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstração de Resultado Consolidado

Em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	NE nº	31.12.2024	12.31.2023	12.31.2022
OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE				
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	28	22.651.036	21.479.468	20.535.341
Custos Operacionais	29	(17.759.792)	(16.581.428)	(15.605.584)
LUCRO OPERACIONAL BRUTO		4.891.244	4.898.040	4.929.757
Outras Receitas (Despesas) Operacionais				
Despesas com vendas	29	(137.121)	(152.638)	(175.669)
Despesas gerais e administrativas	29	(825.350)	(1.078.037)	(733.695)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	29	(145.727)	(280.460)	(739.635)
Provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins	12.3.1	—	—	(810.563)
Resultado da equivalência patrimonial		281.202	307.809	478.577
		(826.996)	(1.203.326)	(1.980.985)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS		4.064.248	3.694.714	2.948.772
Resultado Financeiro				
Receitas financeiras	30	1.184.779	1.069.116	956.413
Despesas financeiras		(2.341.793)	(2.274.106)	(1.950.927)
Atualização de provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins	12.3.1	—	—	(1.011.370)
		(1.157.014)	(1.204.990)	(2.005.884)
LUCRO OPERACIONAL		2.907.234	2.489.724	942.888
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL				
Imposto de renda e contribuição social	12.4	(177.999)	(371.104)	(368.035)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		(421.436)	17.047	649.134
		(599.435)	(354.057)	281.099
LUCRO LÍQUIDO PROVENIENTE DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE		2.307.799	2.135.667	1.223.987
OPERAÇÕES DESCONTINUADAS				
Lucro líquido proveniente de operações descontinuadas	37	491.571	191.501	(74.666)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		2.799.370	2.327.168	1.149.321
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações em continuidade		2.345.941	2.158.077	1.237.819
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações descontinuadas		463.690	100.733	(125.812)
Atribuído aos acionistas não controladores decorrente de operações em continuidade	14.2.2	(26.800)	873	(207)
Atribuído aos acionistas não controladores decorrente de operações descontinuadas	14.2.2	16.539	67.485	37.521
LUCRO LÍQUIDO BÁSICO POR AÇÃO ATRIBUÍDO AOS ACIONISTAS DA EMPRESA CONTROLADORA - em reais	27.5			
Ações ordinárias		0,74447	0,75215	0,43170
Ações preferenciais classe "A"		0,81978	0,87237	0,55106
Ações preferenciais classe "B"		0,81899	0,76906	0,46509
LUCRO LÍQUIDO DILUÍDO POR AÇÃO ATRIBUÍDO AOS ACIONISTAS DA EMPRESA CONTROLADORA - em reais	27.5			
Ações ordinárias		0,74335	0,75215	0,43170
Ações preferenciais classe "A"		0,81978	0,87237	0,55106
Ações preferenciais classe "B"		0,81899	0,76906	0,46509
LUCRO LÍQUIDO BÁSICO POR AÇÃO ATRIBUÍDO AOS ACIONISTAS DA EMPRESA CONTROLADORA - em reais	27.5			
Ações ordinárias		0,89163	0,78574	0,38839
Ações preferenciais classe "A"		0,98165	0,90931	0,50343

Ações preferenciais classe "B"		0,98086	0,80600	0,41745
LUCRO LÍQUIDO DILUÍDO POR AÇÃO ATRIBUÍDO AOS ACIONISTAS DA EMPRESA CONTROLADORA - em reais	27.5			
Ações ordinárias		0,89051	0,78574	0,38839
Ações preferenciais classe "A"		0,98165	0,90931	0,50343
Ações preferenciais classe "B"		0,98087	0,80600	0,41745

As notas explicativas – NE são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstração de Resultado Abrangente Consolidado

Em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	NE nº	31.12.2024	12.31.2023	12.31.2022
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		2.799.370	2.327.168	1.149.321
Outros resultados abrangentes				
Itens que não serão reclassificados para o resultado				
Ajustes de passivos atuariais	27.2			
Benefícios pós-emprego		363.466	(379.126)	291.740
Tributos sobre outros resultados abrangentes		(123.578)	129.007	(88.548)
Itens que poderão ser reclassificados para o resultado	27.2			
Ajustes de ativos financeiros		(569)	(6.373)	10.295
Tributos sobre outros resultados abrangentes		243	2.167	(3.500)
Total de outros resultados abrangentes, líquido de tributos		239.562	(254.325)	209.987
RESULTADO ABRANGENTE DO EXERCÍCIO		3.038.932	2.072.843	1.359.308
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações em continuidade		2.585.645	1.903.365	1.444.438
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações descontinuadas		463.690	101.666	(125.165)
Atribuído aos acionistas não controladores decorrente de operações em continuidade		(26.942)	(390)	1.834
Atribuído aos acionistas não controladores decorrente de operações descontinuadas		16.539	68.202	38.201

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido Consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	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 2022		10.800.000	—	—	633.789	(207.619)	1.457.087	7.785.092	1.368.675	—	21.837.024	338.211	22.175.235
Lucro líquido do exercício		—	—	—	—	—	—	—	—	1.112.007	1.112.007	37.314	1.149.321
Outros resultados abrangentes		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Ajustes de passivos atuariais, líquidos de tributos		—	—	—	—	202.509	—	—	—	—	202.509	683	203.192
Ajustes de ativos financeiros		—	—	—	—	4.757	—	—	—	—	4.757	2.038	6.795
Resultado abrangente total do exercício		—	—	—	—	207.266	—	—	—	1.112.007	1.319.273	40.035	1.359.308
Realização do custo atribuído do imobilizado, líquida de tributos		—	—	—	(36.513)	—	—	—	—	36.513	—	—	—
Realização de ganho atuarial		—	—	—	—	(3.541)	—	3.541	—	—	—	—	—
Deliberação do dividendo adicional proposto		—	—	—	—	—	—	—	(1.368.675)	—	(1.368.675)	—	(1.368.675)
Dividendos e Juros sobre o capital próprio	27.4	—	—	—	—	—	—	(891.000)	—	(79.000)	(970.000)	(40.198)	(1.010.198)
Destinação proposta à A.G.O.:													
Reserva legal		—	—	—	—	—	55.600	—	—	(55.600)	—	—	—
Dividendos	27.4	—	—	—	—	—	—	—	—	(258)	(258)	(24.187)	(24.445)
Reserva de retenção de lucros		—	—	—	—	—	—	1.013.662	—	(1.013.662)	—	—	—
Saldo em 31 de dezembro de 2022		10.800.000	—	—	597.276	(3.894)	1.512.687	7.911.295	—	—	20.817.364	313.861	21.131.225
Lucro líquido do exercício		—	—	—	—	—	—	—	—	2.258.810	2.258.810	68.358	2.327.168
Outros resultados abrangentes		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Ajustes de passivos atuariais, líquidos de tributos	27.2	—	—	—	—	(250.837)	—	—	—	—	(250.837)	718	(250.119)
Ajustes de ativos financeiros	27.2	—	—	—	—	(2.942)	—	—	—	—	(2.942)	(1.264)	(4.206)
Resultado abrangente total do exercício		—	—	—	—	(253.779)	—	—	—	2.258.810	2.005.031	67.812	2.072.843
Realização do custo atribuído do imobilizado, líquida de tributos	27.2	—	—	—	(32.553)	—	—	—	—	32.553	—	—	—
Emissão de ações	27.1	2.021.758	—	—	—	—	—	—	—	—	2.021.758	—	2.021.758
Dividendos e Juros sobre o capital próprio		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(62.162)	(62.162)
Destinação proposta à A.G.O.:													
Reserva legal		—	—	—	—	—	112.941	—	—	(112.941)	—	—	—
Juros sobre o capital próprio	4.2.2 e 27.4	—	—	—	—	—	—	(44.160)	—	(913.840)	(958.000)	(13.886)	(971.886)
Dividendos	4.2.2 e 27.4	—	—	—	—	—	—	—	131.211	(131.211)	—	(111)	(111)
Reserva de retenção de lucros		—	—	—	—	—	—	1.133.371	—	(1.133.371)	—	—	—
Saldo em 31 de dezembro de 2023		12.821.758	—	—	564.723	(257.673)	1.625.628	9.000.506	131.211	—	23.886.153	305.514	24.191.667
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	27.6	—	5.595	—	—	—	—	—	—	—	5.595	—	5.595
Recompra de ações	27.7	—	—	(50.044)	—	—	—	—	—	—	(50.044)	—	(50.044)
Deliberação do dividendo adicional proposto	27.4	—	—	—	—	—	—	—	(131.211)	—	(131.211)	—	(131.211)
Dividendos e Juros sobre o capital próprio	27.4	—	—	—	—	—	—	(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	27.4	—	—	—	—	—	—	(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

As notas explicativas – NE são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstração dos Fluxos de Caixa Consolidados

Em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	NE nº	31.12.2024	12.31.2023	12.31.2022
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS				
Lucro líquido do período proveniente de operações em continuidade		2.307.799	2.135.667	1.223.987
Ajustes para a reconciliação do lucro líquido do exercício com a geração de caixa das atividades operacionais:				
Encargos, variações monetárias e cambiais não realizadas – líquidas		2.071.041	1.951.552	1.298.681
Juros efetivos - bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas	9.2	(120.800)	(114.370)	(118.439)
Remuneração de contratos de concessão de transmissão	10.2	(833.630)	(730.094)	(769.248)
Provisão para destinação de crédito de PIS e Cofins		—	—	1.821.933
Imposto de renda e contribuição social	12.4	177.999	371.104	368.035
Imposto de renda e contribuição social diferidos	12.4	421.436	(17.047)	(649.134)
Resultado da equivalência patrimonial		(281.202)	(307.809)	(478.577)
Apropriação de obrigações de benefícios pós emprego	21.3	257.711	267.741	266.273
Apropriação de programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	22.1	181.675	165.459	155.705
Reconhecimento do valor justo do ativo indenizável da concessão	28	(82.424)	(62.167)	(79.169)
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	28	(923.724)	(1.070.196)	(1.847.863)
Depreciação e amortização	29	1.465.478	1.382.040	1.233.097
Provisão decorrente do programa de demissão voluntária	29.2	18.306	610.057	—
Incentivos de longo prazo	29.2	5.595	—	—
Perdas estimadas, provisões e reversões operacionais líquidas	29.4	345.102	92.235	717.531
Realização de mais/menos valia em combinações de negócios	10.2	(722)	(722)	(721)
Valor justo nas operações de compra e venda de energia no mercado ativo	28.1 e 29.1	36.604	(5.045)	(32.748)
Valor justo nas operações com derivativos		—	—	2.907
Baixas de contas a receber vinculadas à concessão	9.1	3.265	270	26.533
Baixas de ativos de contrato	10.1	14.496	16.728	8.829
Resultado das baixas de imobilizado	15.2	32.234	10.458	7.850
Resultado das baixas de intangíveis	16.1 e 16.3	76.183	78.728	55.053
Resultado das baixas de direito de uso de ativos e passivo de arrendamentos – líquido	24.1 e 24.2	(4.774)	726	(146)
Resultado na alienação de imóveis	29.6.1	(264.434)	—	—
		4.903.214	4.775.315	3.210.369
Redução (aumento) dos ativos				
Clientes		602.196	188.437	1.482.232
Dividendos e juros sobre o capital próprio recebidos		223.985	174.826	67.732
Depósitos judiciais		18.427	33.298	1.521
Ativos financeiros setoriais		354.421	36.964	966.466
Outros créditos		(73.515)	(11.555)	69.208
Estoques		38.402	18.741	7.326
Imposto de renda e contribuição social a recuperar		(295.650)	(201.003)	(488.495)
Outros tributos a recuperar		(50.731)	(138.520)	236.843
Despesas antecipadas		(342)	(2.281)	(6.585)
Partes relacionadas		715	(201)	(1.135)
		817.908	98.706	2.335.113
Aumento (redução) dos passivos				
Obrigações sociais e trabalhistas		(313.552)	297.343	(191.643)
Fornecedores		72.730	19.506	(347.157)
Outras obrigações fiscais		882.575	974.083	884.140
Benefícios pós-emprego	21.3	(219.780)	(224.809)	(200.697)
Encargos setoriais a recolher		(16.641)	14.978	(151.898)
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	22.1	(336.956)	(255.295)	(202.073)
Contas a pagar vinculadas à concessão	23.1	(110.385)	(115.736)	(106.370)
Outras contas a pagar		(131.259)	149.450	106.269
Provisões para litígios quitadas	26.1	(345.138)	(372.838)	(239.741)
		(518.406)	486.682	(449.170)
CAIXA GERADO (UTILIZADO) PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS		5.202.716	5.360.703	5.096.312
Imposto de renda e contribuição social pagos		(219.219)	(294.676)	(124.381)
Encargos de empréstimos e financiamentos pagos	19.2	(471.276)	(521.134)	(337.455)
Encargos de debêntures pagos		(1.089.013)	(1.127.607)	(890.123)
Encargos de passivo de arrendamentos pagos		(33.292)	(24.284)	(19.531)
CAIXA LÍQUIDO GERADO (UTILIZADO) PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS PROVENIENTES DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE		3.389.916	3.393.002	3.724.822
CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS PROVENIENTES DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS	37	3.620	125.474	177.827
CAIXA LÍQUIDO GERADO (UTILIZADO) PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS		3.393.536	3.518.476	3.902.649

(continua)

	NE nº	31.12.2024	12.31.2023	12.31.2022
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO				
Aplicações financeiras		(32.939)	(44.061)	44.190
Aquisições de ativos de contrato		(2.174.902)	(1.973.215)	(1.909.603)
Aquisições de controladas – efeito no caixa		—	(911.450)	(18.031)
Alienação de investimentos	1.1 e 37	47.066	58.132	—
Aportes em investimentos	14.1	—	(10.780)	(4.829)
Redução de capital em investidas	14.1	37.129	—	61.536
Aquisições de imobilizado		(137.635)	(204.805)	(381.938)
Alienações de imobilizado	29.6.1	11.440	—	—
Aquisições de intangível	16.2 e 16.3	(4.098.286)	(13.388)	(8.319)
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO PROVENIENTES DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE		(6.348.127)	(3.099.567)	(2.216.994)
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO PROVENIENTES DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS	37	608.713	(35.524)	(558.002)
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO		(5.739.414)	(3.135.091)	(2.774.996)
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO				
Ingressos de empréstimos e financiamentos	19.2	5.051	45.325	1.891.954
Custos de transação na captação de empréstimos e financiamentos	19.2	(1.693)	(6.886)	(19.781)
Ingressos de debêntures emitidas	20.2	3.920.000	2.900.000	1.500.000
Custos de transação na emissão de debêntures	20.2	(60.623)	(60.677)	(14.445)
Amortizações de principal de empréstimos e financiamentos	19.2	(261.753)	(260.971)	(1.000.319)
Amortizações de principal de debêntures		(1.079.912)	(1.193.910)	(2.051.481)
Amortizações de principal de passivo de arrendamentos		(70.949)	(69.293)	(57.212)
Aumento de capital		—	2.031.619	—
Custos de transação no aumento de capital		—	(14.941)	—
Recompra de ações próprias	27.7	(50.044)	—	—
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos		(1.586.565)	(750.371)	(2.167.769)
CAIXA LÍQUIDO GERADO (UTILIZADO) PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO PROVENIENTES DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE		813.512	2.619.895	(1.919.053)
CAIXA LÍQUIDO GERADO (UTILIZADO) PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO PROVENIENTES DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS	37	(9.656)	76.677	(2.988)
CAIXA LÍQUIDO GERADO (UTILIZADO) PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO		803.856	2.696.572	(1.922.041)
TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		(1.542.022)	3.079.957	(794.388)
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	5	5.634.623	2.678.457	3.472.845
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	5	4.161.939	5.634.623	2.552.407
Varição de caixa e equivalentes de caixa proveniente de operações descontinuadas		(69.338)	123.791	126.050
VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		(1.542.022)	3.079.957	(794.388)

As notas explicativas – NE são parte integrante das demonstrações financeiras

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS

(Todos os valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

1. Contexto Operacional

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

A Copel e suas controladas têm como principais atividades regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME, pesquisar, estudar, planejar, construir e explorar a produção, transformação, transporte, distribuição e comercialização de energia, em qualquer de suas formas, principalmente a elétrica. Adicionalmente, a Copel tem participação em consórcios e em empresas privadas, com o objetivo de desenvolver atividades, principalmente nas áreas de energia.

Renovação das concessões

A transformação da Copel em “Corporação” ocorrida em 2023 possibilitou, nos termos da Lei 9.074/95 a renovação integral das concessões das Usinas Hidrelétricas Governador Bento Munhoz da Rocha Netto - GBM (“Foz do Areia”), Governador Ney Braga - GNB (“Segredo”) e Governador José Richa - GJR (“Salto Caxias”), por 30 anos contados a partir da assinatura dos novos contratos de concessão, que foram celebrados em 19.11.2024.

Em 21.11.2024 foi realizado o pagamento do bônus de outorga pela renovação das concessões, no valor atualizado de R\$ 4.073.915, nos termos da Portaria Interministerial dos Ministérios de Minas e Energia e da Fazenda - MME/MF nº 01, de 30.03.2023 (NE nº 16.2).

A partir de novembro de 2024, tendo em vista a continuidade das operações, a totalidade dos ativos vinculados a estas três usinas passaram a ser depreciados de forma linear pelo prazo de vida útil estabelecido pela Aneel. Caso esse prazo exceda o vencimento do contrato de concessão, será utilizado o prazo do contrato, sem valor residual (NE nº 15.5).

Os novos contratos de concessão foram pactuados pelo regime de exploração de Produção Independente de Energia (PIE) e terão pagamento pelo Uso do Bem Público – UBP por cinco anos (NE nº 23).

1.1. Participações societárias da Copel

A Copel participa, direta ou indiretamente, em controladas (1.1.1), em empreendimentos controlados em conjunto (1.1.2), em coligadas (1.1.3) e em operações em conjunto (1.1.4).

Durante o ano de 2024 ocorreram os seguintes eventos que resultaram em alterações em relação às participações societárias de 31.12.2023:

- conclusão dos desinvestimentos da UEGA e da Compagas (NE nº 37);
- criação de 13 sociedades de propósito específico em decorrência do processo de desinvestimento das usinas de pequeno porte da GET (NE nº 37);
- operação de venda da participação societária na coligada Carbocampel (NE 14.1) .

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas
Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

1.1.1. Controladas

Controlada	Sede	Atividade principal	Participação	
			%	Investidora
Copel Geração e Transmissão S.A. (Copel GeT)	Curitiba/PR	Geração e transmissão de energia elétrica	100,0	Copel
Copel Distribuição S.A. (Copel DIS)	Curitiba/PR	Distribuição de energia elétrica	100,0	Copel
Copel Serviços S.A. (Copel SER)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	100,0	Copel
Copel Comercialização S.A. (Copel COM)	Curitiba/PR	Comercialização de energia	100,0	Copel
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
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.

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

1.1.2. Empreendimentos controlados em conjunto

Empreendimento controlado em conjunto	Sede	Atividade principal	Participação	
			%	Investidora
Voltalia São Miguel do Gostoso I Participações S.A. (a)	São Paulo/SP	Participação em sociedades	49,0	Copel
Solar Paraná GD Participações S.A. (b)	Curitiba/PR	Participação em sociedades	49,0	Copel
Caiuá Transmissora de Energia S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Integração Maranhense Transmissora de Energia S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Matrinchá Transmissora de Energia (TP NORTE) S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Guaraciaba Transmissora de Energia (TP SUL) S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	24,5	Copel GeT
Mata de Santa Genebra Transmissão S.A.	Jundiaí/SP	Transmissão de energia elétrica	50,1	Copel GeT
Cantareira Transmissora de Energia S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT

(a) 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.

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

1.1.3. Coligadas

Coligada	Sede	Atividade principal	Participação	
			%	Investidora
Dona Francisca Energética S.A.	Agudo/RS	Geração de energia elétrica	23,03	Copel
Foz do Chopim Energética Ltda.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	35,77	Copel GeT

1.1.4. Operações em conjunto (consórcios)

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

2. Concessões e Autorizações

2.1. Contratos de Concessão/Autorização das participações da Copel

Contratos de Concessão / Autorização das Participações Societárias		Participação %	Vencimento
Copel DIS	Contrato de concessão nº 046/1999, prorrogado pelo 5º Termo Aditivo	100	07.07.2045
Elejor	Contrato de concessão nº 125/2001 – UHE Fundão	70	11.06.2040
	Contrato de concessão nº 125/2001 – UHE Santa Clara		10.05.2040
	CGHs Fundão I e Santa Clara I		(a)
Dona Francisca Energética	Contrato de concessão nº 188/1998 – UHE Dona Francisca	23	21.09.2037
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.

Usina Hidrelétrica – UHE

Pequena Central Hidrelétrica - PCH / Central Geradora Hidrelétrica - CGH

Usina Eolielétrica – EOL

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas
Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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

Copel GeT		Participação %	Vencimento
Contrato de Concessão nº 002/2024 - UHE Gov. Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo) (NE nº 1)		100	19.11.2054
Contrato de Concessão nº 002/2024 - UHE Gov. José Richa (Salto Caxias) (NE nº 1)		100	19.11.2054
Contrato de Concessão nº 003/2016 – UHE Gov. Pedro Viriato Parigot de Souza (GPS)		100	03.01.2053
Autorização - Portaria nº 133/2011 – PCH Cavernoso II (NE nº 37)		100	06.12.2050
Contrato de Concessão nº 002/2012 – UHE Baixo Iguaçu		30	03.12.2049
Contrato de Concessão de geração nº 001/2007 – UHE Gov. Jayme Canet Júnior (Mauá)		51	28.06.2049
Contrato de Concessão nº 001/2011 – UHE Colíder (NE nº 37)		100	30.01.2046
Contrato de Concessão nº 005/2024 - UHE Cavernoso (NE nº 37)		100	23.06.2033
Contrato de Concessão nº 007/2013 - UHE Derivação do Rio Jordão		100	21.06.2032
Autorização – Resolução nº 278/1999 – EOL Palmas (NE nº 37)		100	29.09.2029
Contrato de Concessão nº 004/2024 - UHE Chaminé (NE nº 37)		100	02.08.2028
Contrato de Concessão nº 001/2020 - UHE Guaricana (NE nº 37)		100	21.07.2028
Contrato de Concessão nº 003/2024 - UHE Apucarantina (NE nº 37)		100	27.01.2027
Contrato de Concessão nº 006/2024 - UHE São Jorge (NE nº 37)		100	24.07.2026
Contrato de Concessão nº 045/1999 - UTE Figueira (NE nº 37)		100	26.03.2019
Despacho nº 182/2002 – Central Geradora Hidrelétrica – CGH Melissa, CGH Pitangui e CGH Salto do Vau (apenas registro na Aneel)		100	—
UHE Marumbi – Declaração de registro de central geradora: CGH.PH.PR.001501-6.02 (NE nº 37)		100	—
Resolução Autorizativa Aneel nº 5373/2015 – CGH Chopim I (apenas registro na Aneel) (NE nº 37)		100	—
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 Eurus IV	Portaria MME nº 273/2011 – EOL Eurus IV	100	27.04.2046
Santa Maria	Portaria MME nº 274/2012 – EOL SM	100	08.05.2047
Santa Helena	Portaria MME nº 207/2012 – EOL Santa Helena	100	09.04.2047
Ventos de Santo Uriel	Portaria MME nº 201/2012 – EOL Ventos de Santo Uriel	100	09.04.2047
GE Boa Vista	Portaria MME nº 276/2011 – EOL Dreen Boa Vista	100	28.04.2046
GE Farol	Portaria MME nº 263/2011 – EOL Farol	100	20.04.2046
GE Olho D'Água	Portaria MME nº 343/2011 – EOL Dreen Olho D'Água	100	01.06.2046
GE São Bento do Norte	Portaria MME nº 310/2011 – EOL Dreen São Bento do Norte	100	19.05.2046
Esperança do Nordeste	Portaria MME nº 183/2015 – EOL Esperança do Nordeste	100	11.05.2050
Paraíso dos Ventos do Nordeste	Portaria MME nº 182/2015 – EOL Paraíso dos Ventos do Nordeste	100	11.05.2050
Usina de Energia Eólica Jangada	REA nº 3.257/2011 – EOL GE Jangada	100	05.01.2042
Maria Helena	REA nº 3.259/2011 – EOL GE Maria Helena	100	05.01.2042
Usina de Energia Eólica Potiguar	Portaria MME nº 179/2015 – EOL Potiguar	100	11.05.2050
Usina de Energia Eólica Guajiru	REA nº 3.256/2011 – EOL Dreen Guajiru	100	05.01.2042
Usina de Energia Eólica Cutia	REA nº 3.258/2011 – EOL Dreen Cutia	100	05.01.2042
São Bento do Norte I	Portaria nº 349/2015 – EOL São Bento do Norte I	100	04.08.2050
São Bento do Norte II	Portaria nº 348/2015 – EOL São Bento do Norte II	100	04.08.2050
São Bento do Norte III	Portaria nº 347/2015 – EOL São Bento do Norte III	100	04.08.2050
São Miguel I	Portaria nº 352/2015 – EOL São Miguel I	100	04.08.2050
São Miguel II	Portaria nº 351/2015 – EOL São Miguel II	100	04.08.2050
São Miguel III	Portaria nº 350/2015 – EOL São Miguel III	100	04.08.2050
Foz do Chopim	Autorização - Resolução nº 114/2000 – PCH Arturo Andreoli	36	07.07.2034
SHP Bela Vista	Resolução Autorizativa nº 913/2007 – transferência de titularidade pela Resolução Autorizativa nº 7802/2019	100	02.01.2041
F.D.A. Electricity Generation (Note 1)	Contrato de Concessão de Geração nº 001/2024 - UHE GBM	100	19.11.2054
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 Paraiba 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

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas
Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Concessões de transmissão	Participação %	Vencimento	Próxima revisão tarifária	
Contratos de Concessões de Linhas de Transmissão – LT e Subestações – SE				
Contrato nº 060/2001 – Instalações de transmissão (diversos LTs e SEs) – prorrogado pelo 3º termo aditivo	100	01.01.2043	2028 (b)	
Contrato nº 075/2001 – LT 230 kV Bateias – Jaguariaíva	100	17.08.2031	(a)	
Contrato nº 006/2008 – LT 230 kV Bateias – Pilarzinho	100	17.03.2038	2028 (c)	
Contrato nº 027/2009 – LT 525 kV Foz do Iguaçu – Cascavel Oeste	100	19.11.2039	2025	
Contrato nº 010/2010 – LT 500 kV Araraquara II – Taubaté	100	06.10.2040	2026	
Contrato nº 015/2010 – SE Cerquillo III 230/138 kV	100	06.10.2040	2026	
Contrato nº 022/2012 – LT 230 kV Londrina - Figueira e LT 230 kV Foz do Chopim – Salto Osório	100	27.08.2042	2028	
Contrato nº 002/2013 – LT 230 kV Assis – Paraguaçu Paulista II e SE Paraguaçu Paulista II 230 kV	100	25.02.2043	2028 (c)	
Contrato nº 005/2014 – LT 230 kV Bateias – Curitiba Norte e SE Curitiba Norte 230/138 kV	100	29.01.2044	2029 (d)	
Contrato nº 021/2014 – LT 230 kV Foz do Chopim – Realeza e SE Realeza 230/138 kV	100	05.09.2044	2025	
Contrato nº 022/2014 – LT 500 kV Assis – Londrina	100	05.09.2044	2025	
Contrato nº 006/2016	100	07.04.2046	2026	
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 Andirá Leste 230/138 kV				
Contratos de Concessão / Autorização das Participações Societárias				
Costa Oeste Transmissora	Contrato nº 001/2012: LT 230 kV Cascavel Oeste – Umuarama SE Umuarama 230/138 kV	100	12.01.2042	2027
Caiuá Transmissora	Contrato nº 007/2012: 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	49	10.05.2042	2027
Marumbi Transmissora	Contrato nº 008/2012: LT 525 kV Curitiba – Curitiba Leste SE Curitiba Leste 525/230 kV	100	10.05.2042	2027
Integração Maranhense	Contrato nº 011/2012: LT 500 Kv Açailândia – Miranda II	49	10.05.2042	2027
Matrinchã Transmissora	Contrato nº 012/2012: LT 500 kV Paranaíta – Cláudia LT 500 kV Cláudia – Paranatinga LT 500 kV Paranatinga – Ribeirãozinho SE Paranaíta 500 kV SE Cláudia 500 kV SE Paranatinga 500 kV	49	10.05.2042	2027
Guaraciaba Transmissora	Contrato nº 013/2012: LT 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte LT 500 kV Rio Verde Norte – Marimbondo II SE Marimbondo II 500 kV	49	10.05.2042	2027
Paranaíba Transmissora	Contrato nº 007/2013: LT 500 kV Barreiras II – Rio das Éguas LT 500 kV Rio das Éguas – Luziânia LT 500 kV Luziânia – Pirapora 2	24,5	02.05.2043	2028 (c)
Mata de Santa Genebra	Contrato nº 001/2014: 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	50,1	14.05.2044	2029 (d)
Cantareira Transmissora	Contrato nº 019/2014: LT 500 kV Estreito – Fernão Dias	49	05.09.2044	2025
Uirapuru Transmissora	Contract 002/2005: Transmission line 525 kV Ivaiporã – Londrina	100	04.03.2035	(a)

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

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas**Em 31 de dezembro de 2024**

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

(b) A Resolução Homologatória nº 3.344/2024 homologou o resultado das Revisões Tarifárias Periódicas da Receita Anual Permitida – RAP dos Contratos de Concessão prorrogados, dentre eles, o Contrato de Concessão nº 060/2001.

(c) A Resolução Homologatória nº 3.342/2024 homologou o resultado complementar das Revisões Tarifárias Periódicas da Receita Anual Permitida - RAP de 2023 dos contratos de concessão licitados, dentre eles os contratos de concessão 006/2008, 002/2013 e 007/2013. Em 2028 ocorrerá a 4ª RTP do contrato de concessão 006/2008, portanto, não haverá mais o recálculo do custo de capital de terceiros deste contrato.

(d) A Resolução Homologatória nº 3.343/2024 homologou o resultado das Revisões Tarifárias Periódicas da Receita Anual Permitida – RAP de 2024 dos contratos de transmissão licitados, dentre eles os contratos de concessão nº 001/2014 e 005/2014.

3. Base de Preparação**3.1. Declaração de conformidade**

As demonstrações financeiras consolidadas foram preparadas conforme as normas internacionais de relatório financeiro (International Financial Reporting Standards (IFRS), emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB)), atualmente denominadas pela Fundação IFRS como “normas contábeis IFRS” (IFRS® Accounting Standards), 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 consolidadas foi autorizada pelo Conselho de Administração em 16.04.2025.

3.2. Base de mensuração

As demonstrações financeiras 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 de apresentação

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

3.4. Estimativas e julgamentos

Na preparação destas demonstrações financeiras 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 consolidadas são as seguintes:

- NEs nºs 4.17 e 37 - Ativos mantidos para venda e operações descontinuadas: avaliação da venda como altamente provável;
- 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 7.3 - Perdas de crédito esperadas: estimativa de valores que não serão recebidos;

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas**Em 31 de dezembro de 2024**

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

- 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;
- Notes 4.10 and 12.3.1 - Provision for allocation of PIS and Cofins credits: assessment of amounts that may be required to be refunded to consumers;
- NEs nºs 4.10 e 26 - Provisões para litígios e passivos contingentes: estimativa de perdas em processos judiciais;
- NEs nºs 4.10 e 12.3.1 - Provisão para destinação de crédito de PIS e Cofins: avaliação dos montantes que podem ser exigidos para devolução aos consumidores;
- NE nº 4.11 - Reconhecimento de receita: estimativa de valores não faturados e de margem de construção;
- NEs nºs 4.12 e 32.2.10 - Instrumentos financeiros derivativos: marcação a mercado dos contratos de compra e venda de energia;
- NEs nºs 4.13 e 12.1 - Imposto de renda e contribuição social diferidos: previsão de lucros tributáveis futuros para recuperabilidade dos tributos;
- NEs nºs 4.14 e 21 - Benefícios pós-emprego: premissas atuariais para avaliação dos planos previdenciários e assistenciais;
- NEs nºs 4.16 e 24 - Direito de uso de ativos e Passivo de arrendamentos: definição da taxa de desconto para os contratos.

3.5 Julgamento da Administração sobre a continuidade das atividades

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 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.

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.

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas**Em 31 de dezembro de 2024**

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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

4.1.2. Coligadas, operações em conjunto e empreendimentos controlados em conjunto

Coligadas são as entidades sobre as quais a Companhia tem influência significativa, mas não o controle.

Negócios em conjunto são as entidades sobre as quais a Companhia tem controle compartilhado com uma ou mais partes. Podem ser classificados como operações em conjunto (joint operations) ou empreendimentos controlados em conjunto (joint ventures).

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

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.

4.2. Instrumentos financeiros

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

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

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

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas**Em 31 de dezembro de 2024**

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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.

4.2.3. 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.

4.3. 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.

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas**Em 31 de dezembro de 2024**

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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

4.4. Contas a receber vinculadas à concessão

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

4.4.1. Concessão de distribuição de energia elétrica

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

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

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

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

4.5. Ativo de contrato

Representado pelo 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.

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas**Em 31 de dezembro de 2024**

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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 (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 e na medida em que o serviço de operação e manutenção – O&M é prestado, a parte da RAP referente a receita de O&M é reconhecida no resultado ao valor justo, mensalmente, e faturada em conjunto com a parte da receita reconhecida na fase de construção. 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, as quais são praticadas e aceitas pelo mercado como representativas da vida útil econômica dos bens vinculados à infraestrutura da concessão.

No entanto, os bens vinculados aos contratos de uso de bem público sob o regime de produtor independente de energia elétrica são depreciados com base nas taxas anuais estabelecidas pela Aneel, limitados ao prazo da concessão. Os demais bens do ativo imobilizado são depreciados pelo método linear com base na estimativa de vida útil.

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas**Em 31 de dezembro de 2024**

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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 4.1.1) 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. Aquisição de direitos de exploração

Corresponde à aquisição de direitos de exploração do potencial de geração de energia hidráulica cujo contrato é assinado incluindo o pagamento de Uso de Bem Público - UBP e/ou Bonificação pela 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 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).

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas**Em 31 de dezembro de 2024**

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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

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

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

4.10. Provisões

Uma provisão é reconhecida quando: (i) a Companhia tem uma obrigação presente (legal ou não formalizada) como resultado de evento passado, (ii) seja provável (mais provável que sim do que não) que será necessária saída de recursos que incorporam benefícios econômicos para liquidar a obrigação; e (iii) possa ser feita estimativa confiável do valor da obrigação. As estimativas de desfechos e de efeitos financeiros são determinadas pelo julgamento da Administração, complementado pela experiência de transações semelhantes e, em alguns casos, por relatórios de peritos independentes.

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

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.

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas**Em 31 de dezembro de 2024**

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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 e, adicionalmente, a Companhia registra a receita não faturada, por estimativa, com base no último faturamento e/ou considerando a energia contratada e sazonalizada no mês. Para ambos os casos, a contabilização considera a aplicação da tarifa vigente. 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. Instrumentos financeiros derivativos

A Companhia negocia operações de compra e venda de energia e parte de seus contratos são designados e classificados como instrumentos financeiros derivativos mensurados a valor justo por meio do resultado. Os ganhos ou perdas, líquidos, não realizados, decorrentes da marcação a mercado destes contratos (diferença entre os preços contratados e os de mercado), são registrados como receita operacional ou custo operacional no resultado do exercício.

4.13. 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.

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas**Em 31 de dezembro de 2024**

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

4.14. Benefícios Pós-emprego

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

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

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

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

4.15. 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.

4.16. 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.

4.17. 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.

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas**Em 31 de dezembro de 2024**

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

4.18. 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.

4.19. Pronunciamentos aplicáveis à Companhia a partir de 1º.01.2024

A partir de 1º.01.2024 estão vigentes as alterações de normas a seguir, sem impactos significativos nas demonstrações contábeis da Companhia:

- (i) IAS 7 - Demonstração dos Fluxos de Caixa / IFRS 7 - Instrumentos Financeiros: requisitos para divulgação de acordos de financiamento de fornecedores;
- (ii) IAS 1 - requisitos para classificação de Passivos como Circulantes ou Não Circulantes e para apresentação de Passivo Não Circulante com Covenants;
- (iii) IFRS 16 - Arrendamentos: alterações relacionadas a operações de “sale and leaseback”.

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) IAS 21 - Efeitos das Mudanças nas Taxas de Câmbio intitulada Falta de Conversibilidade (a partir de 1º.01.2025);
- (ii) IFRS 9 e 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);
- (iii) IFRS 18 - Apresentação e Divulgação nas Demonstrações Financeiras (a partir de 1º.01.2027);
- (iv) IFRS 19 - Subsidiárias sem Responsabilidade Pública: Divulgações (a partir de 1º.01.2027);

A Companhia não tem expectativa de impactos significativos nas demonstrações financeiras decorrentes destas alterações de normas, com exceção da IFRS 18, para a qual a Administração está avaliando os impactos de adoção.

5. Caixa e Equivalentes de Caixa

	31.12.2024	12.31.2023
Caixa e bancos conta movimento	174.798	223.298
Aplicações financeiras de liquidez imediata	3.987.141	5.411.325
	4.161.939	5.634.623

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 92,0% e 102,5% da taxa de variação do Certificado de Depósito Interbancário - CDI.

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

6. Títulos e Valores Mobiliários

Categoria	Indexador	31.12.2024	31.12.2023
Cotas de fundos de investimentos(a)	CDI	418.465	410.012
Certificados de Depósitos Bancários – CDB	96% a 101% do CDI	94.707	85.483
Operação Compromissada	98% do CDI	16.536	—
		529.708	495.495
	Circulante	623	4.763
	Não circulante	529.085	490.732

Certificado de Depósito Interbancário – CDI

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

Companhia e suas controladas possuem títulos e valores mobiliários que rendem taxas de juros variáveis. O prazo desses títulos varia de 1 a 56 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

	Saldos vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Saldo 31 12 2024	Saldo 31.12.2023
Fornecimento de energia e Encargos de uso do sistema - Copel DIS (a)	1.719.504	421.647	114.527	2.255.678	2.131.227
Fornecimento de energia e Encargos de uso do sistema não faturado - Copel DIS	930.801	—	—	930.801	850.513
Fornecimento de energia - consumidores livres	171.035	1.995	4.486	177.516	217.801
Outros créditos de consumidores	93.041	34.614	59.549	187.204	202.315
Suprimento de energia - Concessionárias, permissionárias e comercializadoras	387.163	2.625	25.886	415.674	471.087
CCEE (7.2)	130.716	—	119.665	250.381	189.713
Encargos de uso do sistema de transmissão	69.384	602	32.356	102.342	86.155
(-) Perdas de créditos esperadas (7.3)	(12.098)	(12.973)	(215.643)	(240.714)	(282.382)
	3.489.546	448.510	140.826	4.078.882	3.866.429
			Circulante	3.962.702	3.761.170
			Não circulante	116.180	105.259

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

7.1. Parcelamento de débitos

	31.12.2024	31.12.2023
Residencial	106.440	123.889
Industrial	77.038	87.323
Comercial	181.104	141.068
Rural	10.058	10.493
Poderes públicos	5.011	13.142
Iluminação pública	454	6.108
Serviço público	2.074	1.685
(-) Ajuste a valor presente	(21.251)	(46.209)
	360.928	337.499

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 31.12.2024, 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 1,28% a.m. (1,22% a.m. em 31.12.2023).

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

7.2. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE

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

O saldo vencido, de R\$ 119.665, se refere à parcela controversa decorrente dos efeitos da liminar pelo excludente de responsabilidade da UHE Colíder, para os quais foram registradas perdas de crédito esperadas no mesmo valor, conforme demonstrado na NE nº 7.3. Como resultado de caso fortuito e força maior, a usina atrasou sua operação comercial, inicialmente prevista para janeiro de 2015. A Companhia discute judicialmente o pedido de excludente de responsabilidade para que a obrigatoriedade do fornecimento da energia contratada pela usina, no período em atraso, seja postergada. Em maio de 2023 foi proferida sentença pelo Juízo Federal competente, em que se reconheceu os pedidos de forma parcial. A Copel GeT interpôs recurso de apelação ao TRF1 defendendo a extensão do reconhecimento das excludentes para todo período, e renovou o pedido de tutela recursal para manter a sustação dos efeitos sancionatórios e contratuais das deliberações da Aneel, até o julgamento do recurso, o que foi novamente concedido em agosto de 2023 pelo Desembargador Relator. Aguarda-se o processamento e o julgamento do recurso.

7.3. Perdas de créditos esperadas

	Saldo em 1º.01.2023	Adições	Perdas	Reclassificação ação (a)	Saldo em 31.12.2023	Adições	Perdas	Reclassificação ação (a)	Saldo em 31.12.2024
Fornecimento de energia, Encargos de uso do sistema e outros créditos - Copel DIS	119.538	99.685	(85.356)	—	133.867	70.627	(120.871)	—	83.623
Fornecimento de energia e outros créditos - Copel COM	12.532	2.792	—	—	15.324	716	(9.175)	—	6.865
Suprimento de energia - Concessionárias, permissionárias e comercializadoras	9.827	4.533	(834)	—	13.526	21.172	(4.137)	—	30.561
CCEE (7.2)	119.665	—	—	—	119.665	—	—	—	119.665
Distribuição de gás	10.381	286	(329)	(10.338)	—	7.510	—	(7.510)	—
	271.943	107.296	(86.519)	(10.338)	282.382	100.025	(134.183)	(7.510)	240.714

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

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

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	Saldo em 1º.01.2024	Receita Operacional		Resultado Financeiro	Bandeiras Tarifárias	Balanco 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 12.3.1)	(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)
Passivo circulante	(476.103)						(935.322)
Passivo não circulante	(27.888)						(142.488)

	Saldo em 1º.01.2023	Receita Operacional		Resultado Financeiro	Bandeiras Tarifárias	Balanco Patrimonial	Saldo em 31.12.2023
		Constituição	Amortização	Atualização		Constituição	
Parcela A							
Energia elétrica comprada para revenda - Itaipu	819.649	(70.066)	(702.517)	59.495	—	—	106.561
Energia elétrica comprada p/ revenda - CVA Energ	(582.059)	(444.221)	555.568	(86.565)	112	—	(557.165)
Transporte de energia pela rede básica	253.766	540.084	(244.243)	51.550	—	—	601.157
Transporte de energia comprada de Itaipu	10.706	50.824	(10.188)	3.251	—	—	54.593
ESS	227.329	271.566	(323.495)	23.651	(56.567)	—	142.484
CDE	200.493	(55.037)	(149.314)	5.138	—	—	1.280
Proinfa	42.078	(32.344)	(22.660)	(1.569)	—	—	(14.495)
Outros componentes financeiros							
Devolução Pis e Cofins (NE nº 12.3.1)	(765.573)	—	1.525.351	—	—	(1.462.673)	(702.895)
Neutralidade	98.598	(41.000)	(79.292)	2.072	—	—	(19.622)
Compensação acordos bilaterais CCEAR	(186)	—	186	—	—	—	—
Risco hidrológico	(524.806)	(431.385)	504.007	(23.216)	—	—	(475.400)
Devoluções tarifárias	(175.460)	(92.589)	96.560	(10.118)	—	—	(181.607)
Sobrecontratação	436.324	327.874	(176.556)	46.848	(297)	—	634.193
Bônus Itaipu	4.943	(68)	(66.026)	(1.076)	—	58.984	(3.243)
Conta escassez hídrica	(71.188)	—	71.188	—	—	—	—
CDE Eletrobras	(184.100)	165.167	24.583	(8.336)	—	(39.196)	(41.882)
Outros	107.629	(13.446)	(108.315)	(2.872)	—	—	(17.004)
	(101.857)	175.359	894.837	58.253	(56.752)	(1.442.885)	(473.045)
Ativo circulante	190.699						15.473
Ativo não circulante	190.699						15.473
Passivo circulante	(433.914)						(476.103)
Passivo não circulante	(49.341)						(27.888)

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

9. Contas a Receber Vinculadas à Concessão

	31.12.2024	31.12.2023
Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica (9.1)	2.610.731	1.954.679
Bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas (9.2)	821.804	792.741
Contrato de concessão de geração de energia elétrica (9.3)	75.425	71.835
	3.507.960	2.819.255
	Circulante	10.609
	Não circulante	3.497.351
		9.354
		2.809.901

9.1. Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Em 1º.01.2023	1.442.819
Transferências de ativos de contrato (NE nº 10.1)	451.250
Transferências para outros créditos (bens destinados a alienação)	(1.287)
Reconhecimento do valor justo	62.167
Baixas	(270)
Em 31.12.2023	1.954.679
Transferências de ativos de contrato (NE nº 10.1)	578.820
Transferências para outros créditos (bens destinados a alienação)	(1.927)
Reconhecimento do valor justo	82.424
Baixas	(3.265)
Em 31.12.2024	2.610.731

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

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

Em 1º.01.2023	766.832
Transferências para suprimento de energia elétrica - clientes	(88.461)
Juros efetivos (NE nº 28.1)	114.370
Em 31.12.2023	792.741
Transferências para suprimento de energia elétrica – clientes	(91.737)
Juros efetivos (NE nº 28.1)	120.800
Em 31.12.2024	821.804

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

Em 1º.01.2023	68.642
Ajuste ao valor justo	3.193
Em 31.12.2023	71.835
Ajuste ao valor justo	3.590
Em 31.12.2024	75.425

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Saldo residual dos ativos de geração de energia elétrica da UHE GPS e UHE Mourão I. A Copel GeT depreciou as usinas até 2015, data de vencimento das concessões, e o saldo remanescente foi reclassificado para a rubrica contas a receber vinculadas à concessão e subsequentemente mensurados pela melhor estimativa de valor justo. Em 2015 a Copel GeT manifestou à Aneel o interesse no recebimento do valor indenizável, com a comprovação da realização dos respectivos investimentos. Em agosto de 2022 a Copel protocolou na Aneel os laudos de avaliação relativos aos valores residuais, com data base julho de 2015, os quais, desde janeiro de 2023, passam por fiscalização por parte da agência reguladora. (NE nº 32.2.1 - e).

10. Ativos de contrato

	31.12.2024	31.12.2023
Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica (10.1)	1.701.448	2.201.958
Contratos de concessão de transmissão (10.2)	5.509.458	5.403.103
	7.210.906	7.605.061
	Circulante	283.896
	Não circulante	6.927.010
		284.616
		7.320.445

10.1. Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

	Ativo	Obrigações especiais	Total
Em 1º.01.2023	2.405.124	(72.953)	2.332.171
Adições	2.305.311	—	2.305.311
Participação financeira do consumidor	—	(339.277)	(339.277)
Transferências para o intangível (NE nº 16.1)	(1.888.949)	273.071	(1.615.878)
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 9.1)	(507.401)	56.151	(451.250)
Outras transferências	(12.391)	—	(12.391)
Baixas	(16.728)	—	(16.728)
Em 31.12.2023	2.284.966	(83.008)	2.201.958
Adições	2.465.040	—	2.465.040
Participação financeira do consumidor	—	(268.692)	(268.692)
Transferências para o intangível (NE nº 16.1)	(2.303.950)	200.428	(2.103.522)
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 9.1)	(630.818)	51.998	(578.820)
Outras transferências	(20)	—	(20)
Baixas	(14.496)	—	(14.496)
Em 31.12.2024	1.800.722	(99.274)	1.701.448

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, em 2024, R\$ 19.187, à taxa média de 0,25% a.a. (R\$ 19.041, à taxa média de 0,32% a.a., em 2023).

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

10.2. Contratos de concessão de transmissão

	Ativo concessões	Ativo RBSE	Total
Em 1º.01.2023	3.894.276	1.416.200	5.310.476
Realização de mais/menos valia em combinações de negócios	722	—	722
Transferências para encargos do uso da rede - clientes	(423.851)	(294.975)	(718.826)
Transferências para o imobilizado	(4.086)	—	(4.086)
Transferência de litígios	(458)	—	(458)
Remuneração	521.308	194.722	716.030
Receita de construção (NE nº 28.1)	85.181	—	85.181
Margem de construção (NE nº 28.1)	1.410	—	1.410
Ganho por eficiência (NE nº 28.1)	12.654	—	12.654
Em 31.12.2023	4.087.156	1.315.947	5.403.103
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)
Transferências para o imobilizado e intangível	(5.185)	—	(5.185)
Transferência de litígios	(2.994)	—	(2.994)
Remuneração	617.622	188.105	805.727
Receita de construção (NE nº 28.1)	95.610	—	95.610
Margem de construção (NE nº 28.1)	2.040	—	2.040
Ganho por eficiência (NE nº 28.1)	25.863	—	25.863
Em 31.12.2024	4.312.002	1.197.456	5.509.458

Na construção e na operação de infraestrutura de transmissão, podem ocorrer atrasos nas obras, questões ambientais, de servidão e negociações fundiárias, variações nos custos de materiais, além do resultado da revisão/reajuste da Receita Anual Permitida - RAP, entre outros, e que possivelmente impactam a lucratividade do negócio. Na fase de construção, essas ocorrências podem provocar alterações no projeto original, sendo os valores, positivos ou negativos, reconhecidos diretamente no resultado durante sua execução. Na fase de operação e manutenção dos ativos, a parte da RAP relacionada à performance (parcela variável), é reconhecida à medida em que os serviços são executados.

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. Em 2023, a revisão tarifária de alguns contratos da Copel GET apurou ganho de R\$ 4.014.

Em junho de 2022 foi emitida a Nota Técnica nº 85/2022-SGT/Aneel que tratou da análise dos pedidos de reconsideração sobre pagamento do componente financeiro e reperfilamento do Ativo RBSE. A Aneel ainda não deliberou a respeito desses pedidos, de modo que os valores homologados, por meio da Resolução Homologatória Aneel nº 2.847 de 22.04.2021, seguem vigentes e contabilmente apropriados.

O quadro abaixo apresenta as premissas adotadas para o cálculo do ativo e contrato:

	31.12.2024			31.12.2023		
	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)	9,62% a.a.	8,11% a.a.	11,10% a.a.	9,60% a.a.	8,11% a.a.	11,10% a.a.
Índice de correção dos contratos	IPCA (b)	IPCA	IPCA	IPCA (b)	IPCA	IPCA
RAP anual, conforme Resolução Homologatória (c)	611.620	209.055	115.920	574.028	201.158	157.525

(a) Taxa média dos contratos

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

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

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

11. Outros Créditos

	31.12.2024	31.12.2023
Alienação de participação societária (a)	596.203	—
Repasso CDE (b)	325.657	133.375
Alienações de bens e direitos (c)	315.436	17.972
Serviços em curso (d)	239.474	328.972
Adiantamentos contratuais a fornecedores	44.624	15.371
Alienações e desativações em curso	35.676	48.285
Adiantamento a empregados	12.536	17.333
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica (e)	—	61.317
Outros créditos	61.914	78.763
	1.631.520	701.388
	Circulante	570.471
	Não circulante	130.917

(a) Saldo decorrente da conclusão do desinvestimento da Compagas, descrito na NE nº 37.

(b) 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.

(c) Contempla o saldo decorrente da alienação de ativos descrita na NE nº 29.6.1.

(d) Os Serviços em curso se referem, em sua maioria, aos gastos de projetos de P&D e PEE em execução que, durante a execução, são registrados no ativo em contrapartida ao caixa. Uma vez que os projetos sejam concluídos e homologados pela Aneel, o ativo é baixado contra o respectivo passivo, que foi inicialmente registrado contra o resultado, como dedução da receita (Nota 22).

(e) O saldo foi reclassificado para Ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 37).

12. Tributos

12.1. Imposto de renda e contribuição social diferidos

	Saldo em 1º.01.2023	Reconhecido no resultado	Outros (a)	Reclassificação (a)	Reconhecido no resultado abrangente	Saldo em 31.12.2023	Reconhecido no resultado		Reconhecido no resultado abrangente	Saldo em 31.12.2024
							Operação Continuada	Operação Descontinuada		
Ativo não circulante										
Provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins	629.427	19.985	—	—	—	649.412	(112.012)	—	—	537.400
Benefícios pós-emprego	363.297	14.774	—	(2.466)	129.007	504.612	12.801	—	(123.578)	393.835
Provisões para litígios	635.048	(41.717)	4.643	(5.496)	—	592.478	(294.225)	—	—	298.253
Prejuízo fiscal e base de cálculo negativa	195.062	(55.382)	(124)	(36.271)	—	103.285	345.316	(229.063)	—	219.538
Impairment	295.789	(73.376)	—	(9.126)	—	213.287	3.696	—	—	216.983
Valor justo na compra e venda de energia	251.160	5.060	—	—	—	256.220	(125.049)	—	—	131.171
Perdas de créditos esperadas	139.737	1.852	—	(633)	—	140.956	(13.371)	—	—	127.585
Passivo de arrendamentos	74.783	(121)	—	—	—	74.662	(648)	—	—	74.014
Provisões por desempenho e participação nos lucros	14.914	35.889	—	—	—	50.803	9.303	—	—	60.106
Amortização do direito de concessão	57.649	5.220	—	—	—	62.869	5.220	(18.345)	—	49.744
Programa de desligamentos voluntários	479	207.330	—	—	—	207.809	(170.230)	—	—	37.579
Provisão para P&D e PEE	127.083	(59.818)	—	—	—	67.265	(49.705)	—	—	17.560
Contratos de concessão	18.702	(1.069)	—	—	—	17.633	(1.069)	—	—	16.564
Tributos com exigibilidade suspensa	82.181	7.672	—	—	—	89.853	(89.853)	—	—	—
Outros	123.861	5.011	—	—	—	128.872	20.697	—	—	149.569
	3.009.172	71.310	4.519	(53.992)	129.007	3.160.016	(459.129)	(247.408)	(123.578)	2.329.901
(-) Passivo não circulante										
Contratos de concessão	1.848.548	6.891	209.086	(38.064)	—	2.026.461	46.243	—	—	2.072.704
Custo atribuído ao imobilizado	307.687	(16.769)	—	—	—	290.918	(17.773)	—	—	273.145
Valor justo na compra e venda de energia	367.798	6.775	—	—	—	374.573	(137.495)	—	—	237.078
Depreciação acelerada	128.156	18.382	—	—	—	146.538	15.907	—	—	162.445
Direito de uso de ativos	71.877	(1.552)	—	—	—	70.325	(881)	—	—	69.444
Atualização de depósitos judiciais	72.827	12.063	—	—	—	84.890	(36.502)	—	—	48.388
Custo de transação – empréstimos e debêntures	30.316	11.348	—	—	—	41.664	5.837	—	—	47.501
Outros	55.346	17.125	—	(16.552)	(2.167)	53.752	86.971	—	(243)	140.480
	2.882.555	54.263	209.086	(54.616)	(2.167)	3.089.121	(37.693)	—	(243)	3.051.185
Líquido	126.617	17.047	(204.567)	624	131.174	70.895	(421.436)	(247.408)	(123.335)	(721.284)
Ativo apresentado no Balanço Patrimonial	1.644.299					1.757.688				1.174.175
Passivo apresentado no Balanço Patrimonial	(1.517.682)					(1.686.793)				(1.895.459)

(a) Efeitos principalmente de combinação de negócios ocorridas em 2023.

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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 e/ou depreciação do ativo reduzido;
- 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:

	Ativo	Passivo
2025	809.501	(279.866)
2026	367.203	(275.691)
2027	115.852	(244.572)
2028	60.375	(230.246)
2029	43.220	(201.961)
2030 a 2032	123.022	(460.997)
Após 2032	810.728	(1.357.852)
	2.329.901	(3.051.185)

12.1.2. Créditos fiscais não reconhecidos

Além dos créditos de imposto de renda e contribuição social diferidos registrados no ativo, em 31.12.2024 a Companhia não reconheceu créditos de imposto de renda e contribuição social sobre prejuízos fiscais e bases negativas no montante de R\$ 105.311 (R\$ 87.410 em 31.12.2023) 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).

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

12.2. Outros tributos a recuperar e outras obrigações fiscais

	31.12.2024	31.12.2023
Ativo circulante		
ICMS a recuperar	166.339	158.010
PIS/Pasep e Cofins a compensar (a)	816.863	784.593
Outros tributos a compensar	11.416	740
	994.618	943.343
Ativo não circulante		
ICMS a recuperar	221.313	190.229
PIS/Pasep e Cofins a compensar (a)	1.011.036	1.982.826
Outros tributos a compensar	88.177	83.101
	1.320.526	2.256.156
Passivo circulante		
ICMS a recolher	189.102	194.734
Parcelamento ICMS (b)	4.712	11.365
PIS/Pasep e Cofins a recolher	31.033	34.616
IRRF sobre JSCP	—	31.200
Programa Especial de Regularização Tributária - Pert	66.852	62.420
Outros tributos	10.646	11.748
	302.345	346.083
Passivo não circulante		
INSS a recolher – liminar sobre depósito judicial (c)	—	264.868
ICMS a recolher	10.965	—
Parcelamento ICMS (b)	7.251	29.921
Programa Especial de Regularização Tributária – Pert	272.979	317.304
	291.195	612.093

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

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

(b) Parcelamento de créditos tributários de ICMS do Estado do Paraná, com prazo de pagamento até setembro de 2027.

(c) Em março de 2024, finalizadas as controvérsias, os saldos foram baixados em contrapartida do saldo de depósito judicial registrado no ativo (NE nº 13)

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 e reconheceu que a prescrição, neste caso, é quinquenal e que, portanto, a Copel DIS tem o direito a ressarcir-se dos valores pagos a partir dos cinco anos anteriores ao ajuizamento do mandado de segurança até a data da decisão transitada em julgado, portanto de agosto de 2004 a junho de 2020.

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 quadro a seguir demonstra a movimentação do ativo.

Em 1º.01.2023	3.484.616
Atualização monetária	256.492
Compensação com tributos a recolher	(1.075.244)
Em 31.12.2023	2.665.864
Atualização monetária	144.444
Compensação com tributos a recolher	(1.087.281)
Em 31.12.2024	1.723.027
	Circulante
	804.084
	Não circulante
	918.943

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

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

12.3.1. PIS e Cofins a restituir para consumidores e Provisão para destinação de crédito de PIS e Cofins

Em junho de 2020 a Copel DIS registrou passivo de PIS e Cofins a restituir para os consumidores referente à recuperação de crédito tributário dos últimos 10 anos a contar da data do trânsito em julgado da ação movida pela Companhia, considerando a legislação vigente, o prazo prescricional definido no código civil e a jurisprudência dos tribunais.

Em junho de 2022, devido aos efeitos da publicação da Lei Federal nº 14.385/2022, a Copel DIS, ouvindo a opinião dos seus assessores legais externos e baseado na avaliação do risco, efetuou o reconhecimento de provisão para destinação de crédito de PIS e Cofins referente ao período compreendido entre o 11º e o 16º ano da data do trânsito em julgado da ação, portanto de 2004 a 2010.

Os valores vêm sendo restituídos aos consumidores, via processo tarifário, à medida que os créditos tributários no ativo são compensados. Em 24.06.2024, a Resolução Homologatória Aneel nº 3.336/2024 determinou a devolução ao consumidor o montante de R\$ 1.182.915, com efeito redutor na tarifa durante a vigência do ciclo tarifário 2024-2025. Deste modo, foi consumido o saldo remanescente do passivo a restituir para consumidores e a diferença foi baixada da provisão para destinação dos créditos de Pis e Cofins.

O quadro a seguir demonstra a movimentação do passivo e da provisão:

	Passivo a restituir para consumidores	Provisão para destinação de crédito de PIS e Cofins	Total
Em 1º.01.2023	1.995.158	1.851.257	3.846.415
Atualização monetária	199.241	58.518	257.759
(-) Transferência para passivos financeiros setoriais	(1.462.673)	–	(1.462.673)
Em 31.12.2023	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
	Circulante	580.000	580.000
	Não circulante	1.000.588	1.000.588

Em relação à provisão referente ao período controverso, a Companhia avalia as medidas cabíveis, inclusive judiciais, considerando a proteção conferida à coisa julgada, bem como os prazos de prescrição e decadência aplicáveis.

Concomitantemente, em 12.12.2022, a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – Abradee, ingressou no Supremo Tribunal Federal - STF com Ação Direta de Inconstitucionalidade - ADI questionando a Lei nº 14.385/2022. Em 04.09.2024 os ministros formaram maioria pela constitucionalidade da lei. Entretanto, a respeito do prazo de prescrição para a cobrança dos valores pelos consumidores, até o momento cinco ministros votaram pela aplicação do prazo decenal (10 anos), em linha com o entendimento da Administração da Copel, e dois ministros votaram pela aplicação do prazo quinquenal (5 anos). O julgamento se encontra suspenso pelo pedido de vista do Ministro Luis Roberto Barroso. A Companhia aguarda a finalização do julgamento.

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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

	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2022
Lucro antes do IRPJ e CSLL	2.907.234	2.489.724	942.888
(-) Resultado de participações societárias (a)	(281.202)	(307.809)	(478.577)
	2.626.032	2.181.915	464.311
IRPJ e CSLL (34%)	(892.851)	(741.851)	(157.866)
Efeitos fiscais sobre:			
Juros sobre capital próprio	300.220	325.720	329.800
Dividendos	388	453	250
Despesas indedutíveis	(24.957)	(22.701)	(25.172)
Incentivos fiscais	4.251	9.905	11.492
Prejuízo fiscal e base negativa da CSLL não constituídos	(17.878)	(24.345)	(29.870)
Diferença entre bases de cálculo do lucro real e presumido	(29.949)	18.844	35.677
Não incidência de IRPJ/CSLL sobre atualização (Selic) de débitos tributários	48.918	87.207	100.282
Outros	12.423	(7.289)	16.506
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	(599.435)	(354.057)	281.099
Alíquota efetiva – %	22,8 %	16,2 %	(60,5)%

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.

12.5. Reforma tributária do consumo

Em dezembro de 2023 foi promulgada a Emenda Constitucional nº 132 que estabeleceu a Reforma Tributária no âmbito do consumo. O novo modelo adota um sistema de IVA repartido (“IVA dual”) com duas competências: uma federal (Contribuição sobre Bens e Serviços - CBS) que substituirá o PIS e a COFINS e uma subnacional (Imposto sobre Bens e Serviços - IBS) que substituirá o ICMS e o ISS. Além disso, foi criado o Imposto Seletivo (“IS”), de competência federal, que incidirá sobre a produção, extração, comercialização ou importação de bens e serviços prejudiciais à saúde e ao meio ambiente, conforme definido em lei complementar.

Em 16.01.2025 foi sancionada a Lei Complementar - LC nº 214 que regulamenta parte da reforma tributária. Ainda se encontra sob análise do Senado Federal o Projeto de Lei Complementar nº 108/2024 que finalizará a regulamentação.

A Reforma prevê um período de transição de 2026 a 2032 em que os sistemas tributários atual e novo coexistirão.

No setor elétrico, a LC nº 214 prevê o diferimento da tributação da CBS e do IBS ao longo da cadeia produtiva, de forma que a tributação ocorrerá apenas na operação com o consumidor final. Essa medida deverá reduzir significativamente os impactos da reforma para o setor.

Adicionalmente, considerando a previsão expressa na lei e nos contratos de concessão quanto ao reequilíbrio econômico financeiro para concessões de serviço público, a Companhia espera que os impactos da reforma sejam reduzidos para seus negócios.

Sobre o IS, considerando a matriz de energia renovável da Companhia, não se espera impactos relevantes.

No entanto os efeitos completos da Reforma sobre a apuração dos tributos mencionados só serão totalmente conhecidos após a conclusão da regulamentação dos temas pendentes por lei complementar e da definição da alíquota de referência. Assim, não há impacto da Reforma nas demonstrações financeiras de 31.12.2024.

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

13. Depósitos Judiciais

	31.12.2024	31.12.2023
Fiscais (a)	229.141	482.002
Trabalhistas	88.398	84.107
Cíveis	47.919	43.081
Servidões de passagem	21.564	19.340
Consumidores	5.865	5.723
Outros	1.477	459
	394.364	634.712

(a) Em março de 2024, parte do saldo foi baixado em contrapartida ao passivo de INSS a recolher (NE 12.2).

14. Investimentos

14.1. Mutações dos investimentos

	Saldo em 1º.01.2024	Equivalência patrimonial	Redução de capital	Dividendos e JSCP	Outros (a)	Saldo em 31.12.2024
Empreendimentos controlados em conjunto (14.3)						
Voltaia São Miguel do Gostoso I	117.484	(1.259)	—	—	—	116.225
Voltaia 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 (14.4)	30.812	5.354	—	(1.441)	—	34.725
Foz do Chopim Energética (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.

AFAC – Adiantamento para Futuro Aumento de Capital

JSCP – Juros Sobre Capital Próprio

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	Saldo em 1º.01.2023	Equivalência patrimonial	Aporte e/ou Afac	Amortização	Dividendos e JSCP	Outros (a)	Saldo em 31.12.2023
Empreendimentos controlados em conjunto (14.3)							
Voltalia São Miguel do Gostoso I	115.976	1.508	—	—	—	—	117.484
Voltalia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	8.937	—	—	(367)	—	—	8.570
Caiuá	125.297	12.263	—	—	(4.486)	—	133.074
Integração Maranhense	192.502	24.218	10.780	—	(15.440)	—	212.060
Matrinchá	931.528	77.493	—	—	(14.022)	—	994.999
Guaraciaba	467.099	30.871	—	—	(5.887)	—	492.083
Paranaíba	263.979	36.269	—	—	(8.226)	—	292.022
Mata de Santa Genebra	692.260	58.262	—	—	(13.837)	—	736.685
Cantareira	473.369	44.563	—	—	(49.621)	—	468.311
Solar Paraná	7.156	361	—	—	(308)	—	7.209
	3.278.103	285.808	10.780	(367)	(111.827)	—	3.462.497
Coligadas							
Dona Francisca Energética (14.4)	28.043	5.353	—	—	(2.584)	—	30.812
Foz do Chopim Energética (14.4)	17.116	16.651	—	—	(17.654)	—	16.113
Carbocampel	1.934	(3)	—	—	—	—	1.931
	47.093	22.001	—	—	(20.238)	—	48.856
Propriedades para investimento							
	535	—	—	(3)	—	(88)	444
	3.325.731	307.809	10.780	(370)	(132.065)	(88)	3.511.797

(a) Transferências para Ativo de contrato, Intangível e Outros créditos (bens destinados a alienação).

AFAC – Adiantamento para Futuro Aumento de Capital

JSCP – Juros Sobre Capital Próprio

14.2. Controladas com participação de não controladores

14.2.1. Informações financeiras resumidas

	Elejor	
	31.12.2024	31.12.2023
ATIVO	748.720	804.150
Ativo circulante	124.996	209.323
Ativo não circulante	623.724	594.827
PASSIVO	748.720	804.150
Passivo circulante	114.110	109.350
Passivo não circulante	760.550	730.939
Patrimônio líquido	(125.940)	(36.139)

	Elejor		
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2022
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO			
Receita operacional líquida	91.418	140.757	194.287
Custos e despesas operacionais	(102.299)	(92.793)	(86.033)
Resultado financeiro	(124.476)	(43.569)	(113.102)
Imposto de renda e contribuição social	46.029	(1.487)	4.158
Lucro líquido (prejuízo) do período	(89.328)	2.908	(690)
Outros resultados abrangentes	(475)	(4.206)	—
Resultado abrangente do período	(89.803)	(1.298)	(690)
DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA			
Fluxo de caixa das atividades operacionais	(58.715)	(14.772)	45.249
Fluxo de caixa das atividades de investimento	(10.747)	(4.600)	(7.364)
TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	(69.462)	(19.372)	37.885
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	166.544	185.916	148.031
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	97.082	166.544	185.916
VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	(69.462)	(19.372)	37.885

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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 da redução dos preços da energia e do reflexo da atualização monetária pelo IGPM sobre o saldo de contas a pagar vinculadas a concessão.

14.2.2. Mutação do patrimônio líquido atribuível aos acionistas não controladores

Participa�o no capital social	Compagas 49%	Elejor 30%	UEG Araucária 18.8%	Total
Em 1�.01.2023	272.995	(10.451)	51.317	313.861
Lucro líquido do exercício	58.181	873	9.304	68.358
Outros resultados abrangentes	660	(1.263)	57	(546)
Dividendos	(13.997)	—	—	(13.997)
Distribui�o de dividendos com lucros retidos	(62.162)	—	—	(62.162)
Em 31.12.2023	255.677	(10.841)	60.678	305.514
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	23.823	(26.800)	(7.284)	(10.261)
Outros resultados abrangentes	—	(142)	—	(142)
Dividendos	(33.695)	—	—	(33.695)
Aliena�o de participa�o societária (NE n� 37)	(245.805)	—	(53.394)	(299.199)
Em 31.12.2024	—	(37.783)	—	(37.783)

14.3. Informa es resumidas dos principais empreendimentos controlados em conjunto

Saldo em 31.12.2024	Volta�ia	Caiuá	Integra�o Maranhense	Matrinch�	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
DEMONSTRA�O 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	964	2.542	2.177	18.123	8.226	7.765	(59.962)	4.578
Equivalência patrimonial	(3.273)	—	—	—	—	—	—	—
Imposto de renda e contribui�o social	(266)	(3.977)	(9.629)	(47.228)	(35.843)	(49.686)	(49.887)	(43.969)
Lucro líquido do período	(2.669)	25.797	38.005	161.464	63.661	122.075	96.872	86.630
Outros resultados abrangentes	—	—	—	—	—	—	—	—
Resultado abrangente do período	(2.669)	25.797	38.005	161.464	63.661	122.075	96.872	86.630
Participa�o no empreendimento – %	49,0	49,0	49,0	49,0	49,0	24,5	50,1	49,0
Valor contábil do investimento (a)	116.225	138.698	214.474	1.029.198	517.914	313.606	695.051	486.919

(a) Este saldo não inclui o valor do direito de autoriza o gerado na aquisi o da Volta ia, que está divulgado na Nota 14.1.

Em 31.12.2024, a participa o da Copel nos compromissos assumidos dos seus empreendimentos controlados em conjunto equivale a R\$ 194.900, enquanto que os passivos contingentes classificados como perda possível equivalem a R\$ 265.270 (R\$ 374.774 em 31.12.2023).

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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

Saldo em 31.12.2022	Voltalia	Caiuá	Integração Maranhense	Matrinchã	Guaraciaba	Paranaíba	Mata de Santa Genebra	Cantareira
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO								
Receita operacional líquida	—	62.864	100.482	518.428	266.855	231.960	415.526	188.348
Custos e despesas operacionais	(78)	(5.876)	(4.022)	(33.073)	(40.926)	(20.181)	(68.472)	(10.885)
Despesas de juros	—	(3.225)	(4.914)	(76.652)	(45.487)	(55.971)	(117.725)	(40.077)
Receitas financeiras e demais despesas financeiras	1.291	1.620	2.628	17.109	7.889	7.541	(59.597)	2.262
Equivalência patrimonial	2.502	—	—	—	—	—	—	—
Imposto de renda e contribuição social	(258)	(6.802)	(27.185)	(94.589)	(20.473)	31.030	(57.676)	(47.212)
Lucro líquido do exercício	3.457	48.581	66.989	331.223	167.858	194.379	112.056	92.436
Outros resultados abrangentes	—	—	—	—	—	—	—	—
Resultado abrangente do exercício	3.457	48.581	66.989	331.223	167.858	194.379	112.056	92.436

14.4. Informações resumidas das principais coligadas

	Dona Francisca		Foz do Chopim	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
ATIVO	171.926	170.927	44.234	47.069
Ativo circulante	18.939	15.403	8.726	9.330
Ativo não circulante	152.987	155.524	35.508	37.739
PASSIVO	171.926	170.927	44.234	47.069
Passivo circulante	17.967	19.951	1.888	2.022
Passivo não circulante	3.158	17.189	—	—
Patrimônio líquido	150.801	133.787	42.346	45.047
Participação na coligada – %	23,03	23,03	35,77	35,77
Valor contábil do investimento	34.725	30.812	15.146	16.113

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	Dona Francisca			Foz do Chopim		
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2022
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO						
Receita operacional líquida	66.349	66.166	66.163	53.431	60.593	77.779
Depreciação e amortização	(8.812)	(11.026)	(11.646)	(2.692)	(2.634)	(2.957)
Outros custos e despesas operacionais	(30.460)	(25.884)	(21.814)	(8.967)	(9.610)	(15.707)
Resultado financeiro	(1.281)	(3.456)	(5.172)	394	207	449
Imposto de renda e contribuição social	(2.549)	(2.557)	(3.009)	(1.820)	(2.009)	(2.617)
Lucro líquido do exercício	23.247	23.243	24.522	40.346	46.547	56.947
Outros resultados abrangentes	—	—	—	—	—	—
Resultado abrangente do exercício	23.247	23.243	24.522	40.346	46.547	56.947

Em 31.12.2024, a participação da Copel nos passivos contingentes das suas coligadas equivale a R\$ 7.465 (R\$ 2.947 em 31.12.2023).

15. Imobilizado

15.1. Imobilizado por classe de ativos

	Custo	Depreciação	Saldo em 31.12.2024	Custo	Depreciação	Saldo em 31.12.2023
Em serviço						
Reservatórios, barragens, adutoras	6.869.100	(4.885.663)	1.983.437	8.201.193	(5.068.855)	3.132.338
Máquinas e equipamentos	8.745.054	(3.206.049)	5.539.005	9.790.697	(3.087.977)	6.702.720
Edificações	1.398.552	(933.130)	465.422	2.009.061	(1.176.398)	832.663
Terrenos	388.270	(58.358)	329.912	499.020	(69.256)	429.764
Veículos	12.811	(10.673)	2.138	13.056	(11.120)	1.936
Móveis e utensílios	12.449	(6.880)	5.569	14.296	(8.570)	5.726
(-) Impairment (15.4)	—	—	—	(674.077)	—	(674.077)
(-) Obrigações especiais	(19.223)	681	(18.542)	(6.877)	510	(6.367)
	17.407.013	(9.100.072)	8.306.941	19.846.369	(9.421.666)	10.424.703
Em curso						
Custo	224.635	—	224.635	415.597	—	415.597
(-) Impairment (15.4)	(14.879)	—	(14.879)	(14.879)	—	(14.879)
	209.756	—	209.756	400.718	—	400.718
	17.616.769	(9.100.072)	8.516.697	20.247.087	(9.421.666)	10.825.421

15.2. Mutação do imobilizado

	Saldo em 1º.01.2024	Aquisições/ Impairment	Depreciação	Baixas	Transferências	Reclassificação (a)	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 (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 (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

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

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	Saldo em 1º.01.2023	Aquisições/ Impairment	Depreciação	Baixas	Transferências	Efeito de combinação de negócios	Reclassificação (a)	Saldo em 31.12.2023
Em serviço								
Reservatórios, barragens, adutoras	3.274.774	—	(142.902)	(14)	480	—	—	3.132.338
Máquinas e equipamentos	5.890.366	—	(389.646)	(2.475)	283.777	1.139.428	(218.730)	6.702.720
Edificações	841.252	—	(36.707)	(517)	37.804	—	(9.169)	832.663
Terrenos	451.524	—	(10.173)	(647)	4.109	—	(15.049)	429.764
Veículos e aeronaves	2.342	—	(458)	(1)	53	—	—	1.936
Móveis e utensílios	6.136	—	(603)	(393)	689	5	(108)	5.726
(-) Impairment (15.4)	(785.205)	174.500	—	—	(171.504)	—	108.132	(674.077)
(-) Obrigações especiais	(418)	—	246	—	(6.297)	—	102	(6.367)
	9.680.771	174.500	(580.243)	(4.047)	149.111	1.139.433	(134.822)	10.424.703
Em curso								
Custo	575.080	162.540	—	(6.411)	(321.101)	47.675	(42.186)	415.597
(-) Impairment (15.4)	(186.383)	—	—	—	171.504	—	—	(14.879)
	388.697	162.540	—	(6.411)	(149.597)	47.675	(42.186)	400.718
	10.069.468	337.040	(580.243)	(10.458)	(486)	1.187.108	(177.008)	10.825.421

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

Durante a fase de construção são capitalizados os custos de empréstimos, financiamentos e debêntures. Em 2024 estes custos totalizaram R\$ 2.820 à taxa média de 0,049% a.a. (R\$ 2.355, à taxa média de 0,051% a.a. em 2023) na Copel GeT, e de R\$ 1,373 à taxa média de 1,97% na Copel SER (iniciado em 2024).

15.3. Operações em conjunto – consórcios

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

Empreendimento	Participação (%)	Taxa média anual de depreciação (%)	31.12.2024	12.31.2023
UHE Gov. Jayme Canet Júnior – Mauá	51,0 %			
Em serviço			860.522	859.888
(-) Depreciação Acumulada		2,74 %	(336.843)	(313.253)
Em curso			18.112	20.447
			541.791	567.082
UHE Baixo Iguaçu	30,0 %			
Em serviço			701.346	697.225
(-) Depreciação Acumulada		3,30 %	(132.481)	(110.039)
Em curso			34.433	42.989
			603.298	630.175
			1.145.089	1.197.257

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 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.

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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:

	Saldo em 1º.01.2023	Impairment / Reversão	Transferência	Saldo em 31.12.2023	Impairment / Reversão	Reclassificaçã o	Saldo em 31.12.2024
Em serviço							
UHE Colíder	(632.559)	133.653	—	(498.906)	—	498.906	—
UEGA	(108.132)	108.132	—	—	—	—	—
Usinas no Paraná	(44.514)	40.847	(171.504)	(175.171)	(27.755)	202.926	—
	(785.205)	282.632	(171.504)	(674.077)	(27.755)	701.832	—
Em curso							
Consórcio Tapajós (a)	(14.879)	—	—	(14.879)	—	—	(14.879)
Usinas no Paraná	(171.504)	—	171.504	—	—	—	—
	(186.383)	—	171.504	(14.879)	—	—	(14.879)
	(971.588)	282.632	—	(688.956)	(27.755)	701.832	(14.879)

(a) Projeto em desenvolvimento.

Em 2024, a única movimentação de impairment e a reclassificação apresentadas se referem às usinas em processo de desinvestimento, conforme detalhado na NE nº 37.

Em 2023, a reversão do impairment da UEGA foi decorrente do processo de desinvestimento (NE nº 37). Para as usinas da Copel não houve indicativos de impairment em 2023, exceto para para a UHE Colíder e as usinas do Paraná que, após revisão das premissas à época, principalmente pela melhora nas estimativas de receita, redução dos custos operacionais e redução da taxa de desconto, registraram reversão parcial do saldo de impairment. Em 31.12.2023 os testes de recuperabilidade consideraram as taxas reais e após os impostos. A taxa de desconto real e antes dos impostos variou de 5,03% a.a. a 15,54% a.a.

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

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

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Unidade geradora de caixa	Taxa de desconto	VR/VC-1	VR/VC-1 (5% variação)	VR/VC-1 (10% variação)	Risco de Impairment
Ativos Eólicos					
Complexo São Bento (a)	8,17%	85,98%	81,73%	77,66%	—
Complexo Brisa I (b)	8,17%	76,93%	72,69%	68,61%	—
Complexo Brisa II (c)	8,17%	70,38%	65,45%	60,73%	—
Complexo Bento Miguel (d)	8,17%	49,46%	45,05%	40,87%	—
Complexo Cutia (e)	8,17%	39,32%	35,53%	31,92%	—
Complexo Jandaíra (f)	5,29%	43,28%	39,34%	35,58%	—
Complexo Vilas (g)	4,94%	59,50%	54,94%	50,57%	—
Complexo Aventura (h)	4,66%	47,92%	43,97%	40,17%	—
Complexo Santa Rosa e Mundo Novo (i)	4,66%	151,84%	145,11%	138,65%	—
Ativos Hídricos					
Foz do Areia	5,43%	78,05%	72,30%	66,81%	—
Segredo	5,43%	54,22%	49,51%	45,01%	—
Caxias	5,43%	52,17%	47,62%	43,27%	—
Baixo Iguaçu	5,43%	3,52%	1,05%	-1,33%	8.189
Mauá	5,43%	126,24%	121,53%	116,98%	—
Bela Vista	7,66%	96,08%	89,39%	83,08%	—
Elejor	8,00%	27,83%	24,65%	21,59%	—

(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 (%)	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2022
Taxas médias do segmento de geração			
Equipamento geral	6,06	6,24	6,25
Máquinas e equipamentos	3,29	3,87	3,68
Geradores	3,40	3,42	3,42
Reservatórios, barragens e adutoras	2,26	2,64	2,67
Turbina hidráulica	2,77	2,88	2,89
Unidade de geração eólica	4,85	4,94	4,94
Edificações	2,79	3,05	3,07
Taxas médias para ativos da Administração central			
Edificações	3,34	3,33	3,33
Máquinas e equipamentos de escritório	12,07	6,25	6,25
Móveis e utensílios	6,26	6,27	6,25
Veículos	14,29	14,29	14,29

Para todas as usinas com regime de exploração de 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. Esta prática não se aplica somente na usina de geração hídrica Derivação do Rio Jordão, tendo em vista que o contrato de concessão garante direito a indenização ao final do prazo de concessão.

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Tendo em vista a renovação das concessões detalhada na NE nº 1, a Administração efetuou julgamento no que diz respeito aos aspectos regulatórios dos contratos renovados para concluir que os ativos anteriormente existentes, no montante de R\$ 1.902.935, deveriam permanecer registrados no Ativo Imobilizado. Adicionalmente, foi necessário reavaliar a estimativa de vida útil dos ativos existentes das usinas Foz do Areia, Segredo e Salto Caxias. A mudança de estimativa contábil foi tratada de forma prospectiva e o impacto no resultado, comparado com a depreciação que seria registrada se não houvesse a renovação das concessões, é de acréscimo no total da depreciação de R\$ 1.044 em 2024, de aproximadamente R\$ 17 milhões por ano até 2028, R\$ 530.126 de 2029 a 2038 e R\$ 564.768 de 2039 a 2054.

16. Intangível

	31.12.2024	31.12.2023
Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica (16.1)	9.788.358	8.317.327
Contratos de concessão/autorização de geração (16.2)	6.775.081	2.801.702
Outros intangíveis (16.3)	60.171	51.060
	16.623.610	11.170.089

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

16.1. Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

	Ativo intangível	Obrigações especiais	Total
Em 1º.01.2023	10.033.251	(2.775.424)	7.257.827
Transferências de ativos de contrato (NE nº 10.1)	1.888.949	(273.071)	1.615.878
Outras transferências	3	—	3
Quotas de amortização - concessão (a)	(641.536)	163.877	(477.659)
Baixas	(78.722)	—	(78.722)
Em 31.12.2023	11.201.945	(2.884.618)	8.317.327
Transferências de ativos de contrato (NE nº 10.1)	2.303.950	(200.428)	2.103.522
Outras transferências	15	—	15
Quotas de amortização – concessão (a)	(732.351)	175.489	(556.862)
Baixas	(75.644)	—	(75.644)
Em 31.12.2024	12.697.915	(2.909.557)	9.788.358

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

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

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

16.2. Contratos de concessão de geração

	Contrato de concessão (a)		Direito de concessão e autorização / ágio técnico	Total
	em serviço	em curso		
Em 1º.01.2023	1.530.777	—	721.838	2.252.615
Mais valia na combinação de negócios	—	—	614.958	614.958
Ágio técnico oriundo da combinação de negócios	—	—	204.443	204.443
Outorga Aneel - uso do bem público	—	894	—	894
Quotas de amortização - concessão e autorização (a)	(228.513)	—	(42.695)	(271.208)
Capitalizações para intangível em serviço	894	(894)	—	—
Em 31.12.2023	1.303.158	—	1.498.544	2.801.702
Bônus de Outorga (NE nº 1)	4.073.915	—	—	4.073.915
Outorga Aneel – uso do bem público (NE nº 1)	205.201	—	—	205.201
Quotas de amortização – concessão e autorização (a)	(230.680)	—	(44.383)	(275.063)
(-) Reclassificação (b)	(30.674)	—	—	(30.674)
Em 31.12.2024	5.320.920	—	1.454.161	6.775.081

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

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

Tendo em vista a renovação das concessões detalhada na NE nº 1, foi registrado o valor do bônus de Outorga que será amortizado pelo prazo das concessões, de 30 anos. Adicionalmente, para os ativos das 3 usinas que já estavam registrados no intangível, foi necessário reavaliar a estimativa de vida útil. A mudança de estimativa foi tratada de forma prospectiva e o impacto no resultado, comparado com a amortização que seria registrada se não houvesse a renovação das concessões, é de redução no total da amortização de R\$ 19.068 em 2024, de aproximadamente R\$ 66 milhões por ano até 2028, R\$ 239.179 de 2029 a 2033 e de aumento de R\$ 522.557 de 2034 a 2054.

16.3. Outros intangíveis

	Em serviço	Em curso	Total
Em 1º.01.2023	12.848	28.330	41.178
Efeito de combinação de negócios	4	—	4
Aquisições	37	13.351	13.388
Transferências do imobilizado	4.570	—	4.570
Capitalizações para intangível em serviço	14.555	(14.555)	—
Quotas de amortização (a)	(8.040)	—	(8.040)
Baixas	—	(6)	(6)
(-) Reclassificação (b)	(34)	—	(34)
Em 31.12.2023	23.940	27.120	51.060
Aquisições	—	24.371	24.371
Transferências para imobilizado	—	(3.339)	(3.339)
Transferências do ativo de contrato	—	52	52
Capitalizações para intangível em serviço	10.929	(10.929)	—
Quotas de amortização (a)	(8.720)	—	(8.720)
Baixas	—	(539)	(539)
(-) Reclassificação (b)	(277)	(2.437)	(2.714)
Em 31.12.2024	25.872	34.299	60.171

(a) Taxa anual de amortização: 20%.

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

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

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

17. Obrigações Sociais e Trabalhistas

	31.12.2024	31.12.2023
Obrigações sociais		
Impostos e contribuições sociais	33.281	46.831
Encargos sociais	9.753	15.700
	43.034	62.531
Obrigações trabalhistas		
Folha de pagamento, líquida	17.540	27
Férias e 13º Salário	54.854	81.253
Provisões por desempenho e participação nos lucros	187.080	173.663
Programa de desligamentos voluntários (NE nº 17.1)	109.028	610.057
Outros	23	7
	368.525	865.007
	411.559	927.538
Circulante	411.102	927.538
Não circulante	457	—

17.1. Programa de Desligamentos Voluntários - PDV

Do total de empregados que aderiram ao PDV instituído em 24.08.2023, 1.285 se desligaram da Companhia até 31.12.2024 e os demais deixarão a Companhia até agosto de 2025

18. Fornecedores

	31.12.2024	31.12.2023
Energia elétrica	1.525.681	1.284.191
Materiais e serviços	564.368	638.025
Encargos de uso da rede elétrica	376.754	363.357
	2.466.803	2.285.573
Circulante	2.324.423	2.154.430
Não circulante	142.380	131.143

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

19. Empréstimos e Financiamentos

Empresa	Banco	Garantias (b)	31.12.2024	31.12.2023
Copel GET	Itaú Unibanco S.A	Fidejussória	1.036.260	1.039.097
	Banco do Brasil – Repasse BNDES	Receita de comercialização de energia.	37.507	49.263
	BNDES	Receita de comercialização de energia; receita de serviços de transmissão de energia; cessão fiduciária de direitos creditórios.	597.912	1.206.251
			1.671.679	2.294.611
Copel DIS	Banco do Brasil (a)	Fidejussória	751.522	751.096
	Caixa Econômica Federal	Receita própria; emissão de notas promissórias e duplicatas de venda mercantil.	3.831	5.748
	BNDES	Fiança da Copel; cessão fiduciária de receitas e direitos indenizatórios da concessão.	—	3.919
			755.353	760.763
Complexo Jandaíra	Banco do Nordeste do Brasil	Fiança bancária	178.407	191.532
Complexo Vilas	Banco do Nordeste do Brasil	Fiança bancária	505.155	524.162
Complexo Aventura	Banco do Nordeste do Brasil	Fiança bancária	313.777	324.309
Complexo SRMN	Banco do Nordeste do Brasil	Fiança bancária	531.766	544.563
Complexo Brisa	BNDES	Fiança da Copel; penhor de ações; cessão fiduciária de direitos creditórios e de receitas.	56.551	63.572
Complexo São Bento	BNDES	Penhor de ações; cessão fiduciária de recebíveis de venda de energia; cessão fiduciária de máquinas e equipamentos.	116.679	136.448
Cutia	BNDES	Cessão fiduciária de direitos creditórios; 100% das ações penhoradas.	497.199	521.972
Costa Oeste	BNDES	Cessão fiduciária de direitos creditórios; 100% das ações penhoradas.	8.657	10.778
Marumbi	BNDES	Cessão fiduciária de direitos creditórios; 100% das ações penhoradas.	11.972	15.267
		Dívida bruta	4.647.195	5.387.977
		(-) Custo de transação	(28.401)	(44.760)
		Dívida líquida	4.618.794	5.343.217
		Circulante	1.231.205	675.980
		Não Circulante	3.387.589	4.667.237

(a) Em dezembro de 2024 foi formalizado o aditivo da Cédula de Crédito Bancário emitida pela Copel DIS em favor do Banco do Brasil, com definição da taxa de remuneração em CDI + 1,08% a.a. e com alteração do prazo de vencimento final para junho de 2028.

(b) Para todos os contratos, exceto para o empréstimo do Banco do Brasil da Copel DIS, há garantia Fidejussória da Copel ou Copel GET.

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

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

19.1. Vencimentos das parcelas de longo prazo

31.12.2024	Dívida bruta	(-) Custo de	Dívida líquida
2026	193.613	(2.527)	191.086
2027	572.461	(2.529)	569.932
2028	558.002	(2.292)	555.710
2029	184.589	(2.058)	182.531
2030	179.263	(2.012)	177.251
Após 2030	1.723.051	(11.972)	1.711.079
	3.410.979	(23.390)	3.387.589

19.2. Mutação de empréstimos e financiamentos

	Total
Em 1º.01.2023	4.650.363
Efeito da aquisição de controle do Complexo Vilas	875.738
Ingressos	45.325
(-) Custos de transação (a)	(6.886)
Encargos	525.598
Variação monetária e cambial	35.184
Amortização – principal	(260.971)
Pagamento – encargos	(521.134)
Em 31.12.2023	5.343.217
Ingressos	5.051
(-) Custos de transação	(1.693)
Encargos	481.768
Variação monetária e cambial	31.156
Amortização – principal	(261.753)
Pagamento – encargos	(471.276)
Reclassificação (b)	(507.676)
Em 31.12.2024	4.618.794

(a) Saldo refere-se às contraprestações financeiras (waiver) pagas em decorrência do processo de transformação da Copel em Corporação.

(b) O saldo foi reclassificado para Passivos classificados como mantidos para venda (NE nº 37).

19.3. Cláusulas contratuais restritivas – covenants

Os contratos de empréstimos e financiamentos contêm 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 31.12.2024, todos os indicadores e condições contratuais acordados foram integralmente atendidos. No âmbito do contrato de financiamento do Complexo Eólico de Cutia, a Companhia recebeu, em 23.12.2024, conforme carta do BNDES AEC/DEENE2 nº 49/2024, autorização 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 Companhia Paranaense de Energia - Copel.

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

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Empresa	Instrumento Contratual	Indicadores financeiros anuais	Limite
Copel GeT	BNDES Finem nº 820989.1 – Mauá	Ebitda/ Resultado Financeiro Líquido	≥ 1,3
	Banco do Brasil nº 21/02000-0 – Mauá		
	Commercial paper	Índice de cobertura do serviço da dívida Dívida líquida consolidada / Ebitda consolidado	≥ 1,5 ≤ 3,5
Cutia	BNDES Finem nº 18204611		
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		
GE Boa Vista S.A.	BNDES Finem nº 11211531	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
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

20. Debêntures

Empresa	Emissão	Garantia (a)	31.12.2024	31.12.2023
Copel GeT	5ª	Fidejussória	82.619	157.327
	6ª		276.193	687.405
	7ª		1.598.771	1.579.711
	8ª		1.386.822	1.382.891
	9ª		1.637.685	–
			4.982.090	3.807.334
Copel DIS	5ª	Fidejussória	678.738	647.092
	6ª		1.620.153	1.590.262
	7ª		1.397.531	1.535.469
	8ª		1.206.459	1.607.404
	9ª		2.306.826	–
			7.209.707	5.380.227
Complexo Brisa	2ª	Real e fidejussória e penhor de ações da Copel GeT	183.225	200.890
Copel Serviços	1ª	Fidejussória	71.247	–
Cutia	1ª	Real e fidejussória e penhor de ações da Copel GeT	327.685	349.555
		Dívida bruta	12.773.954	9.738.006
		(-) Custo de transação	(146.589)	(118.900)
		Dívida líquida	12.627.365	9.619.106
		Circulante	2.025.110	1.225.649
		Não Circulante	10.602.255	8.393.457

(a) A Copel é interveniente garantidora de todas as emissões apresentadas no quadro.

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

Em 05.05.2024, a Copel Serviços efetuou a 1ª emissão de debêntures simples em série única, não conversíveis em ações, no montante de R\$ 70.000, com a Copel como interveniente garantidora, destinada para reforço de caixa, com vencimento em 05.05.2031 e remuneração de CDI + 1,2%.

Em 15.05.2024, a Copel DIS efetuou a 9ª emissão de debêntures simples, em duas séries, não conversíveis em ações, no montante total de R\$ 2.250.000, com a Copel como interveniente garantidora. A 1ª série, destinada para reforço de capital de giro; amortização da parcela de principal e/ou resgate da 7ª e 8ª emissões de debêntures, tem vencimento em 15.05.2031 e remuneração de CDI + 0,6%. A 2ª série, destinada para investimentos em expansão, renovação ou melhoria e/ou reembolso de despesas da rede de distribuição de energia elétrica, tem vencimento em 15.05.2036 e remuneração de IPCA + 6,2831%.

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Em 15.10.2024, a Copel GeT efetuou a 9ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, com a Copel como interveniente garantidora, em três séries, nos montantes de R\$ 800.000, R\$ 500.000 e R\$ 300.000. A remuneração corresponde à variação acumulada do DI acrescida de 0,52%a.a., 0,65%a.a. e 0,95%a.a. e o prazo de vencimento é de 5, 7 e 10 anos, em cada série, respectivamente.

20.1. Vencimentos das parcelas de longo prazo

31.12.2024	Gross debt	(-) Transaction cost	Net debt
2026	2.214.018	(25.094)	2.188.924
2027	1.409.332	(17.415)	1.391.917
2028	742.135	(14.311)	727.824
2029	1.497.833	(14.027)	1.483.806
2030	1.746.751	(13.268)	1.733.483
Após 2030	3.107.274	(30.973)	3.076.301
	10.717.343	(115.088)	10.602.255

20.2. Mutações das debêntures

	Total
Em 1º.01.2023	7.803.855
Ingressos	3.195.000
(-) Custos de transação (a)	(61.632)
Encargos e variação monetária	1.316.462
Amortização – principal	(1.212.347)
Pagamento – encargos	(1.138.030)
Reclassificação (b)	(284.202)
Em 31.12.2023	9.619.106
Ingressos	3.920.000
(-) Custos de transação	(60.623)
Encargos e variação monetária	1.339.067
Amortização – principal	(1.135.225)
Pagamento – encargos	(1.114.064)
Reclassificação (b)	59.104
Em 31.12.2024	12.627.365

(a) O saldo contempla as contraprestações financeiras (waiver) pagas em decorrência do processo de transformação da Copel em Corporação.

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

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 31.12.2024, todos os indicadores financeiros medidos anualmente foram integralmente atendidos, exceto nas controladas Asa Branca I, Asa Branca II, Asa Branca III, Ventos de Santo Uriel e Nova Eurus IV, dispensadas do cumprimento do ICSD no exercício de 2024, conforme carta do BNDES AEC/DEENE2 nº 51/2024. No âmbito do 1ª Emissão de Debêntures do Complexo Eólico de Cutia a Companhia recebeu em 23.12.2024, conforme Ata da Assembleia Geral de Debenturistas - AGD, autorização para substituição temporária, até 2029, do procedimento de cálculo do ICSD atual pelo cálculo com base nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia Paranaense de Energia - Copel. Considerando o exposto acima, todos os indicadores e condições acordados foram atendidos em 31.12.2024.

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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

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

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

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. O patrocínio vitalício do Plano Assistencial para os aposentados, pensionistas e dependentes legais somente é aplicado aos participantes do Plano Prosaúde II. A Fundação Copel de Previdência e Assistência é a entidade que administra estes planos.

21.1. Plano de benefício previdenciário 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 e Prosaúde III. A cobertura inclui exames médicos periódicos em ambos os planos e somente é estendida a todos os aposentados e pensionistas vitaliciamente no Plano Prosaúde II.

21.2. Balanço patrimonial e resultado

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

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	31.12.2024	12.31.2023
Planos previdenciários	340	426
Planos assistenciais	1.158.369	1.483.817
	1.158.709	1.484.243
	Circulante	95.383
	Não circulante	1.063.326
		85.833
		1.398.410

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

	31.12.2024	12.31.2023	12.31.2022
Empregados			
Planos previdenciários	48.087	55.320	52.980
Plano assistencial – pós-emprego	134.044	128.652	138.921
Plano assistencial – funcionários ativos	75.412	74.546	66.912
	257.543	258.518	258.813
Administradores			
Planos previdenciários	1.595	1.441	1.236
Plano assistencial	214	200	148
	1.809	1.641	1.384
	259.352	260.159	260.197

21.3. Mutação dos benefícios pós-emprego

Em 1º.01.2023	1.070.037
Apropriação do cálculo atuarial	128.652
Apropriação das contribuições previdenciárias e assistenciais	139.701
Perdas atuariais	379.126
Amortizações	(225.421)
Reclassificação (a)	(7.852)
Em 31.12.2023	1.484.243
Apropriação do cálculo atuarial	134.044
Apropriação das contribuições previdenciárias e assistenciais	123.667
Ganhos atuariais	(363.465)
Amortizações	(219.780)
Em 31.12.2024	1.158.709

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

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

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	2024		2023	
	Real	Nominal	Real	Nominal
Econômicas				
Inflação a.a.	—	3,50%	—	3,00%
Taxa de desconto/retorno esperados a.a.				
Planos Unificado - Benefício Definido	7,66%	11,42%	5,33%	8,49%
Planos Unificado - Saldado	7,40%	11,15%	5,36%	8,52%
Planos III	7,36%	11,12%	5,37%	8,53%
Planos Assistencial	7,44%	11,20%	5,48%	8,64%
Crescimento salarial/custos médicos				
Plano Unificado a.a.	1,00%	4,54%	1,00%	4,03%
Plano III a.a.	1,00%	4,54%	1,00%	4,03%
Plano Assistencial - Aging Factor	3,30%	—	3,30%	—
Demográficas				
Tábua de mortalidade		AT - 2000		AT - 2000
Tábua de mortalidade de inválidos		WINKLEVOSS		WINKLEVOSS
Tábua de entrada em invalidez		TASA 1927		TASA 1927

21.4.2. Número de participantes e beneficiários

	Planos previdenciários				Plano Assistencial	
	Plano Unificado		Plano III		31.12.2024	12.31.2023
	31.12.2024	12.31.2023	31.12.2024	12.31.2023		
Número de participantes ativos	4	10	4.501	5.806	4.302	5.687
Número de participantes inativos	4.013	4.115	6.357	5.379	9.686	8.857
Número de dependentes	—	—	—	—	10.526	19.925
Total	4.017	4.125	10.858	11.185	24.514	34.469

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

	Plano Unificado	Plano III
Em 31.12.2024		
Participantes aposentados	12,13	22,17
Participantes pensionistas	13,99	24,67
Em 31.12.2023		
Participantes aposentados	12,73	21,35
Participantes pensionistas	13,99	24,67

A idade média dos participantes inativos dos planos de aposentadoria e assistência médica é, respectivamente, de 68,01 e 68,33 anos.

21.4.4. Avaliação atuarial

O Plano Unificado e o Plano III apresentaram superávit em 31.12.2024. Contudo, pela legislação atual, inexistente direito da Companhia em registrar ativos em seu balanço.

	Plano Unificado	Plano III	Plano Assistencial	31.12.2024	12.31.2023
Obrigações total ou parcialmente cobertas	5.468.000	3.947.761	1.348.296	10.764.057	11.893.783
Valor justo dos ativos do plano	(6.324.954)	(4.351.451)	(189.928)	(10.866.333)	(11.289.509)
Estado de cobertura do plano	(856.954)	(403.690)	1.158.368	(102.276)	604.274
Ativo não reconhecido	856.954	403.690	—	1.260.644	879.543
	—	—	1.158.368	1.158.368	1.483.817

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

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

21.4.5. Movimentação do passivo atuarial

	Plano Unificado	Plano III	Plano assistencial
Valor presente da obrigação atuarial líquida em 1º.01.2023	6.029.530	3.457.537	1.234.771
Custo de serviço	16.650	6.343	6.878
Custo dos juros	700.272	397.091	141.877
Benefícios pagos	(539.728)	(272.585)	(55.014)
(Ganhos) / perdas atuariais	210.135	251.260	338.499
Ajustes de saldo de Operações Descontinuadas	(774)	(19.635)	(9.324)
Valor presente da obrigação atuarial líquida em 31.12.2023	6.416.085	3.820.011	1.657.687
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

21.4.6. Movimentação do ativo atuarial

	Plano Unificado	Plano III	Plano assistencial
Valor justo dos ativos do plano em 1º.01.2023	6.625.377	3.531.958	165.683
Retorno esperado dos ativos	769.613	410.062	18.629
Contribuições e aportes	23.868	9.709	54.782
Benefícios pagos	(539.728)	(272.584)	(54.782)
Ganhos / (perdas) atuariais	333.728	244.140	(10.442)
Ajustes de saldo de Operações Descontinuadas	(843)	(19.661)	—
Valor justo dos ativos do plano em 31.12.2023	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

21.4.7. Custos estimados

Os custos (receitas) estimados para 2025 para cada plano estão demonstrados a seguir:

	Plano Unificado	Plano III	Plano assistencial
Custo do serviço corrente	(28.169)	(1.346)	7.636
Custo estimado dos juros	683.706	465.275	148.020
Rendimento esperado do ativo do plano	(685.596)	(465.632)	(21.273)
Custos (receitas)	(30.059)	(1.703)	134.383

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.

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	Cenários projetados	
	Aumento 0,5%	Redução 0,5%
Sensibilidade da taxa de juros de longo prazo nas obrigações		
Obrigações dos planos previdenciários	9.055.963	9.803.748
Obrigações do plano assistencial	1.264.862	1.440.977
Sensibilidade da taxa de crescimento de custos médicos		
Obrigações do plano assistencial	1.443.086	1.262.556
Custo do serviço do plano assistencial	7.936	5.955
Sensibilidade da taxa de juros de longo prazo no custo do serviço		
Custo do serviço dos planos previdenciários	1.389	1.935
Custo do serviço do plano assistencial	5.993	7.894

21.4.9. Benefícios a pagar

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

	Plano Unificado	Plano III	Plano Assistencial	Total
2025	559.776	341.601	54.921	956.298
2026	570.406	351.612	62.364	984.382
2027	581.018	361.682	70.174	1.012.874
2028	590.076	371.732	78.614	1.040.422
2029	598.035	381.744	88.002	1.067.781
2030 a 2054	12.470.035	11.207.174	5.686.213	29.363.422

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.

	Meta para 2025 (a)	2024
Renda fixa	84,3%	80,4%
Renda variável	3,0%	4,8%
Empréstimos	1,3%	1,3%
Investimentos imobiliários	2,4%	3,7%
Investimentos estruturados	7,0%	8,3%
Investimentos no exterior	2,0%	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:

	Plano Unificado		Plano III	
	meta para 2025	mínimo	meta para 2025	mínimo
Renda fixa	88,0%	80,0%	81,0%	72,0%
Renda variável	2,0%	0,5%	4,0%	2,0%
Empréstimos	0,5%	0,0%	2,0%	2,0%
Investimentos imobiliários	2,5%	2,5%	2,0%	1,0%
Investimentos estruturados	7,0%	3,5%	9,0%	7,0%
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\$ 64.825 em 2024 (R\$ 70.203 em 2023).

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

22. Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética

	Aplicado e não concluído	Saldo a recolher	Saldo a aplicar	Saldo em 31.12.2024	Saldo em 31.12.2023
Pesquisa e desenvolvimento – P&D					
FNDCT	—	7.217	—	7.217	5.781
MME	—	3.608	—	3.608	2.891
P&D	62.948	1.534	44.751	109.233	201.871
	62.948	12.359	44.751	120.058	210.543
Programa de eficiência energética – PEE					
Procel	—	4.322	—	4.322	23.613
PEE	137.832	4.654	153.577	296.063	319.518
	137.832	8.976	153.577	300.385	343.131
	200.780	21.335	198.328	420.443	553.674
			Circulante	179.149	320.196
			Não circulante	241.294	233.478

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

	FNDCT	MME	P&D	Procel	PEE	Total
Em 1º.01.2023	6.588	3.314	260.243	11.960	332.653	614.758
Constituições	40.011	20.004	40.019	12.200	48.805	161.039
Contrato de desempenho	—	—	—	—	4.420	4.420
Juros (NE nº 30)	—	—	4.938	(547)	21.618	26.009
Transferências (a)	5.802	2.900	1.739	—	—	10.441
Recolhimentos	(46.620)	(23.327)	(9.695)	—	(16.450)	(96.092)
Conclusões	—	—	(87.675)	—	(71.528)	(159.203)
Reclassificação (b)	—	—	(7.698)	—	—	(7.698)
Em 31.12.2023	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	—	—	—	(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

(a) Transferências para o Ativo - Lei nº 14.514/2023.

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

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

23. Contas a Pagar Vinculadas à Concessão

	Empresa	Outorga	Assinatura	Final	Taxa de desconto	Correção Anual	31.12.2024	31.12.2023	
UHE Mauá	Copel GeT	29.06.2007	03.07.2007	06.2049	5,65% a.a.	IPCA	23.733	23.005	
UHE Colíder (a)	Copel GeT	29.12.2010	17.01.2011	01.2046	7,74% a.a.	IPCA	—	31.493	
UHE Baixo Iguaçu	Copel GeT	19.07.2012	20.08.2012	01.2047	7,74% a.a.	IPCA	9.686	9.337	
UHE Guaricana (a)	Copel GeT	03.03.2020	03.03.2020	03.2025	7,74% a.a.	IPCA	—	1.325	
UHEs Fundão e Santa Clara	Elejor	23.10.2001	25.10.2001	05.2037	11,00% a.a.	IGPM	861.982	828.695	
UHE Salto Caxias	Copel GeT	19.11.2024	19.11.2024	10.2030	8,23% a.a.	IPCA	69.404	—	
UHE Segredo	Copel GeT	19.11.2024	19.11.2024	10.2030	8,23% a.a.	IPCA	69.341	—	
UHE Foz do Areia	FDA	19.11.2024	19.11.2024	10.2030	8,23% a.a.	IPCA	71.198	—	
							1.105.344	893.900	
							Circulante	113.092	101.976
							Não circulante	992.252	791.879

(a) O saldo foi reclassificado para Passivos classificados como mantidos para venda (NE nº 37).

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.

Os novos contratos de concessão das usinas Foz do Areia (FDA), Segredo e Salto Caxias celebrados em 19.11.2024 foram pactuados pelo regime de exploração de Produção Independente de Energia (PIE) e terão pagamentos mensais pelo Uso do Bem Público – UBP por cinco anos (NE nº 1). Deste modo, na data da assinatura dos contratos de concessão foi registrado a obrigação em contrapartida ao ativo intangível, correspondente ao valor presente do fluxo de caixa da estimativa de pagamentos futuros.

23.1. Mutação de contas a pagar vinculadas à concessão

Em 1º.01.2023	937.542
Adição	894
Ajuste a valor presente	(44.021)
Variação monetária	115.176
Pagamentos	(115.736)
Em 31.12.2023	893.855
Adição (NE nº 16.2)	205.201
Ajuste a valor presente	54.474
Variação monetária	94.984
Pagamentos	(110.385)
Reclassificação (a)	(32.785)
Em 31.12.2024	1.105.344

(a) O saldo foi reclassificado para Passivos classificados como mantidos para venda (NE nº 37).

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

	Valor nominal	Valor presente
2025	124.150	113.392
2026	169.574	132.042
2027	169.574	125.761
2028	169.574	120.686
Após 2028	1.456.781	613.463
	2.089.653	1.105.344

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

24. Direito de Uso de Ativos e Passivo de Arrendamentos**24.1. Direito de uso de ativos**

	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).

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

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

24.2. Passivo de arrendamentos**24.2.1. Mutação do passivo de arrendamentos**

Em 1º.01.2023	273.756
Adições	82.886
Encargos	25.506
Pagamento – principal	(72.334)
Pagamento – encargos	(25.465)
Baixas	(2.334)
Reclassificação (a)	(11.573)
Em 31.12.2023	270.442
Adições	189.115
Encargos	34.089
Pagamento – principal	(73.287)
Pagamento – encargos	(34.662)
Baixas	(48.362)
Reclassificação (a)	(8.829)
Em 31.12.2024	328.506
	Circulante
	57.502
	Não circulante
	271.004

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

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

2026	67.373
2027	46.574
2028	31.574
2029	15.032
2030	15.086
Após 2030	231.713
Valores não descontados	407.352
Juros embutidos	(136.348)
Saldo do passivo de arrendamento	271.004

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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	556.791	328.506
Pis/Cofins potencial	40.956	25.891

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

	Saldo conforme IFRS 16	Saldo com projeção da inflação	%
Passivo de arrendamentos	328.506	415.449	26,47 %
Direito de uso de ativos	308.983	322.474	4,37 %
Despesa Financeira	28.560	33.967	18,93 %
Despesa de amortização	77.965	83.268	6,80 %

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, em conformidade com o IFRS 16. 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

	Até 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	31.12.2024
Compromissos de arrendamentos e aluguéis	12.037	51.780	258.708	322.525

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

	Até 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	31.12.2024
Compartilhamento de instalações	2.148	8.592	25.443	36.183

25. Outras Contas a Pagar

	31.12.2024	31.12.2023
Desvio de geração – empreendimentos eólicos (NE nº 32.2.9)	498.666	299.264
Acordo judicial (a)	444.409	—
Pagamentos/devoluções à consumidores	149.432	60.498
Taxa de iluminação pública arrecadada	75.288	68.253
Provisão Despacho Aneel nº 084/2017	46.690	42.164
Cauções em garantia	35.145	43.297
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	32.103	31.352
Outras obrigações (b)	164.483	140.114
	1.446.216	684.942
	Circulante	1.199.195
	Não circulante	247.021
		537.810
		147.132

(a) O saldo contempla o acordo judicial decorrente do processo arbitral (NE nº 25.1).

(b) No saldo de 2023 está contido o adiantamento recebido pela operação de venda da UEGA, no valor de R\$ 58.132 no Consolidado (NE nº 37)..

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas**Em 31 de dezembro de 2024**

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

25.1. Encerramento de processo arbitral

Em 25.01.2024, conforme Fato Relevante 01/24, foi formalizado acordo envolvendo processo arbitral em que os autores reclamavam indenizações em face da Companhia. O processo teve início em 2015 em decorrência de disputa relacionada a termo de compromisso celebrado entre os autores e a Copel em dezembro de 2012, e que, em conformidade com a legislação, tramitou em sigilo no Centro de Arbitragem e Mediação Brasil-Canadá. Após negociações entre as partes, chegou-se à celebração de transação mediante homologação do juízo arbitral no sentido da quitação geral e recíproca entre todas as partes com o encerramento de forma definitiva da demanda.

Foi acordado o pagamento pela Copel do valor de R\$ 672.000, em duas parcelas. O saldo que estava registrado como Provisão para litígios foi reclassificado para Outras contas a pagar. A primeira parcela no valor de R\$ 336.000 foi quitada em 31.01.2024 e a segunda e última parcela, atualizada pela taxa Selic, foi paga em 31.03.2025. Durante todo o trâmite do procedimento arbitral, a Companhia realizou os melhores esforços para refutar os pedidos e mitigar os danos decorrentes das decisões que se sucederam até a fase de liquidação de sentença arbitral e, por fim, para alcançar o melhor acordo possível preservando os interesses da Copel.

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

26. Provisões para Litígios e Passivos Contingentes

A Companhia responde 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 responde 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

	Saldo em 1º.01.2024	Resultado			Atualização monetária	Adições / (Reversões) no ativo	Quitações	Transferên- cias / 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 (NE nº 25).

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	Saldo em 1º.01.2023	Resultado				Adições / (Reversões) no ativo	Quitações	Transferê ncias / Outros (a)	Saldo em 31.12.2023
		Provisões para litígios		Custo de construção	Atualização monetária				
		Adições	Reversões	Adições					
Fiscais									
Cofins	123.564	—	—	—	9.807	—	—	133.371	
Outras	78.186	9.671	(7.444)	—	(2.452)	—	(15.955)	75.059	
	201.750	9.671	(7.444)	—	7.355	—	(15.955)	208.430	
Trabalhistas	536.464	103.916	(65.292)	—	43.877	(91)	(231.859)	386.639	
Benefícios a empregados	30.126	12.234	(4.328)	—	—	—	(516)	37.516	
Cíveis									
Cíveis e direito administrativo	958.111	124.092	(19.763)	—	26.818	278	(119.067)	954.667	
Servidões de passagem	138.724	1.748	—	(21.596)	—	1.133	(5.884)	114.125	
Desapropriações e patrimoniais	154.912	6.856	(1.461)	(4.349)	(535)	(42.700)	41	112.764	
Consumidores	3.750	319	(1.676)	—	—	—	51	2.444	
Ambientais	5.269	1.264	(1.412)	—	(389)	—	(139)	4.593	
	1.260.766	134.279	(24.312)	(25.945)	25.894	(41.289)	(124.998)	1.188.593	
Regulatórias	8.493	83.708	(84.764)	—	589	—	(288)	7.738	
	2.037.599	343.808	(186.140)	(25.945)	77.715	(41.380)	(373.616)	1.828.916	
	Circulante	—	—	—	—	—	—	336.000	
	Não circulante	2.037.599	—	—	—	—	—	1.492.916	

(a) Reclassificação para Passivos classificados como mantidos para venda (NE nº 37) e reconhecimento de menos valia na combinação de negócios.

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.

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	Descrição	Provisões para litígios		Passivo Contingente	
		31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Tax					
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.	143.831	133.371	10.013	9.270
INSS	Exigências fiscais relativas à contribuição previdenciária.	21.951	32.053	31.854	118.254
Impostos federais	Exigências e questionamentos administrativos da Receita Federal do Brasil.	25.521	2.328	19.385	40.755
ICMS	Exigências e questionamentos administrativos do Estado sobre recolhimento do ICMS nas faturas da Companhia.	488	5.630	28.431	26.986
IPTU	Exigência de imposto sobre Propriedade Territorial Urbana – IPTU sobre imóveis afetados ao serviço público de energia elétrica.	6.108	5.181	199.173	179.974
ISS	Exigência fiscal das prefeituras a título de ISS em serviços de construção civil prestado por terceiro.	307	221	66.010	58.085
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.	19.026	29.646	89.332	84.808
		217.232	208.430	444.198	518.132
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).	307.085	386.639	293.076	291.768
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.	40.469	37.516	10.316	10.724
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 1ª 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.	—	—	1.194.489	1.129.202
Excludente Colíder	Discussão sobre o valor de Tarifa de uso do sistema de transmissão – TUST e atualização monetária sobre valores de energia referente ao período de excludente de responsabilidade. Em decorrência da limiar 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.	—	—	351.542	307.285
Outras	Notificações do Órgão Regulador sobre eventuais descumprimentos de normas regulatórias	8.951	7.738	59.532	45.498
		8.951	7.738	1.605.563	1.481.985

(continua)

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	Descrição	Provisões para litígios		Passivo Contingente	
		31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Cíveis					
Fumicultores	Ações que têm como principal causa a falta de energia elétrica causando perda da produção.	68.123	57.475	16.647	42.373
Arbitragem	Processo arbitral finalizado (NE nº 25.1).	—	672.000	—	—
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.	100.100	118.210	254.174	349.602
Indenização a terceiros (cíveis)	Ação de indenização por danos causados em razão de construção de usina. Foi realizado acordo judicial para o encerramento do litígio, mediante concessões e quitações recíprocas, compreendendo pagamento de indenização e encargos sucumbenciais, em duas parcelas, com vencimentos em dezembro/24 e junho/25. O saldo foi transferido para outras contas a pagar (NE nº 25).	—	106.986	—	104.192
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.	97.971	114.125	18.915	24.551
Desapropriações e patrimoniais	Discussão entre o valor avaliado pela Copel para pagamento e o pleiteado pelo proprietário, e/ou quando a documentação do proprietário não apresenta condições de registro (inventários em andamento, propriedades sem matrícula entre outras); ações de reintegrações de posse de imóveis de propriedade da concessionária; intervenção no usucapião de terceiros, na qualidade de confrontante, a fim de preservar os limites e confrontações das áreas desapropriadas.	112.039	112.764	15.138	22.225
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.	904	2.442	1.197	1.077
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.	3.822	4.591	148.694	226.833
		382.959	1.188.593	454.765	770.853
		956.696	1.828.916	2.807.918	3.073.462

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

27. Patrimônio Líquido**27.1. Capital social**

O capital social de R\$ 12.821.758 (R\$ 12.821.758 em 31.12.2023) 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.

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

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

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

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

31.12.2024	Número de ações em unidades									
	Ordinárias		Preferenciais						Total	
	nº ações	%	Classe "A"		Classe "B"		Classe especial		nº ações	%
			nº ações	%	nº ações	%	nº de ações	%		
Estado do Paraná	358.562.509	27,57	–	–	116.081.402	6,91	1	100,00	474.643.912	15,91
BNDESPAR	131.161.562	10,09	–	–	524.646.248	31,24	–	–	655.807.810	21,99
Outros	807.999.429	62,14	3.128.000	100,00	1.035.533.040	61,67	–	–	1.846.660.469	61,91
Tesouraria	2.623.800	0,20	–	–	3.074.600	0,18	–	–	5.698.400	0,19
	1.300.347.300	100,00	3.128.000	100,00	1.679.335.290	100,00	1	100,00	2.982.810.591	100,00

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

27.2. Ajustes de avaliação patrimonial

Em 1º.01.2023	593.382
Passivos atuariais	
Benefícios pós-emprego	(379.126)
Tributos sobre os ajustes	129.007
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial	
Custo atribuído do imobilizado	(49.322)
Tributos sobre a realização dos ajustes	16.769
Outros ajustes	
Ajustes de ativos financeiros - controladas	(6.373)
Tributos sobre os outros ajustes	2.167
Atribuível aos acionistas não controladores	546
Em 31.12.2023	307.050
Passivos atuariais	
Benefícios pós-emprego	363.466
Tributos sobre os ajustes	(123.578)
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial	
Custo atribuído do imobilizado	(50.552)
Tributos sobre a realização dos ajustes	17.188
Passivo atuarial - realização de investimento	4.018
Outros ajustes	
Ajustes de ativos financeiros - controladas	(569)
Tributos sobre os outros ajustes	243
Atribuível aos acionistas não controladores	142
Em 31.12.2024	517.408

O saldo de 31.12.2023 contempla R\$ 1.424 de ajuste de avaliação patrimonial da operação descontinuada (R\$ 859 na Controladora). A variação do ajuste de avaliação patrimonial da operação descontinuada no exercício de 2023, decorrente dos ajustes de passivos atuariais, foi de R\$ 1.650 (R\$ 933 na Controladora). Em 2024 não houve variação do ajuste de avaliação patrimonial da operação descontinuada até a data da conclusão do desinvestimento (NE nº 37).

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. 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.

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

27.4. Proposta de distribuição de dividendos

	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2022
Base de cálculo para os dividendos			
Lucro líquido do exercício	2.809.631	2.258.810	1.112.007
Reserva legal (5%)	(140.482)	(112.941)	(55.600)
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial	33.364	32.553	36.513
	2.702.513	2.178.422	1.092.920
Dividendos propostos			
Juros sobre o capital próprio (JSCP) – valor bruto	883.000	958.000	970.000
Dividendos intercalares	202.110	—	—
Dividendos – ações PNA	—	—	258
Dividendo adicional proposto	1.250.025	131.211	—
Valor bruto dos dividendos por classes de ações			
Ações ordinárias	963.583	454.539	357.961
Ações preferenciais classe "A"	2.552	1.502	1.407
Ações preferenciais classe "B"	1.369.000	633.170	610.890
Valor bruto dos dividendos por ação (a)			
Ações ordinárias	0,74182	0,34557	0,33393
Ações preferenciais classe "A"	0,81600	0,48035	0,44976
Ações preferenciais classe "B"	0,81600	0,38012	0,36732
Valor bruto dos dividendos por ação – Units (b)	—	1,64173	1,86606

(a) Valores calculados com base na composição do capital social em 31.12.2024

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

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

Em 11.09.2024 o Conselho de Administração da Copel aprovou a distribuição de proventos intercalares referentes ao resultado apurado no primeiro semestre de 2024 no montante de R\$ 485.112 pagos em 29.11.2024, sendo R\$ 202.112 em dividendos e R\$ 283.000 na forma de JSCP. Em 25.11.2024, o Conselho de Administração da Copel aprovou a distribuição de proventos no montante de R\$ 600.000, pagos em 23.12.2024, sob a forma de JSCP, sendo R\$ 485.112 à conta do resultado do exercício e R\$ 114.888 das reservas de retenção de lucros de exercícios anteriores.

Estes valores de dividendos e de JSCP, líquidos dos tributos retidos na fonte, foram imputados ao dividendo obrigatório do exercício de 2024, conforme critérios estabelecidos no Estatuto Social da Companhia. O montante de R\$ 1.250.025 de dividendo adicional será proposto em Assembleia Geral Ordinária que irá deliberar sobre a destinação do resultado de 2024, sendo R\$ 672.455 à conta do resultado do exercício e R\$ 577.570 das reservas de retenção de lucros de exercícios anteriores.

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

27.5. Lucro por ação - básico e diluído

	Operações continuadas	Operações descontinuadas	31.12.2024	Operações continuadas	Operações descontinuadas	31.12.2023	Operações continuadas	Operações descontinuadas	31.12.2022
Numerador básico e diluído									
Lucro líquido básico e diluído alocado por classes de ações, atribuído aos acionistas controladores:									
Ações ordinárias	968.042	191.351	1.159.393	863.846	38.574	902.420	455.053	(45.654)	409.399
Ações preferenciais classe "A"	2.564	506	3.070	2.729	116	2.845	1.724	(149)	1.575
Ações preferenciais classe "B"	1.375.335	271.833	1.647.168	1.291.502	62.043	1.353.545	781.042	(80.009)	701.033
	2.345.941	463.690	2.809.631	2.158.077	100.733	2.258.810	1.237.819	(125.812)	1.112.007
Denominador básico e diluído									
Média ponderada das ações (em unidades):									
Ações ordinárias	1.300.316.644	1.300.316.644	1.300.316.644	1.148.504.091	1.148.504.091	1.148.504.091	1.054.090.460	1.054.090.460	1.054.090.460
Ações preferenciais classe "A"	3.128.000	3.128.000	3.128.000	3.128.000	3.128.000	3.128.000	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	1.679.335.291	1.679.335.291	1.679.335.291	1.679.335.290	1.679.335.290	1.679.335.290
	2.982.744.010	2.982.744.010	2.982.744.010	2.830.967.382	2.830.967.382	2.830.967.382	2.736.553.750	2.736.553.750	2.736.553.750
Lucro líquido básico por ação atribuído aos acionistas controladores									
Ações ordinárias	0,74447	0,14716	0,89163	0,75215	0,03359	0,78574	0,43170	(0,04331)	0,38839
Ações preferenciais classe "A"	0,81978	0,16187	0,98165	0,87237	0,03694	0,90931	0,55106	(0,04763)	0,50343
Ações preferenciais classe "B"	0,81899	0,16187	0,98086	0,76906	0,03694	0,80600	0,46509	(0,04764)	0,41745
Efeito dilutivo programa ILP									
Ações ordinárias	1.945.897	—	1.945.897	—	—	—	—	—	—
Lucro líquido diluído por ação atribuído aos acionistas controladores (a)									
Ações ordinárias	0,74335	0,14716	0,89051	0,75215	0,03359	0,78574	0,43170	(0,04331)	0,38839
Ações preferenciais classe "A"	0,81978	0,16187	0,98165	0,87237	0,03694	0,90931	0,55106	(0,04763)	0,50343
Ações preferenciais classe "B"	0,81899	0,16187	0,98087	0,76906	0,03694	0,80600	0,46509	(0,04764)	0,41745

(a) Nenhum instrumento foi excluído do lucro diluído por ação por ser antidilutivo.

27.6. 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, assessorado pelo Comitê de Gente. Os membros do Conselho de Administração - 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

No âmbito do plano 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 para a primeira outorga assinada em 2024 para os membros do CAD, que tem prazo igual ao período remanescente dos mandatos em curso.

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.

Até 31.12.2024 foram assinadas somente as outorgas de ações restritas detalhadas no quadro a seguir e a despesa reconhecida no resultado do exercício em contrapartida ao Patrimônio Líquido foi de R\$ 5.595.

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Ações outorgadas	Valor justo R\$ (*)	Aprovação pelo CAD	Outorga e início do vesting	Aquisição dos direitos (vesting date)	Restrição até	Status
397.742.000	8.120,00	Ago.2024	02.05.2024	01.05.2025	01.05.2027	Em andamento
516.047.000	7.600,00	Out.2024	02.05.2024	25.10.2025	n/a	Em andamento
516.050.000	7.340,00	Out.2024	02.05.2024	25.10.2026	n/a	Em andamento
516.058.000	7.020,00	Out.2024	02.05.2024	25.10.2027	n/a	Em andamento

(*) Método de cálculo: Cotação da ação ordinária na data da outorga, ajustada pelos dividendos esperados

27.7. 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, com o objetivo de 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).

Em dezembro de 2024 foi realizada a primeira recompra de 5.698.400 ações próprias realizada na [B]³ S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão a preço de mercado. O valor total pago na aquisição das ações foi de R\$ 50.044, apresentado em conta redutora do patrimônio líquido. A Companhia tem 18 meses a partir da aprovação do programa para cancelar, revender ou atender ao plano de outorga de ações.

28. Receita Operacional Líquida

	Receita bruta	PIS/Pasep e Cofins	ICMS	Encargos setoriais	ISSQN	Receita líquida		
						31.12.2024	31.12.2023	31.12.2022
Fornecimento de energia elétrica	11.383.852	(923.534)	(1.400.957)	(604.371)	—	8.454.990	7.946.168	7.510.037
Suprimento de energia elétrica	3.674.579	(476.396)	(17.461)	(60.094)	—	3.120.628	3.602.788	3.814.409
Disponibilidade da rede elétrica	12.737.940	(1.031.028)	(2.072.970)	(2.585.906)	—	7.048.036	6.002.192	4.828.841
Receita de construção	2.550.809	—	—	—	—	2.550.809	2.333.787	2.164.134
Valor justo do ativo indenizável da concessão	82.424	—	—	—	—	82.424	62.167	79.169
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	923.724	(85.444)	—	—	—	838.280	971.203	1.676.936
Outras receitas operacionais	620.778	(61.253)	(12)	—	(3.644)	555.869	561.163	461.815
	31.974.106	(2.577.655)	(3.491.400)	(3.250.371)	(3.644)	22.651.036	21.479.468	20.535.341

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

28.1. Detalhamento da receita

	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2022
Fornecimento de energia elétrica	11.383.852	10.384.872	11.392.957
Consumidores - distribuição de energia	7.981.076	6.779.582	7.962.325
Consumidores livres - comercialização de energia	2.246.579	2.723.661	2.692.303
Doações e subvenções	1.156.197	881.629	738.329
Suprimento de energia elétrica	3.674.579	4.235.612	4.534.515
Contratos bilaterais	1.960.568	2.112.486	2.923.509
Contratos regulados	1.193.511	1.582.836	1.033.405
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE	399.700	425.920	459.162
Juros efetivos – bonificação de outorga (NE nº 9.2)	120.800	114.370	118.439
Disponibilidade da rede elétrica	12.737.940	10.930.593	9.843.657
Consumidores	11.831.389	10.058.379	8.936.568
Concessionárias e geradoras	128.756	106.564	86.160
Receita de operação e manutenção – O&M e juros efetivos	777.795	765.650	820.929
Receita de construção	2.550.809	2.333.787	2.164.134
Concessão de distribuição de energia	2.427.296	2.234.542	2.048.022
Concessão de transmissão de energia ^(a)	123.513	99.245	116.112
Valor justo do ativo indenizável da concessão	82.424	62.167	79.169
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	923.724	1.070.196	1.847.863
Outras receitas operacionais	620.778	629.792	522.746
Arrendamentos e aluguéis	546.507	464.184	374.801
Valor justo na compra e venda de energia	—	5.045	32.747
Renda da prestação de serviços	38.238	41.891	59.048
Outras receitas	36.033	118.672	56.150
RECEITA OPERACIONAL BRUTA	31.974.106	29.647.019	30.385.041
(-) Pis/Pasep e Cofins	(2.577.655)	(2.477.418)	(2.516.317)
(-) ICMS	(3.491.400)	(2.733.900)	(3.657.564)
(-) ISSQN	(3.644)	(4.087)	(6.351)
(-) Encargos setoriais (28.2)	(3.250.371)	(2.952.146)	(3.669.468)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	22.651.036	21.479.468	20.535.341

(a) No saldo está contido o valor da receita de construção, a margem de construção e o ganho ou perda por eficiência conforme detalhado na NE nº 10.2.

Os impactos 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\$ 80.296 no exercício de 2024.

28.2. Encargos setoriais

	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2022
Conta de desenvolvimento energético – CDE – concessão de distribuição de energia (28.2.1)	2.683.329	2.659.092	2.670.262
Outros encargos do consumidor – bandeira tarifária (28.2.2)	247.021	1.216	724.414
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética – P&D e PEE	174.616	161.039	153.152
Quota para reserva global de reversão – RGR	50.475	46.750	42.103
Conta de desenvolvimento energético – CDE – concessão de transmissão de energia	78.500	68.901	65.460
Taxa de fiscalização	16.430	15.148	14.077
	3.250.371	2.952.146	3.669.468

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

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

O saldo é composto da seguinte forma:

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	Período	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2022
CDE USO	Cotas (a)	2.310.894	2.201.372	2.321.875
	Conta Covid (b)	103.952	183.444	183.444
	Escassez hídrica (c)	1.971	1.725	—
	Liminares (e)	—	(963)	—
		2.416.817	2.385.578	2.505.319
CDE ENERGIA	Conta Covid (b)	93.468	164.943	164.943
	Escassez hídrica (c)	49.661	43.453	—
	GD - Geração distribuída (d)	123.383	65.118	—
		266.512	273.514	164.943
		2.683.329	2.659.092	2.670.262

(a) CDE Uso: Res. Homologatória nº 3.305/2023 (a partir de janeiro/2024); Res. Homologatória nº 3.175/2023 (abril a dezembro/2023); Res. Homologatória nº 3.165/2022 (janeiro a março/2023).

(b) CDE Uso e Energia - Conta Covid: Despacho nº 939/2021 (junho/2021 a dezembro/2025). Despacho 689/2024 determinou o valor da cota em R\$ 17.419 para a 37ª a 48ª parcela por determinação da Aneel, Despacho Aneel 3.056 09/10/24, foi interrompido o recolhimento a partir de setembro/2024.

(c) CDE Uso e Energia - Escassez hídrica: Decreto nº 10.939/2022 e Resolução Normativa nº 1.008/2022. Tem o objetivo de devolução do montante de R\$ 145.844, recebidos em 2022 para cobertura dos custos adicionais associados à situação de crise hídrica que afetou o país ao longo de 2021, recolhido pelo período de 4 anos a partir de junho/2023. Por determinação da Aneel, Despacho Aneel 3.056 09/10/24, foi interrompido o recolhimento a partir de setembro/2024.

(d) CDE Energia - GD - Geração distribuída: Res. Homologatória nº 3.175/2023 (junho a dezembro/2023) e Res. Homologatória 3.305/2023 (junho/2024 a maio/2025). A partir de junho de 2023, a Copel DIS passou a recolher a CDE Geração Distribuída - GD, no montante mensal de R\$ 10.981 a partir de junho/2024 (R\$ 9.303 em junho/2023). O subsídio decorre da Lei nº 14.300/2022, que instituiu o Marco Legal da Micro e Minigeração Geração Distribuída – MMGD.

(e) Liminares: diferenças tarifárias, devolvidas a consumidores, de acordo com Despacho Aneel 3.225/2022.

28.2.2. Bandeira tarifária

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. Com a melhora da situação hídrica no país, prevaleceu a aplicação da bandeira verde de maio/2022 a junho/2024. As condições se alteraram em 2024 e, partir de julho, os adicionais sobre a tarifa retornaram variando de bandeira amarela à vermelha - patamar 2.

29. Custos e Despesas Operacionais

	Custos operacionais	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras despesas operacionais, líquidas	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2022
Custos e despesas não gerenciáveis							
Energia elétrica comprada para revenda (29.1)	(8.924.895)	—	—	—	(8.924.895)	(7.716.190)	(8.096.910)
Encargos de uso da rede elétrica	(2.865.490)	—	—	—	(2.865.490)	(2.896.710)	(2.487.997)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	(936)	—	—	—	(936)	(17.654)	(9.349)
	(11.791.321)	—	—	—	(11.791.321)	(10.630.554)	(10.594.256)
Custos e despesas gerenciáveis							
Pessoal e administradores (29.2)	(721.764)	—	(360.033)	—	(1.081.797)	(1.878.332)	(977.904)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 21.2)	(178.232)	—	(81.120)	—	(259.352)	(260.159)	(260.197)
Material	(69.902)	—	(16.980)	—	(86.882)	(102.667)	(90.541)
Serviços de terceiros (29.3)	(795.736)	(2.557)	(276.015)	—	(1.074.308)	(996.312)	(754.551)
Perdas de créditos, provisões e reversões (29.4)	(24.165)	(100.730)	—	(220.207)	(345.102)	(92.235)	(717.531)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos (29.6)	(278.237)	(33.834)	(48.004)	119.233	(240.842)	(430.544)	(489.318)
	(2.068.036)	(137.121)	(782.152)	(100.974)	(3.088.283)	(3.760.249)	(3.290.042)
Outros custos e despesas							
Depreciação e amortização	(1.377.527)	—	(43.198)	(44.753)	(1.465.478)	(1.382.040)	(1.233.097)
Custo de construção (29.5)	(2.522.908)	—	—	—	(2.522.908)	(2.319.720)	(2.137.188)
	(3.900.435)	—	(43.198)	(44.753)	(3.988.386)	(3.701.760)	(3.370.285)
	(17.759.792)	(137.121)	(825.350)	(145.727)	(18.867.990)	(18.092.563)	(17.254.583)

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

29.1. Energia elétrica comprada para revenda

	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2022
Compra de energia no ambiente regulado – CCEAR	4.009.747	3.658.852	3.538.507
Itaipu Binacional	950.389	980.302	1.460.955
Câmara de Comercialização de Energia – CCEE	832.656	431.303	370.207
Contratos bilaterais	1.849.268	1.998.640	2.609.713
Programa de incentivo a novas fontes de energia alternativa – Proinfa	337.978	370.495	437.461
Micro e mini geradores	1.726.602	1.125.857	675.804
Valor justo na compra e venda de energia	36.604	—	—
(-) PIS/Pasep e Cofins sobre energia elétrica comprada para revenda	(818.349)	(849.259)	(995.737)
	8.924.895	7.716.190	8.096.910

29.2. Pessoal e administradores

	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2022
Pessoal			
Remunerações (a)	557.666	742.449	625.237
Encargos sociais	186.502	220.148	207.364
Incentivos de longo prazo (NE nº 27.6)	1.531	—	—
Auxílio alimentação e educação	97.709	109.307	95.229
Programa de desligamentos voluntários (NE nº 17.1)	18.306	610.057	(9.315)
	861.714	1.681.961	918.515
Administradores			
Honorários	27.362	17.889	15.606
Incentivos de longo prazo (NE nº 27.6)	4.064	—	—
Encargos sociais	8.766	4.559	3.872
Outros gastos	608	261	256
	40.800	22.709	19.734
Provisões por desempenho e participação nos lucros de empregados e administradores	179.283	173.662	39.655
	1.081.797	1.878.332	977.904

29.3. Serviços de terceiros

	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2022
Manutenção do sistema elétrico	472.011	430.954	311.553
Manutenção de instalações	139.924	117.981	89.741
Comunicação, processamento e transmissão de dados	119.281	107.818	91.101
Atendimento ao consumidor / call center	104.700	100.574	83.203
Consultoria e auditoria	77.333	81.904	49.882
Leitura e entrega de faturas	60.308	58.734	53.660
Outros serviços	100.751	98.347	75.411
	1.074.308	996.312	754.551

29.4. Perdas de crédito, provisões e reversões

	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2022
Provisão para litígios (NE nº 26)	222.251	157.668	623.742
Perdas (reversão de perdas) estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos			
Contrato de concessão de geração de energia elétrica (NE nº 9.3)	(3.590)	(3.193)	9.061
Imobilizado - segmento de geração (NE nº 15.4)	27.755	(174.500)	(34.435)
Perdas de créditos esperadas (Clientes e Outros créditos)	100.730	109.435	124.068
Perdas (reversão de perdas) estimadas em créditos tributários	(2.044)	2.825	(4.905)
	345.102	92.235	717.531

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

29.5. Custo de construção

	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2022
Material	1.519.486	1.409.633	1.227.418
Serviços de terceiros	785.333	689.886	694.306
Pessoal	170.749	184.246	171.369
Outros	47.340	35.955	44.095
	2.522.908	2.319.720	2.137.188

29.6. Outros custos e despesas operacionais, líquidos

	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2022
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	173.318	152.604	142.270
Seguros	41.111	48.914	41.505
Comunicação corporativa	34.546	31.254	28.909
Taxa de arrecadação	33.831	43.022	47.923
Indenizações	30.435	21.699	14.703
Arrendamentos e aluguéis	28.045	30.528	33.316
Tributos	23.358	23.463	59.188
Taxa de fiscalização da Aneel	19.458	18.248	15.683
Doações, contribuições, subvenções, incentivos fiscais	4.434	8.808	6.521
Valor justo de ativos de concessão de geração de energia elétrica	—	—	26.451
Perdas (ganhos) na desativação e alienação de bens (29.6.1)	(225.683)	45.596	35.483
Outras receitas, custos e despesas, líquidos	77.989	6.408	37.366
	240.842	430.544	489.318

29.6.1. Perdas (ganhos) na desativação e alienação de bens, líquidas

No total apresentado no quadro está contemplado o montante de R\$ 264.434 referente ao ganho decorrente do processo de alienação de ativos inservíveis às concessões da Copel GeT e FDA. A operação, concluída em setembro de 2024 com a assinatura dos contratos de compra e venda, foi realizada em dois blocos: venda de terrenos e edificações localizados em Curitiba e venda de imóveis localizados próximos de usinas hidrelétricas no interior do Estado do Paraná.

O valor total da operação comercial de venda dos ativos foi de R\$ 286.000, dos quais R\$ 11.440 foram recebidos em 2024, e o saldo, acrescido de juros e correção monetária, será recebido em até 10 anos, podendo ser antecipado tendo em vista a prioridade das vendedoras na geração de caixa dos empreendimentos, conforme previsto em contrato.

O saldo a receber, registrado na rubrica de outros créditos (NE nº 11), está garantido pela alienação fiduciária dos respectivos imóveis.

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

30. Resultado Financeiro

	31.12.2024	Restated	Restated
Receitas financeiras			
Renda de aplicações financeiras	738.229	540.672	406.270
Acréscimos moratórios sobre faturas	231.333	200.341	265.818
Juros sobre impostos a compensar	92.794	89.938	63.810
Outras receitas financeiras	74.252	75.660	25.748
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 8)	44.033	62.795	146.753
Rendimentos e atualização monetária de depósitos judiciais	32.859	55.092	42.846
Varição monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão (NE nº 23.1)	17.838	69.059	2.720
Varição cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	2.629	17.073	43.946
(-) PIS/Pasep e Cofins sobre receitas financeiras	(49.188)	(41.514)	(41.498)
	1.184.779	1.069.116	956.413
(-) Despesas financeiras			
Varição monetária e encargos da dívida	1.745.166	1.763.555	1.479.057
Varição monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão (NE nº 23.1)	167.296	140.214	142.673
Atualização monetária de litígios (NE nº 26.1)	96.964	77.715	—
PIS/Pasep e Cofins sobre juros sobre capital próprio	86.609	101.251	107.720
Atualização de provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins (NE nº 12.3.1)	43.327	58.518	29.324
Varição cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	40.616	10.605	27.584
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 8)	35.186	4.542	11.208
Juros sobre passivo de arrendamentos (NE nº 24.2)	28.560	24.292	19.441
Juros sobre parcelamento de tributos	25.791	39.569	38.111
Juros sobre P&D e PEE (NE nº 22.1)	22.050	26.009	33.810
Outras despesas financeiras	50.228	27.836	61.999
	2.341.793	2.274.106	1.950.927
(-) Atualização de provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins (NE nº 12.2.1)	—	—	1.011.370
Líquido	(1.157.014)	(1.204.990)	(2.005.884)

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 Companhia, 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 31.12.2024, 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 31.12.2024.

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, eólica e térmica (**GER**), e prover os serviços de transporte e transformação da energia elétrica, sendo responsável pela construção, operação e manutenção de subestações, bem como pelas linhas destinadas à transmissão de energia (**TRA**). Para os gestores, os ativos e passivos dos segmentos de geração e de transmissão de energia são apresentados de forma agregada e o resultado é apresentado de forma segregada;

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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

Gás – tem como atribuição a exploração do serviço público de distribuição de gás natural canalizado. O segmento foi descontinuado após finalização do processo de desinvestimento da Compagas (NE nº 37);

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, incluindo aluguel de infraestrutura de geração distribuída, e participação em investimentos de inovação aberta. Este segmento é apresentado separadamente a partir de 2024, tendo em vista que as atividades operacionais da Copel Serviços iniciaram em junho de 2024;

Holding – tem como atribuição a participação em outras empresas.

31.2. Ativo por segmento reportável

ATIVO	Energia elétrica			SER (b)	Holding	Operações inter-segmento / Outros (a)	Total
	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.

(b) A Copel Serviços iniciou suas atividades operacionais a partir de junho de 2024, conforme divulgado na NE nº 31.1.

ATIVO	Energia elétrica			GÁS	Holding e Serviços	Reclassificações (NE nº 37)	Operações inter-segmento (a)	Total
	GET	DIS	COM					
31.12.2023								
ATIVO TOTAL	26.663.528	21.831.127	1.824.990	1.023.624	6.026.072	1.446.991	(2.997.258)	55.819.074
ATIVO CIRCULANTE	3.841.190	5.153.666	1.074.359	240.017	4.994.382	276.597	(1.864.481)	13.715.730
ATIVO NÃO CIRCULANTE	22.822.338	16.677.461	750.631	783.607	1.031.690	1.170.394	(1.132.777)	42.103.344
Realizável a Longo Prazo	6.966.439	8.229.821	740.114	73.274	795.749	171.431	(633.391)	16.343.437
Investimentos	3.345.350	443	—	—	166.004	—	—	3.511.797
Imobilizado	11.060.949	—	770	—	52.305	288.602	(577.205)	10.825.421
Intangível	1.341.216	8.317.327	5.784	699.697	7.247	699.725	99.093	11.170.089
Direito de uso de ativos	108.384	129.870	3.963	10.636	10.385	10.636	(21.274)	252.600

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

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

31.3. Demonstração do resultado por segmento reportável

31.12.2024	Energia Elétrica				GÁS	SER (a)	Holding	Reclassificações NE nº 37	Operações inter-segmento	Total
	GET		DIS	COM						
	GER	TRA								
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	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	(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	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) A Copel Serviços iniciou suas atividades operacionais a partir de junho de 2024, conforme divulgado na NE nº 31.1.

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas
Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO STATEMENT OF INCOME 31.12.2023	Energia Elétrica				GÁS	Holding e Serviços	Reclassificações NE nº 37	Operações inter-segmento	Total
	GET		DIS	COM					
	GER	TRA							
OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE									
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	4.179.457	1.096.351	15.085.707	4.056.904	978.581	—	(977.148)	(2.940.384)	21.479.468
Receita operacional líquida com terceiros	1.764.212	687.829	15.048.581	3.978.846	17.014	—	(17.014)	—	21.479.468
Receita operacional líquida entre segmentos	2.415.245	408.522	37.126	78.058	961.567	—	(960.134)	(2.940.384)	—
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(2.372.792)	(474.506)	(13.983.117)	(3.948.286)	(814.455)	(218.272)	778.481	2.940.384	(18.092.563)
Energia elétrica comprada para revenda	(214.198)	(14.741)	(6.074.752)	(3.908.484)	—	—	3.282	2.492.703	(7.716.190)
Encargos de uso da rede elétrica	(658.229)	—	(2.715.273)	—	—	—	33.873	442.919	(2.896.710)
Pessoal e administradores	(368.744)	(247.393)	(1.174.906)	(21.133)	(43.201)	(72.537)	49.582	—	(1.878.332)
Planos previdenciário e assistencial	(49.626)	(33.003)	(167.533)	(1.877)	(6.222)	(8.853)	6.955	—	(260.159)
Material	(20.937)	(5.583)	(74.501)	(77)	(1.574)	(1.609)	1.614	—	(102.667)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(19.113)	—	—	—	—	—	158	1.301	(17.654)
Gás natural e insumos para operação de gás	—	—	—	—	(678.885)	—	678.885	—	—
Serviços de terceiros	(242.712)	(50.019)	(643.999)	(3.389)	(13.861)	(68.186)	22.517	3.337	(996.312)
Depreciação e amortização	(843.480)	(16.207)	(521.301)	(2.003)	(41.148)	(4.700)	46.799	—	(1.382.040)
Provisão (reversão) para litígios	(8.204)	(12.777)	(101.960)	(233)	(263)	(44.815)	10.584	—	(157.668)
Perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de	285.825	—	—	—	—	—	(108.132)	—	177.693
Outras perdas de créditos, provisões e reversões	(7.109)	(2.334)	(99.123)	(3.694)	(285)	—	285	—	(112.260)
Custo de construção	—	(85.181)	(2.234.539)	—	(17.010)	—	17.010	—	(2.319.720)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos	(226.265)	(7.268)	(175.230)	(7.396)	(12.006)	(17.572)	15.069	124	(430.544)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	16.651	283.939	—	—	—	7.219	—	—	307.809
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	1.823.316	905.784	1.102.590	108.618	164.126	(211.053)	(198.667)	—	3.694.714
Receitas financeiras	333.990	66.922	479.944	38.577	36.559	182.829	(46.362)	(23.343)	1.069.116
Despesas financeiras	(791.547)	(344.524)	(955.046)	(717)	(48.316)	(203.206)	45.907	23.343	(2.274.106)
LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL	1.365.759	628.182	627.488	146.478	152.369	(231.430)	(199.122)	—	2.489.724
Imposto de renda e contribuição social	(228.373)	1.779	(58.368)	(40.928)	(40.750)	4.962	7.621	—	(354.057)
LUCRO (PREJUÍZO) DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE	1.137.386	629.961	569.120	105.550	111.619	(226.468)	(191.501)	—	2.135.667
Resultado de operações descontinuadas	—	—	—	—	—	—	191.501	—	191.501
LUCRO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO	1.137.386	629.961	569.120	105.550	111.619	(226.468)	—	—	2.327.168

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

31.12.2022	Energia Elétrica				GÁS	Holding e Serviços	Reclassificações NE nº 37	Operações inter-segmento	Total
	GET		DIS	COM					
	GER	TRA							
OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE									
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	4.099.740	1.140.734	13.903.300	4.938.368	1.297.034	8.014	(1.392.380)	(3.459.469)	20.535.341
Receita operacional líquida com terceiros	1.369.563	781.448	13.866.122	4.608.702	1.293.872	8.014	(1.392.380)	—	20.535.341
Receita operacional líquida entre segmentos	2.730.177	359.286	37.178	329.666	3.162	—	—	(3.459.469)	—
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(2.766.048)	(303.450)	(13.418.798)	(4.814.710)	(1.076.181)	(570.344)	1.424.916	3.459.469	(18.065.146)
Energia elétrica comprada para revenda	(386.210)	—	(5.980.124)	(4.790.427)	—	—	—	3.059.851	(8.096.910)
Encargos de uso da rede elétrica	(599.422)	—	(2.313.203)	—	—	—	32.530	392.098	(2.487.997)
Pessoal e administradores	(207.684)	(123.528)	(599.121)	(12.712)	(42.166)	(41.651)	48.958	—	(977.904)
Planos previdenciário e assistencial	(48.973)	(30.948)	(169.493)	(1.787)	(5.366)	(9.614)	5.984	—	(260.197)
Material	(13.227)	(5.297)	(71.302)	(53)	(1.644)	(924)	1.906	—	(90.541)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(123.279)	—	—	—	—	—	111.060	2.870	(9.349)
Gás natural e insumos para operação de gás	—	—	—	—	(939.516)	—	939.516	—	—
Serviços de terceiros	(207.239)	(37.041)	(505.407)	(2.665)	(13.316)	(41.702)	46.192	6.627	(754.551)
Depreciação e amortização	(783.828)	(13.692)	(454.307)	(353)	(44.190)	(4.612)	67.885	—	(1.233.097)
Provisão (reversão) para litígios	(17.503)	(951)	(162.414)	31	(24)	(445.741)	2.860	—	(623.742)
Perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos	(82.758)	—	—	—	(1.629)	—	109.761	—	25.374
Outras perdas de créditos, provisões e reversões	(992)	3.065	(119.481)	(1.755)	(1.064)	—	1.064	—	(119.163)
Custo de construção	—	(89.166)	(2.048.022)	—	(12.024)	—	12.024	—	(2.137.188)
Provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins	—	—	(810.563)	—	—	—	—	—	(810.563)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos	(294.933)	(5.892)	(185.361)	(4.989)	(15.242)	(26.100)	45.176	(1.977)	(489.318)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	20.370	450.235	—	—	—	7.972	—	—	478.577
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS									
	1.354.062	1.287.519	484.502	123.658	220.853	(554.358)	32.536	—	2.948.772
Receitas financeiras	210.356	58.514	593.726	32.667	56.730	87.621	(76.424)	(6.777)	956.413
Despesas financeiras	(669.382)	(272.287)	(752.097)	(291)	(28.290)	(271.934)	36.577	6.777	(1.950.927)
Atualização de provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins	—	—	(1.011.370)	—	—	—	—	—	(1.011.370)
LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL	895.036	1.073.746	(685.239)	156.034	249.293	(738.671)	(7.311)	—	942.888
Imposto de renda e contribuição social	(241.816)	(56.354)	455.465	(47.659)	(70.092)	159.578	81.977	—	281.099
LUCRO (PREJUÍZO) DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE	653.220	1.017.392	(229.774)	108.375	179.201	(579.093)	74.666	—	1.223.987
Resultado de operações descontinuadas	—	—	—	—	—	—	(74.666)	—	(74.666)
LUCRO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO	653.220	1.017.392	(229.774)	108.375	179.201	(579.093)	—	—	1.149.321

31.4. Adições no ativo não circulante por segmento reportável

31.12.2024	Energia elétrica			SER (a)	Holding	Total
	GET	DIS	COM			
Ativos de contrato	—	2.196.348	—	—	—	2.196.348
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

(a) A Copel Serviços iniciou suas atividades operacionais a partir de junho de 2024, conforme divulgado na NE nº 31.1.

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

A tabela acima inclui R\$118.002 de adições ao ativo imobilizado no segmento de geração de energia, que se referem à UEGA, além das adições da Compagas apresentadas na coluna do segmento de gás. Conforme a Nota n 37, a alienação dessas duas subsidiárias foi concluída em 2024.

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

32. Instrumentos Financeiros

32.1. Categorias e apuração do valor justo dos instrumentos financeiros

	NE	Nível	31.12.2024		31.12.2023	
			Valor contábil	Valor justo	Valor contábil	Valor justo
Ativos Financeiros						
Valor justo por meio do resultado						
Caixa e equivalentes de caixa (a)	5	2	4.161.939	4.161.939	5.634.623	5.634.623
Títulos e valores mobiliários (b)	6	2	529.708	529.708	495.495	495.495
Contas a receber vinculadas à concessão de distribuição	9.1	3	2.610.731	2.610.731	1.954.679	1.954.679
Contas a receber vinculadas à concessão de geração (c)	9.3	3	75.425	75.425	71.835	71.835
Valor justo na compra e venda de energia (d)	32.2.10	3	697.288	697.288	1.101.684	1.101.684
Outros investimentos temporários (e)		1	10.036	10.036	17.864	17.864
Outros investimentos temporário (e)		2	5.858	5.858	13.864	13.864
			8.090.985	8.090.985	9.290.044	9.290.044
Custo amortizado						
Cauções e depósitos vinculados (a)			9	9	9	9
Clientes (a)	7		4.078.882	4.078.882	3.866.429	3.866.429
Ativos financeiros setoriais (a)	8		—	—	30.946	30.946
Contas a receber vinculadas à concessão – bonificação	9.2		821.804	923.084	792.741	893.275
			4.900.695	5.001.975	4.690.125	4.790.659
Valor justo por meio do resultado abrangente						
Reduções Certificadas de Emissões – RECs (g)		2	3.207	3.207	3.922	3.922
Outros investimentos temporários (h)		3	14.709	14.709	—	—
			17.916	17.916	3.922	3.922
Total dos ativos financeiros			13.009.596	13.110.876	13.984.091	14.084.625
Passivos Financeiros						
Valor justo por meio do resultado						
Valor justo na compra e venda de energia (d)	32.2.10	3	385.792	385.792	753.584	753.584
			385.792	385.792	753.584	753.584
Custo amortizado						
Passivos financeiros setoriais (a)	8		1.077.810	1.077.810	503.991	503.991
Parcelamento ICMS (i)	12.2		11.963	11.105	41.286	37.777
Programa Especial de Regularização Tributária – Pert (i)	12.2		339.831	297.583	379.724	322.711
PIS e Cofins a restituir para consumidores (a)	12.3.1		—	—	731.726	731.726
Fornecedores (a)	18		2.466.803	2.466.803	2.285.573	2.285.573
Empréstimos e financiamentos ¹ (i)	19		5.154.871	5.128.374	5.387.977	5.138.930
Debêntures (j)	20		12.773.954	12.528.379	9.738.006	9.699.171
Contas a pagar vinculadas à concessão ¹ (k)	23		1.138.129	1.258.564	893.855	1.018.630
			22.963.361	22.768.618	19.962.138	19.738.509
Total dos passivos financeiros			23.349.153	23.154.410	20.715.722	20.492.093

¹O saldo contempla os empréstimos e contas a pagar vinculadas à concessão que foi reclassificado para Passivos classificados como mantidos para venda (NE nº 37).

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 4.12).

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

- e) Investimentos em outras empresas, avaliados ao valor justo, o qual 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) Utilizado como premissa básica o custo da última captação realizada pela Companhia, CDI + spread de 1,12%, 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.
- j) Calculado conforme cotação da última negociação no mercado secundário através do preço médio do Preço Unitário – PU em 31.12.2024, obtido junto à Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiros e de Capitais – Anbima.
- k) Utilizada a taxa de desconto real e antes dos impostos, de 8,23% a.a., compatível com a taxa estimada pela Companhia para projetos de longo prazo.

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.

Exposição ao risco de crédito	31.12.2024	31.12.2023
Caixa e equivalentes de caixa (a)	4.161.939	5.634.623
Títulos e valores mobiliários (a)	529.708	495.495
Cauções e depósitos vinculados (a)	9	9
Clientes (b)	4.078.882	3.866.429
Ativos financeiros setoriais (c)	—	30.946
Contas a receber vinculadas à concessão de distribuição (c)	2.610.731	1.954.679
Contas a receber vinculadas à concessão – bonificação de outorga (d)	821.804	792.741
Contas a receber vinculadas à concessão de geração (e)	75.425	71.835
Outros investimentos temporários (f)	30.603	31.728
	12.309.101	12.878.485

- a) A Companhia administra o risco de crédito sobre esses ativos, considerando sua política em aplicar os recursos financeiros em instituições bancárias federais ou em bancos privados com baixo risco de crédito, conforme rating local das principais agências classificadoras.
- b) Risco de perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados aos clientes, relacionado a fatores internos e externos. Para reduzir esse tipo de risco, a Companhia atua na gestão 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.

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas**Em 31 de dezembro de 2024**

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

- 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, na qual disciplinou-se 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 Governador Parigot de Souza – GPS e Mourão – MOU, que estão em fiscalização por parte da Aneel, conforme descrito na NE nº 9.3. 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 3 anos. A partir de 2029, repetem-se os indicadores de 2028 até o horizonte da projeção.

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

31.12.2024	Juros (a)	Menos de 1 mês	1 a 3 meses	3 meses a 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
Empréstimos e financiamentos	NE nº 19	41.142	681.322	990.756	2.717.667	3.082.966	7.513.853
Debêntures	NE nº 20	198.579	5.755	3.138.439	8.761.862	6.801.259	18.905.894
Contas a pagar vinculadas à concessão	Tx. Retorno + IGP-M e IPCA	9.568	19.158	96.944	771.456	1.977.517	2.874.643
Fornecedores	—	2.058.249	334.366	18.482	55.706	—	2.466.803
Pert	Selic	5.604	11.315	52.803	330.143	7.618	407.483
Parcelamento ICMS	Selic	—	2.620	3.065	7.468	—	13.153
Passivos financeiros setoriais	Selic	78.712	159.821	763.484	174.342	—	1.176.359
Passivo de arrendamentos	NE nº 24	1.863	3.760	17.000	62.787	300.277	385.687
		2.393.717	1.218.117	5.080.973	12.881.431	12.169.637	33.743.875

(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.

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 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\$6,00) prevista na mediana das expectativas de mercado para 2025 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 31.12.2024	Cenários projetados		
			Provável	Cenário 1	Cenário 2
Passivos financeiros					
Fornecedores					
Itaipu	Alta do dólar	(162.198)	5.037	(34.253)	(73.543)
		(162.198)	5.037	(34.253)	(73.543)

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

b) Risco de taxa de juros e variações monetárias

Risco de a Companhia incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros ou outros indexadores que diminuam as receitas financeiras ou aumentem as despesas financeiras relativas aos ativos e passivos captados no mercado. A Companhia não celebrou contratos de derivativos para cobrir este risco, mas vem monitorando continuamente as taxas de juros e indexadores de mercado, a fim de observar eventual necessidade de contratação.

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

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

A avaliação dos instrumentos financeiros considera os possíveis efeitos no resultado e patrimônio líquido frente aos riscos avaliados pela Administração da Companhia na data das demonstrações financeiras, conforme sugerido pelo 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 – 15,00%, IPCA – 5,50%, IGP-M – 5,00%, previstos na mediana das expectativas de mercado para 2025 do Relatório Focus do Bacen, e TJLP de 8,79% 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	31.12.2024	Cenários projetados		
			Provável	Cenário 1	Cenário 2
Ativos financeiros					
Títulos e valores mobiliários	Baixa CDI/Selic	529.708	78.132	58.585	39.092
Cauções e depósitos vinculados	Baixa CDI/Selic	9	1	1	1
Contas a receber vinculadas à concessão	Baixa IPCA	3.432.535	188.789	141.592	94.395
Contas a receber vinculadas à concessão de geração	Baixa IPCA	75.425	4.148	3.111	2.074
		4.037.677	271.070	203.289	135.562
Passivos financeiros					
Empréstimos e financiamentos					
Banco do Brasil	Alta CDI	(751.522)	(112.728)	(140.910)	(169.092)
Banco Itaú	Alta CDI	(1.036.260)	(155.439)	(194.299)	(233.159)
BNDES	Alta TJLP	(1.401.520)	(123.232)	(154.040)	(184.848)
BNDES	Alta IPCA	(395.126)	(21.732)	(27.165)	(32.598)
Banco do Nordeste	Alta IPCA	(1.529.105)	(84.101)	(105.126)	(126.151)
Banco do Brasil - Repasse de recursos do BNDES	Alta TJLP	(37.507)	(3.298)	(4.122)	(4.947)
Outros	Sem Risco	(3.831)	—	—	—
Debêntures	Alta CDI/Selic	(8.070.490)	(1.210.574)	(1.513.217)	(1.815.860)
Debêntures	Alta IPCA	(4.629.755)	(254.637)	(318.296)	(381.955)
Debêntures	Alta TJLP	(73.709)	(6.481)	(8.101)	(9.722)
Passivos financeiros setoriais	Alta Selic	(1.077.810)	(161.672)	(202.089)	(242.507)
Parcelamento ICMS	Alta Selic	(11.963)	(1.794)	(2.243)	(2.692)
Programa Especial de Regularização Tributária – Pert	Alta Selic	(339.831)	(50.975)	(63.718)	(76.462)
Contas a pagar vinculadas à concessão	Alta IGP-M	(861.982)	(43.099)	(53.874)	(64.649)
Contas a pagar vinculadas à concessão	Alta IPCA	(276.147)	(15.188)	(18.985)	(22.782)
		(20.496.558)	(2.244.950)	(2.806.185)	(3.367.424)

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas**Em 31 de dezembro de 2024**

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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 coisas, a implementação de programas abrangentes de economia de eletricidade, tais como racionalização ou até redução obrigatória de consumo, como racionamentos.

Considerando a forte geração eólica no Nordeste, a geração de biomassa no Sudeste e o período chuvoso com energias naturais afluentes que elevaram os reservatórios para valores confortáveis, estima-se que o risco de falta de energia em 2025 esteja minimizado.

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

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 pelas UHEs Mauá, Baixo Iguaçu, Colíder e PCH Cavernoso II.

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

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.

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

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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

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” (NE nº 1).

As concessões de geração e transmissão a vencer nos próximos dez anos são as relacionadas a UHE Derivação do Rio Jordão, PCH Arturo Andreoli e a Linha de Transmissão Bateias-Jaguarivaiva 230 kV (NE nº 2).

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

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 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
2023	{Dívida Líquida / [Lajida (-) QRR ≥ 0]} ≤ 1 / (1,11 * Selic)	Atingido	8,69	6,39	7,85	5,20
2024		—	8,36	5,94	7,92	5,35

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas**Em 31 de dezembro de 2024**

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Dívida Líquida: Dívida bruta deduzida dos ativos financeiros, à exceção de Ativos e Passivos Financeiros em discussão administrativa ou judicial. As contas que compõem 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

No processo de compra de energia elétrica, a Copel Distribuição finalizou o ano com um nível de contratação de 102,5%.

A verificação do atendimento da totalidade do mercado considera o período compreendido pelo ano civil, sendo a diferença entre os custos remunerados pela tarifa e os efetivamente realizados com a compra de energia 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.

Considerando que a Empresa terminou o ano dentro dos limites regulatórios, não há previsão de risco de penalização por sobrecontratação, neste ano.

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 estavam suspensos até 31.12.2024 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. A questão é conhecida no setor elétrico como curtailment.

Em dezembro de 2023, o Tribunal Regional Federal da 1ª região (TRF1) acatou os argumentos da ABEEólica – Associação Brasileira de Energia Eólica e ABSOLAR – Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica e determinou que a CCEE realizasse os pagamentos de compensações aos geradores na liquidação do mercado de curto prazo subsequente. Essa medida não foi cumprida pois a CCEE justificou que aguardava a definição das regras por parte da Aneel. Em julho, antes de qualquer regulamentação, a Aneel conseguiu a suspensão da decisão, argumentando ausência de urgência que justificasse a liminar. Em dezembro de 2024, o Tribunal Regional Federal da 1ª região (TRF1) decidiu liminarmente que os geradores têm direito ao ressarcimento pela energia não gerada devido a determinações do ONS (curtailment), restabelecendo a liminar anterior, porém sem retroagir ao momento em que foi suspensa anteriormente. Essa decisão dispõe que os geradores das fontes eólicas e solar voltem a ser compensados por eventos por restrição de operação, com efeitos futuros.

A Aneel recorreu da decisão e, em 22.01.2025, o Superior Tribunal de Justiça (STJ) julgou procedente o pedido e suspendeu novamente a liminar concedida. Na decisão, o STJ argumenta que os prejuízos decorrentes do curtailment não podem ser repassados aos consumidores sem um exame mais aprofundado a respeito da tese relativa aos riscos inerentes da atividade empresarial. Considerando que a liminar foi derrubada antes da primeira liquidação financeira (que ocorreria no início de fevereiro), os geradores não chegaram a ser ressarcidos pelos cortes de geração realizados desde então. A ação judicial aguarda o julgamento do mérito.

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

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

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	Compra	Venda
2025	865.646	876.276
2026	734.956	708.190
2027	666.018	590.091
2028	460.904	475.714
2029	455.201	458.744
2030 a 2040	2.900.179	3.215.134
	6.082.904	6.324.149

O prazo médio ponderado ("duration") dos contratos é de 127 meses para compra e 124 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:

	Ativo	Passivo	Saldo líquido
Circulante	217.350	(214.955)	2.395
Não circulante	479.938	(170.837)	309.101
	697.288	(385.792)	311.496

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 31.12.2024 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%.

	Variação no preço	Base 31.12.2024	Cenários projetados		
			Provável	Cenário 1	Cenário 2
Ganhos (perdas) não realizados em operações de compra e venda de energia	Elevação	311.496	311.496	371.103	430.710
	Queda	311.496	311.496	251.887	192.280

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.

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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. Em 31.12.2024, 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	31.12.2024	31.12.2023
Empréstimos e financiamentos (a)	5.126.470	5.343.217
Debêntures	12.627.365	9.619.106
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(4.161.939)	(5.634.623)
(-) Títulos e valores mobiliários - garantias de contratos de dívidas	(434.474)	(405.342)
Dívida líquida	13.157.422	8.922.358
Patrimônio líquido	25.636.935	24.191.667
Endividamento em relação ao patrimônio líquido	0,51	0,37

(a) Contempla os empréstimos e financiamentos que foram reclassificado para Passivos classificados como mantidos para venda (NE nº 37).

O custo médio da dívida em taxa nominal em 2024 é de 11,96% (11,36% em 2023), o que equivale a 98,46% do CDI (97,48% do CDI em 2023).

33. Transações com Partes Relacionadas

O quadro a seguir apresenta os saldos decorrentes das 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.

Parte Relacionada / Natureza da operação	Ativo		Passivo		Receita			Custo / Despesa		
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2022
Entidades com influência significativa										
Estado do Paraná										
Dividendos	—	—	193.265	168.032	—	—	—	—	—	—
Programa Energia Solidária (a)	22.928	22.314	—	—	—	—	—	—	—	—
Empregados cedidos (b)	342	382	—	—	—	—	—	—	—	—
BNDES e BNDESPAR										
Dividendos (c)	—	—	281.508	212.455	—	—	—	—	—	—
Financiamentos (NE nº 19)	—	—	1.796.646	1.939.427	—	—	—	(164.478)	(180.030)	(190.881)
Debêntures – eólicas (NE nº 20)	—	—	183.225	200.242	—	—	—	(23.509)	(25.036)	(28.085)
Empreendimentos controlados em conjunto										
Caiuá Transmissora de Energia (d)	402	326	—	—	4.726	3.860	3.619	—	—	—
Dividendos	2.836	2.737	—	—	—	—	—	—	—	—
Integração Maranhense Transmissora - dividendos	3.149	739	—	—	—	—	—	—	—	—
Matrinchã Transmissora de Energia - dividendos	14.045	14.022	—	—	—	—	—	—	—	—
Guaraciaba Transmissora de Energia - dividendos	34.017	44.882	—	—	—	—	—	—	—	—
Paranaíba Transmissora de Energia - dividendos	6.635	8.360	—	—	—	—	—	—	—	—
Cantareira Transmissora de Energia - dividendos	9.600	10.421	—	—	—	—	—	—	—	—
Mata de Santa Genebra Transmissão (e)	2.299	2.180	—	—	13.638	13.653	19.318	—	—	—
Dividendos	11.527	13.837	—	—	—	—	—	—	—	—
Coligadas										
Dona Francisca Energética S.A. (f)	—	—	1.356	1.356	—	—	—	(14.527)	(15.345)	(16.089)
Dividendos	54	514	—	—	—	—	—	—	—	—
Foz do Chopim Energética Ltda. (g)	—	301	—	—	1.456	3.570	3.360	—	—	—
Pessoal chave da administração										
Honorários e encargos sociais (NE nº 29.2)	—	—	—	—	—	—	—	(40.800)	(22.709)	(19.734)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 21)	—	—	—	—	—	—	—	(1.809)	(1.641)	(1.384)
Outras partes relacionadas										

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Fundação Copel										
Aluguel de imóveis administrativos	—	—	130.483	120.451	—	—	—	(12.211)	(10.091)	(10.713)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 21)	—	—	1.158.709	1.484.243	—	—	—	—	—	—
Lactec (h)	7	3	468	323	525	462	645	(1.697)	(5.706)	(5.004)
Sanepar (i)	445	19	—	—	12.164	68	485	—	—	—
Sistema Meteorológico do Paraná – Simepar (j)	—	—	649	702	—	—	—	(7.879)	(8.748)	(7.422)
Tecpar (k)	—	—	—	—	2.281	2.030	2.021	—	—	—
Celepar (k)	—	—	—	—	1.148	1.113	719	(6)	(26)	(11)
Assembleia Legislativa do Paraná (k)	—	—	—	—	326	319	300	—	—	—
Portos do Paraná (k)	—	—	—	—	4.114	5.070	5.552	—	—	—

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

Em março de 2018 foi quitado o montante de R\$ 159.274. Sobre o valor do principal houve incidência de juros, multa e atualização monetária, no total de R\$ 158.849. Para a cobrança desses encargos, incidentes sobre as faturas de consumo de energia elétrica do período de setembro de 2010 a junho de 2015, foi ajuizada em novembro de 2018 a ação monitória nº 0006254-29.2018.8.16.0004 em face do Estado do Paraná, responsável pelo pagamento das faturas nos termos da Lei Estadual nº 14.087/2003. Ressaltamos que, apesar das tratativas mantidas pela Administração buscando o equacionamento da dívida, ainda persistem incertezas quanto à realização deste ativo e, portanto, este valor não foi contabilizado, em atendimento ao que dispõem as normas contábeis vigentes. Considerando o tratamento tributário a ser aplicado, conforme determina a Receita Federal do Brasil na Instrução Normativa nº 1.753/2017, a Companhia efetuou a tributação sobre essa receita. A ação judicial entre Copel e o Estado do Paraná encontra-se em tramitação no Tribunal de Justiça do Paraná, instância em que as partes buscam a revisão da sentença que reconheceu parte do crédito. O recurso de apelação foi julgado em outubro de 2023, cujo acórdão ainda não foi publicado. Em abril de 2023 a Copel ajuizou uma segunda ação, sob nº 0000873-24.2023.8.16.0179, para cobrança de residual no valor de R\$ 25.936. A Administração reforça que está envidando todos os esforços necessários e tomando todas as medidas cabíveis 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) Contratos firmados pela Copel GeT: operação e manutenção, com vencimento em 31.01.2028, e compartilhamento de instalações, com vencimento em 1º.01.2043.
- f) Contrato de compra e venda de energia realizado pela Copel GeT, com vencimento em 31.03.2025.
- g) Contratos de operação e manutenção firmados pela Copel GeT, vencido em 31.05.2024.
- h) 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.
- i) Contrato de venda de energia firmado pela Copel COM.
- j) O Sistema Meteorológico do Paraná – Simepar é uma unidade complementar do Serviço Social Autônomo Paraná Tecnologia, vinculado à Secretaria de Estado da Ciência, Tecnologia e Ensino Superior. O Simepar mantém contratos com a Companhia de prestação de serviços de previsão do tempo, laudos meteorológicos, análise de ampacidade, mapeamento e análise de ventos e descargas atmosféricas.

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

k) Contrato de venda de energia firmado entre a Copel COM e Instituto de Tecnologia do Paraná - Tecpar (empresa pública do Governo do Estado que apoia a inovação e o desenvolvimento econômico e social do Paraná e do Brasil), Companhia de Tecnologia da Informação do Paraná - Celepar (sociedade de economia mista, integrante da administração indireta do Governo do Estado), Portos do Paraná (complexo portuário que funciona como empresa pública do Governo do Estado, subordinada à Secretaria de Estado de Infraestrutura e Logística) e Assembleia Legislativa do Estado do Paraná.

As subsidiárias diretas e indiretas da Copel têm contratos de compra e venda de energia de curto e longo prazo firmados entre si, realizados de acordo com os critérios e definições do ambiente regulado. Tanto os saldos das transações existentes quanto os saldos dos compromissos são eliminados entre si quando da elaboração das demonstrações financeiras consolidadas da Companhia.

Adicionalmente, em 31 de dezembro de 2024, a Copel GeT possui compromissos de compra de energia com a Dona Francisca, no montante de R\$ 15.964 (R\$ 31.971 em 31/12/2023), 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\$ 201.272 (R\$ 216.029 em 31.12.2023).

No que diz respeito ao pessoal chave da administração, além dos benefícios de curto prazo divulgados no quadro acima, foi instituído o Plano de Incentivo de Longo Prazo - ILP, detalhado na NE nº 27.6.

33.1. Avais e garantias concedidas às partes relacionadas

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

O total de garantias financeiras fornecidas pela Copel em 31.12.2024, 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\$ 4.261.000 (R\$ 4.492 em 31.12.2023) e efetuados pela Copel COM (Copel Mercado Livre) é de R\$ 495.653 (R\$ 602.520.000 em 31.12.2023).

Os avais e garantias concedidos pela Copel e pela Copel GeT na emissão de financiamentos e debêntures dos empreendimentos controlados em conjunto são informados a seguir:

Empresa	Operação	Vencimento final	Valor aprovado	Saldo (a)	% participação
(1) Caiuá Transmissora	Financiamento BNDES	15.02.2029	84.600	12.827	49,00
(2) Cantareira Transmissora	Debêntures	15.08.2032	100.000	78.456	49,0
(3)	Financiamento	15.09.2032	426.834	324.713	
(4) Guaraciaba Transmissora	Financiamento BNDES	15.01.2031	440.000	237.130	49,0
(5)	Debêntures	15.12.2030	118.000	105.001	
(6)	Financiamento BNDES	15.06.2029	691.440	221.140	
(7) Matrinchá Transmissora (b)	Debêntures (2ª)	15.06.2029	180.000	121.039	49,0
(8)	Debêntures (3ª)	15.12.2038	135.000	163.044	
(9) IMTE Transmissora	Financiamento	12.02.2029	142.150	27.688	49,0
(10) Mata de Santa Genebra	Debêntures (2ª)	15.11.2030	210.000	1.702.206	50,1
(11)	Debêntures (3ª)	15.11.2041	1.500.000		
(12) Paranaíba Transmissora	Financiamento	15.10.2030	606.241	331.031	24,5
(13)	Debêntures	15.03.2028	120.000	56.406	

(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:

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	31.12.2024	31.12.2023
Contratos de compra e transporte de energia	102.761.072	102.523.854
Aquisição de ativo para obras de distribuição de energia elétrica	2.435.097	1.741.146
Melhorias nas instalações de Transmissão	310.665	—
Modernização da UHE GPS	215.573	—
Aquisição de ativo imobilizado e melhoria nas usinas eólicas	25.673	—

35. Seguros

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

Apólice	Término da vigência	Importância segurada
Riscos Operacionais - UHE Baixo Iguaçu	31.05.2025	2.764.597
Riscos Operacionais - UHE Governador Jayme Canet Junior	21.01.2026	2.334.953
Riscos Operacionais - Cutia e Bento Miguel	29.03.2025	2.225.164
Riscos Nomeados	24.08.2025	1.989.267
Riscos Operacionais - UHE Colíder	01.12.2025	1.892.320
Riscos Operacionais - Aventura e SRMN	28.11.2025	1.221.932
Riscos Operacionais - Brisa Potiguar	28.11.2025	1.101.652
Riscos Operacionais - Ventos de Serra do Mel II e IV	28.11.2025	1.101.502
Riscos Operacionais - Elejor	07.09.2025	901.950
Incêndio - imóveis próprios e locados	24.08.2025	772.189

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

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

36. Informações complementares à Demonstração dos Fluxos de Caixa

36.1. Transações que não envolvem caixa

	31.12.2024	31.12.2023
Adições dos ativos de contrato (a)	173.709	171.678
Aquisições do ativo imobilizado (a)	1.738	3.636
Adições de direito de uso de ativos (b)	189.115	82.886
	364.562	258.200

(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 avaliou desinvestimentos e reciclagem de ativos e participações, conforme disposto a seguir.

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

UEG Araucária S.A. (UEGA)

Em 14.12.2023 a Copel e a Copel GeT assinaram o Contrato de Compra e Venda de Ações (CCVA) da participação societária na UEGA com a Âmbar Energia S.A., conforme disposto no Fato Relevante 20/23, sendo que o valor da transação na data-base de 30.09.2023, equivalente ao Equity Value referente à participação de 81,2% da Copel no investimento, foi de R\$ 290.662.

Em 1º.07.2024, após cumpridas todas as condições previstas no CCVA, foi concluído o desinvestimento da totalidade das ações da participação da Copel (20,3%) e da Copel GET (60,9%) na UEGA para a Âmbar Energia S.A. no valor total de R\$ 261.355, dos quais R\$ 58.132 já tinham sido recebidos como adiantamento em 14.12.2023. O ganho registrado no resultado da Companhia, líquido de custos de transação e impostos, foi de R\$ 14.504 e está demonstrado na linha de operações descontinuadas. Com a conclusão do processo a Copel deixou de controlar a UEGA, transferindo seus ativos e passivos e a direção de seus negócios às adquirentes.

Companhia Paranaense de Gás – Compagas

Em 10.07.2024, a Copel celebrou o Contrato de Compra e Venda do Bloco de Controle - CCVBC com a Compass Dois Ltda., subsidiária da Compass Gás e Energia S.A., referente à venda da totalidade das ações representativas de 51% da Compagas e em 16/9/2024, após cumpridas todas as condições previstas no CCVBC, foi concluído o desinvestimento. A Companhia recebeu 40% do equity value de R\$ 906.000, corrigido conforme previsto em contrato considerando a data base de 31.12.2023. O pagamento do saldo devidamente atualizado ocorrerá em etapas, sendo 30% até 16.09.2025 e 30% até 16.09.2026. O ganho registrado no resultado da Companhia, líquido de custos de transação e impostos, foi de R\$ 455.842 e está demonstrado na linha de operações descontinuadas. O controle da Copel na Compagas foi transferido com a conclusão do desinvestimento, passando a direção de seus negócios às adquirentes.

Ativos de Geração de Pequeno Porte

Em 08.05.2024 o Conselho de Administração aprovou o início da etapa de propostas não vinculantes para desinvestimento de 13 ativos de geração de pequeno porte da subsidiária integral Copel GeT, totalizando 118,7 MW de capacidade instalada conforme quadro a seguir:

	Potência Outorgada (MW)	Garantia Física (MW médios)
CGH Pitangui	0,87	0,09
CGH Chopim I	1,98	1,48
CGH Marumbi	4,80	2,40
CGH Melissa	1,00	0,64
CGH Salto do Vau	0,94	0,57
EOL Palmas	2,50	0,40
PCH Apucarantina	10,00	6,71
PCH Cavernoso	1,30	0,96
PCH Cavernoso II	19,01	10,56
PCH Chaminé	18,00	11,60
PCH São Jorge	2,30	1,54
UHE Guaricana	36,00	16,10
UTE Figueira	20,00	17,70
	118,70	70,75

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. Este valor será corrigido conforme previsão contratual. Um sinal de R\$ 45.000 foi recebido em 16.12.2024. Em 31.12.2025 a alienação foi parcialmente concluída, conforme divulgado na NE nº 38.2. Os ativos serão transferidos à medida que as transações forem concluídas, as quais estão sujeitas à verificação de condições usuais para operações desta natureza, incluindo a aprovação dos órgãos competentes.

Descruzamento de Ativos

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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, por meio do qual acordaram o seguinte:

- A Copel GeT receberá (i) a totalidade dos 49% da participação da Eletrobras na Usina Hidrelétrica Mauá e (ii) a totalidade dos 49,9% da Eletrobras na transmissora Mata de Santa Genebra S.A. (MSG), passando a Copel GeT a deter participação integral dos respectivos ativos;
- A Copel GeT transferirá para a Eletrobras a Usina Hidrelétrica Colíder;
- Adicionalmente, a Copel GeT pagará R\$ 365.000 à Eletrobras através de recursos em caixa, no fechamento da operação, sujeita a mecanismos de ajustes de preço usuais de mercado.

O contrato foi assinado considerando os valores na data-base de 31.12.2023, o que inclui a transferência do caixa e os financiamentos dos três ativos.

A conclusão dos desinvestimentos dos Ativos de Geração de Pequeno Porte e do Descruzamento de Ativos aguarda à satisfação de condições precedentes usuais para operações desta natureza, incluindo a aprovação e anuência de órgãos competentes, como a Aneel e BNDES. A aprovação do CADE ocorreu em janeiro de 2025.

Os ativos da UHE Colíder 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 são divulgados como operação descontinuada. A Companhia continua suas atividades no setor de geração de energia.

Saldos classificados como mantidos para venda

A composição dos ativos e passivos classificados como mantidos para venda é a seguinte:

	UHE Colíder	Ativos de Geração de Pequeno Porte	31.12.2024	Compagas	UEGA	31.12.2023
Ativos classificados como mantidos para venda						
Caixa e equivalentes de caixa	—	13	13	101.437	22.354	123.791
Clientes	—	—	—	82.954	—	82.954
Estoques	—	—	—	5.383	—	5.383
Tributos a recuperar e tributos diferidos	—	—	—	5.334	112.025	117.359
Depósitos judiciais	—	—	—	61	41	102
Outros créditos	—	—	—	74.083	317	74.400
Ativo de contrato	—	—	—	44.039	—	44.039
Imobilizado	1.602.581	245.844	1.848.425	—	293.751	293.751
Intangível	16.762	16.626	33.388	709.626	35	709.661
Direito de uso de ativos	—	—	—	11.489	—	11.489
	1.619.343	262.483	1.881.826	1.034.406	428.523	1.462.929
Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda						
Obrigações sociais e trabalhistas	—	—	—	9.452	702	10.154
Fornecedores	—	—	—	58.010	3.608	61.618
Obrigações fiscais	—	—	—	51.325	277	51.602
Empréstimos e financiamentos	484.981	22.695	507.676	—	—	—
Debêntures	—	—	—	284.202	—	284.202
Dividendos a pagar	—	—	—	11.914	8.109	20.023
Contas a pagar vinculadas à concessão	32.505	280	32.785	—	—	—
Benefícios pós-emprego	—	—	—	8.608	718	9.326
Passivo de arrendamentos	—	—	—	11.573	—	11.573
Provisões para litígios	—	951	951	16.431	10.935	27.366
Outras contas a pagar	—	—	—	48.710	8.690	57.400
	517.486	23.926	541.412	500.225	33.039	533.264

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Os saldos de 31.12.2024 contemplam os valores contábeis dos ativos e passivos dos 13 empreendimentos de geração de pequeno porte e da UHE Colíder, já ajustados pela cessação da depreciação e amortização. Os saldos da UEGA e Compagas, de 31.12.2023, foram liquidados com o fechamento da operação ocorrido em 1º.07.2024 e 16.09.2024, respectivamente.

Operações Descontinuadas

As receitas, custos e despesas bem como a movimentação de fluxo de caixa resultantes da UEGA e Compagas, divulgados como operação descontinuada, estão detalhados nos quadros a seguir.

Demonstração de Resultados das Operações Descontinuadas	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2022
Receita operacional líquida	561.141	977.149	1.392.380
Custos Operacionais	(446.073)	(692.718)	(1.322.823)
Lucro operacional bruto	115.068	284.431	69.557
Despesas com vendas	(16.261)	(11.451)	(11.071)
Despesas gerais e administrativas	(37.874)	(59.410)	(70.026)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	(2.374)	(14.903)	(20.996)
	(56.509)	(85.764)	(102.093)
Lucro (prejuízo) antes do res. financeiro e tributos	58.559	198.667	(32.536)
Resultado Financeiro	(10.806)	455	39.847
Lucro (prejuízo) operacional	47.753	199.122	7.311
Imposto de renda e contribuição social	(26.527)	(7.621)	(81.977)
Lucro líquido (prejuízo)	21.226	191.501	(74.666)
Ganho na operação de venda de participação	725.778	—	—
Imposto de renda e contribuição social	(255.433)	—	—
Lucro líquido (prejuízo) da operação descontinuada	491.571	191.501	(74.666)
Outros resultados abrangentes da operação descontinuada	—	1.650	1.330
Resultado abrangente da operação descontinuada	491.571	193.151	(73.336)

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

	31.12.2024	12.31.2023	12.31.2022
Resultado de operação descontinuadas atribuídos à controladora	463.690	100.733	(125.812)
Resultado de operação descontinuadas atribuídos à não controladores	16.539	67.485	37.521
	480.229	168.218	(88.291)
(+) Eliminações de Custos/Despesas intercompany	11.342	23.283	13.625
Resultado de operação descontinuada consolidado	491.571	191.501	(74.666)

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Demonstração dos Fluxos de Caixa das Operações Descontinuadas	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2022
Lucro líquido (prejuízo)	21.226	191.501	(74.666)
Ajustes ao lucro	39.476	(12.547)	306.736
Dividendos e juros sobre o capital próprio recebidos	36.868	—	—
Variações de ativos e passivos	(57.434)	14.108	(2.709)
Encargos de debêntures pagos	(25.051)	(10.423)	—
Encargos de empréstimos concedidos a partes relacionadas	2.763	—	—
Impostos e encargos de arrendamentos pagos	(14.228)	(57.165)	(51.534)
Fluxo de caixa das atividades operacionais	3.620	125.474	177.827
Aplicações financeiras	(111)	(144)	22.967
Recebimento de empréstimos concedidos	49.500	—	—
Aquisições de ativo de contrato, imobilizado e intangível	(25.659)	(35.380)	(580.969)
Recebimento pela alienação	584.983	—	—
Fluxo de caixa das atividades de investimento	608.713	(35.524)	(558.002)
Ingressos de debêntures emitidas	—	294.045	—
Ingressos de empréstimos e financiamentos	59.935	—	—
Amortizações de principal de debêntures	(55.313)	(18.437)	—
Amortizações de principal de passivo de arrendamentos	(2.338)	(3.041)	(2.988)
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos	(11.940)	(195.890)	—
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	(9.656)	76.677	(2.988)
Variação no caixa e equivalentes de caixa	602.677	166.627	(383.163)

38. Eventos subsequentes

38.1 Desinvestimento Consórcio 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”), atualmente pertencentes à Neoenergia S.A., detentora de 70% do Consórcio Empreendedor Baixo Iguaçu - CEBI, que explora a Usina Hidrelétrica Baixo Iguaçu, pelo equity value de R\$ 984 milhões. 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 e o potencial comprador original desta participação.

Após o exercício do direito de preferência, 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 (i) a totalidade da referida participação acionária na Céu Azul, que será titular quando do fechamento da operação prevista no CCVA 1, e (ii) sua participação minoritária de 30% no CEBI, pelo equity value de R\$ 570 milhões, de forma que a adquirente se tornará proprietária indireta de 100% da UHE Baixo Iguaçu. A operação totaliza, em equity value, o montante de R\$ 1.554 milhões.

A transação explora uma oportunidade de negócio que gera valor para a Copel e otimiza sua estrutura operacional e administrativa. A Copel GeT recebeu à vista um sinal equivalente a 10% do valor total deste equity value e o saldo remanescente deve ser quitado até a data do fechamento, com ajustes usuais para esse tipo de negociação. Os fechamentos das transações previstas no CCVA 1 e no CCVA 2 estão condicionados ao cumprimento de determinadas condições precedentes, características desse tipo de operação.

38.2 Conclusão parcial do desinvestimento em ativos de pequena geração

Em 31 de março de 2025, conforme Comunicado ao mercado 06/25, a Companhia concluiu parcialmente o desinvestimento em ativos de geração de pequeno porte, no valor de R\$ 219,5 milhões (49,0% do total da transação), após o cumprimento de todas as condições precedentes relacionadas aos ativos envolvidos neste fechamento. Em 31 de dezembro de 2024, os ativos e passivos associados a esses ativos de geração de pequeno porte estão registrados como ativos e passivos mantidos para venda (Nota 37). O valor da alienação dos restantes activos será recebido após o cumprimento das habituais condições precedentes estabelecidas no Contrato de Compra e Venda de Ações (CCVA).

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

38.3. Emissão de debêntures

Em 11.03.2025, a Copel GeT liquidou a 10ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, com garantia pessoal adicional, em três séries, nos valores de R\$500.000, R\$500.000 e R\$1.000.000. A remuneração corresponde à variação acumulada do DI acrescida de spread de 0,59% ao ano e 0,79% ao ano para as duas primeiras séries e 7,4820% ao ano para a terceira série, com prazos de vencimento de 4,7 e 12 anos, em cada série, respectivamente;

39. Informações financeiras individuais condensadas da Companhia Paranaense de energia - Copel

Para atender à Regra 12-04 do Regulamento S-X da Securities and Exchange Commission (a “SEC”), a Administração incorporou as informações financeiras individuais condensadas da Companhia Paranaense de Energia - Copel nestas demonstrações financeiras, como parte do Formulário 20-F.

Essas informações foram preparadas considerando as mesmas políticas contábeis descritas nas Notas 3 e 4 das demonstrações financeiras consolidadas da Companhia. Os investimentos em empresas controladas são reconhecidos nas demonstrações financeiras individuais com base no método de equivalência patrimonial. Inicialmente registrados ao custo, seu valor contábil é aumentado ou diminuído pelo reconhecimento da participação do investidor nos lucros, prejuízos e outros resultados abrangentes gerados pelas controladas após a aquisição. Quando necessário, para o cálculo do resultado de equivalência patrimonial das investidas, as demonstrações financeiras das controladas são ajustadas para alinhar suas políticas com as políticas contábeis da Controladora.

39.1. Demonstrações condensadas da posição financeira

ATIVO	31.12.2024	31.12.2023
Circulante		
Caixa e equivalentes de caixa	280.340	2.231.413
Títulos e valores mobiliários	95	93
Dividendos a receber (39.5.3)	2.644.431	1.942.406
Outros créditos	301.929	2.431
Imposto de renda e contribuição social	32.349	113.532
Despesas antecipadas	944	1.897
Partes relacionadas (39.5.1)	4.754	54
	3.264.842	4.291.826
Ativos classificados como mantidos para venda	—	528.195
	3.264.842	4.820.021
Não Circulante		
Outros investimentos temporários	15.894	31.728
Depósitos judiciais	136.677	143.371
Outros créditos	298.120	18
Imposto de renda e contribuição social	79.504	—
Imposto de renda e contribuição social diferidos	136.536	359.485
Outros tributos a recuperar	42.126	41.078
Partes relacionadas (39.5.1)	—	35.507
	708.857	611.187
Investimentos (39.5.2)	22.431.868	19.906.237
Imobilizado	7.248	8.424
Intangível	8.546	6.336
Ativo de Direito de Uso	7.815	6.692
	23.164.334	20.538.876
Total do ativo	26.429.176	25.358.897

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Passivo	31.12.2024	12.31.2023
Circulante		
Obrigações sociais e trabalhistas	20.805	30.608
Partes relacionadas (39.5.1)	1.690	1.838
Fornecedores (39.5.6)	3.362	4.530
Imposto de renda e contribuição social	—	183
Outras obrigações fiscais	614	476
Dividendos a pagar	3.881	464.147
Benefícios pós-emprego	4.348	3.842
Passivo de arrendamentos	604	405
Outras contas a pagar	369.395	15.136
Provisões para litígios	—	336.000
	404.699	857.165
Não Circulante		
Obrigações sociais e trabalhistas	427	—
Partes relacionadas (39.5.1)	5.851	5.851
Outras obrigações fiscais	—	4.030
Benefícios pós-emprego	37.631	47.537
Passivo de arrendamentos	7.761	6.681
Outras contas a pagar	90.966	25.297
Provisões para litígios (39.5.4)	207.123	526.183
	349.759	615.579
Patrimônio líquido		
Capital social	12.821.758	12.821.758
Reservas de capital	5.595	—
Ajustes de avaliação patrimonial	517.408	307.050
Ações em tesouraria	(50.044)	—
Reserva legal	1.766.110	1.625.628
Reserva de retenção de lucros	9.363.866	9.000.506
Dividendo adicional proposto	1.250.025	131.211
	25.674.718	23.886.153
Total do passivo	26.429.176	25.358.897

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas
Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

39.2. Demonstração condensada dos resultados

	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2022
Receitas (Despesas) Operacionais			
Despesas gerais e administrativas	(165.896)	(177.097)	(111.665)
Outras receitas (despesas), líquidas	(87.455)	(38.990)	(441.601)
Resultado da equivalência patrimonial	2.512.087	2.332.609	1.746.263
	2.258.736	2.116.522	1.192.997
Lucro antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	2.258.736	2.116.522	1.192.997
Resultado financeiro			
Receitas financeiras	211.411	145.881	57.658
Despesas financeiras	(147.583)	(115.669)	(177.375)
	63.828	30.212	(119.717)
Lucro Operacional	2.322.564	2.146.734	1.073.280
Imposto de renda e contribuição social			
Imposto de renda e contribuição social	6.732	(5.737)	—
Imposto de renda e contribuição social diferidos	16.645	17.080	164.539
	23.377	11.343	164.539
Lucro líquido do exercício	2.345.941	2.158.077	1.237.819
Operações descontinuadas			
Lucro líquido do período proveniente de operações descontinuadas	463.690	100.733	(125.812)
Lucro líquido do período	2.809.631	2.258.810	1.112.007
LUCRO LÍQUIDO BÁSICO POR AÇÃO ATRIBUÍDO AOS ACIONISTAS DA EMPRESA CONTROLADORA - em reais			
Ações ordinárias	0,89163	0,78574	0,38839
Ações preferenciais classe "A"	0,98165	0,90931	0,50343
Ações preferenciais classe "B"	0,98086	0,80600	0,41745
LUCRO LÍQUIDO DILUÍDO POR AÇÃO ATRIBUÍDO AOS ACIONISTAS DA EMPRESA CONTROLADORA - em reais			
Ações ordinárias	0,89051	0,78574	0,38839
Ações preferenciais classe "A"	0,98165	0,90931	0,50343
Ações preferenciais classe "B"	0,98087	0,80600	0,41745

39.3. Demonstração condensada do Resultado Abrangente

	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2022
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	2.809.631	2.258.810	1.112.007
Outros resultados abrangentes			
Itens que não serão reclassificados para o resultado			
Ajustes de passivos atuariais			
benefícios pós-emprego	9.483	(25.082)	(11.336)
benefícios pós-emprego - equivalência patrimonial	233.629	(234.283)	209.991
Tributos sobre outros resultados abrangentes	(3.224)	8.528	3.854
Itens que poderão ser reclassificados para o resultado			
Perdas com ativos financeiros - equivalência patrimonial	(184)	(2.942)	4.757
Total de outros resultados abrangentes, líquido de tributos	239.704	(253.779)	207.266
RESULTADO ABRANGENTE DO EXERCÍCIO	3.049.335	2.005.031	1.319.273

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas
Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

39.4. Demonstração condensada do Fluxo de Caixa

	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2022
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	(183.674)	811.605	3.079.427
Fluxo de caixa das atividades de investimento			
Aplicações financeiras	15.832	(6.109)	(5.636)
Empréstimos concedidos a partes relacionadas	(22.200)	(236.024)	(146.063)
Recebimento de empréstimos concedidos a partes relacionadas	22.200	282.087	100.000
Alienação de investimentos	2.066	14.533	—
Aportes de investimentos	(613.150)	(61.950)	(4.829)
Aquisições de imobilizado	(17)	(1.659)	(4.436)
Aquisições de Intangível	(2.378)	(1.742)	(1.592)
Caixa líquido utilizado pelas atividades de investimento provenientes de operações em continuidade	(597.647)	(10.864)	(62.556)
Caixa líquido gerado pelas atividades de investimento provenientes de operações descontinuadas	467.566	(35.000)	—
Caixa líquido utilizado pelas atividades de investimento	(130.081)	(45.864)	(62.556)
Fluxos de caixa das atividades de financiamento			
Amortização de principal de empréstimos e financiamentos	—	—	(774.899)
Amortização de principal de debêntures	—	—	(500.000)
Amortização de principal de passivo de arrendamentos	(709)	(512)	(378)
Aumento de capital	—	2.031.619	—
Custos de transação no aumento de capital	—	(14.941)	—
Recuperação de ações próprias	(50.044)	—	—
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos	(1.586.565)	(750.371)	(2.167.769)
Caixa líquido utilizado pelas atividades de financiamento	(1.637.318)	1.265.795	(3.443.046)
Total dos efeitos no caixa e equivalentes de caixa	(1.951.073)	2.031.536	(426.175)
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	2.231.413	199.877	626.052
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	280.340	2.231.413	199.877
Varição no caixa e equivalentes de caixa	(1.951.073)	2.031.536	(426.175)

39.5. Informações adicionais relacionadas à Companhia Paranaense de Energia – Copel

39.5.1. Partes Relacionadas

	31.12.2024	31.12.2023
Ativos		
Compartilhamento de estrutura (a)	4.754	54
UEGA - mútuo (b)	—	35.507
	4.754	35.561
Passivos		
Compartilhamento de estrutura (a)	1.690	1.838
Adiantamento - Elejor	5.851	5.851
	7.541	7.689

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

a) Compartilhamento de estrutura

Os saldos referem-se, principalmente, a contratos de compartilhamento de pessoal e despesas de administração firmados entre a Copel e suas controladas diretas e indiretas.

b) Contrato de Empréstimo - UEG Araucária

Em 4 de julho de 2023, foi firmado contrato de mútuo entre a Copel e a UEG Araucária, com aprovação de limites mais IOF e juros de CDI + 1,40% a.a., com o objetivo de prover recursos para financiamento das atividades e negócios da empresa. O contrato foi liquidado em 1º de julho de 2024.

Os saldos referem-se, principalmente, a contratos de compartilhamento de despesas com pessoal e encargos de gestão firmados entre a Copel e suas controladas diretas e indiretas.

39.5.2. Investimentos

	31.12.2024	12.31.2023
Copel Geração e Transmissão	14.239.420	12.551.604
Copel Distribuição	7.665.584	6.782.865
Copel Serviços	63.270	54.323
Copel Comercialização	288.626	342.204
Elejor	8.480	9.235
Outros investimentos (a)	166.488	166.006
	22.431.868	19.906.237

(a) Informações relacionadas aos empreendimentos controlados em conjunto, coligadas e outros investimentos estão apresentados na NE nº 14.

39.5.3. Dividendos a receber

	31.12.2024	31.12.2023
Subsidiárias		
Copel Geração e Transmissão	1.699.433	1.274.433
Copel Distribuição	663.654	460.904
Copel Comercialização	280.873	185.341
Compagas	—	12.400
UEG Araucária	—	8.756
Empreendimentos controlados em conjunto e Coligadas		
Dona Francisca	54	514
Outros investimentos		
	417	58
	2.644.431	1.942.406

39.5.4. Provisão para litígios

	31.12.2024	31.12.2023
Fiscais	190.571	167.062
Trabalhistas	5.099	4.812
Benefícios a empregados	375	290
Cíveis	11.078	690.019
	207.123	862.183

Notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas

Em 31 de dezembro de 2024

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

39.5.5. Restrição à transferência de fundos de subsidiárias

As subsidiárias descritas abaixo qualificam-se como concessionárias de serviços públicos ou produtores independentes de energia. Como tal, qualquer transferência de fundos para a respectiva empresa-mãe, sob a forma de empréstimos ou adiantamentos, requer a aprovação do regulador. Esta restrição regulatória não se aplica aos dividendos em dinheiro determinados de acordo com a legislação societária brasileira. O total dos ativos líquidos das subsidiárias restritas é composto da seguinte forma:

	31.12.2024	31.12.2023
Copel Geração e Transmissão	14.239.420	12.748.168
Copel Distribuição	7.665.584	6.782.866
Compagas	—	514.666
UEG Araucária	—	317.611
	21.905.004	20.363.311

39.5.6. Liquidez

A tabela a seguir apresenta os valores esperados de liquidação não descontados dos passivos da Copel, em cada intervalo de tempo:

	Juros (a)	Menos de 1 mês	De 1 a 3 meses	De 3 meses a 1 ano	De 1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
31.12.2024							
Fornecedores	—	3.356	—	6	—	—	3.362
Passivo de arrendamentos	4.35% a 15.55% a.a.	82	168	761	3.016	7.463	11.490
		3.438	168	767	3.016	7.463	14.852

(a) Taxa de juros efetiva - média ponderada.

ESTATUTO SOCIAL DA COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA

Aprovado e consolidado pela 211ª Assembleia
Geral Extraordinária de Acionistas, de 30.10.2024.

CNPJ: 76.483.817/0001-20

NIRE: 41300036535

Registro CVM: 1431-1

Rua José Izidoro Biazetto, 158, Bloco A

Curitiba - Paraná - Brasil

CEP: 81200-240

e-mail: copel@copel.com

Website: <http://www.copel.com>

Fone: (41) 3310-5050

Fax: (41) 3331-4145

SUMÁRIO

CAPÍTULO I	DENOMINAÇÃO, DURAÇÃO, SEDE E OBJETO SOCIAL	03
CAPÍTULO II	CAPITAL SOCIAL E AÇÕES	04
CAPÍTULO III	ASSEMBLEIA GERAL - AG	08
CAPÍTULO IV	ADMINISTRAÇÃO DA COMPANHIA	09
	SEÇÃO I CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO - CAD	09
	Composição, investidura e mandato.....	10
	Vacância e substituições.....	10
	Funcionamento.....	11
	Atribuições.....	11
	SEÇÃO II DIRETORIA	15
	Composição, mandato e investidura.....	15
	Atribuições.....	15
	Representação da Companhia.....	17
	Vacância e substituições.....	18
	SEÇÃO III DIRETORIA REUNIDA - REDIR	18
	Funcionamento.....	18
	Atribuições.....	19
CAPÍTULO V	COMITÊS ESTATUTÁRIOS	21
	SEÇÃO I COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO - CAE	21
	SEÇÃO II COMITÊ DE INVESTIMENTOS E INOVAÇÃO - CII	22
	SEÇÃO III COMITÊ DE DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL - CDS	22
	SEÇÃO IV COMITÊ DE GENTE - CDG	23
CAPÍTULO VI	CONSELHO FISCAL - CF	24
	Composição e funcionamento.....	24
	Vacância e substituições.....	24
	Representação e pareceres.....	25
CAPÍTULO VII	REGRAS COMUNS AOS ÓRGÃOS ESTATUTÁRIOS	25
	Posse, impedimentos e vedações.....	25
	Remuneração.....	26
CAPÍTULO VIII	EXERCÍCIO SOCIAL, DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS, LUCROS, RESERVAS E DISTRIBUIÇÃO DE RESULTADOS	27
CAPÍTULO IX	DISSOLUÇÃO E LIQUIDAÇÃO	28
CAPÍTULO X	MECANISMOS DE DEFESA	28
CAPÍTULO XI	ALIENAÇÃO DE CONTROLE	29
CAPÍTULO XII	SAÍDA DO NÍVEL 2 DE GOVERNANÇA CORPORATIVA DA B3	30
CAPÍTULO XIII	PROTEÇÃO À DISPERSÃO ACIONÁRIA	31
CAPÍTULO XIV	RESOLUÇÃO DE CONFLITOS	32
CAPÍTULO XV	DISPOSIÇÕES GERAIS	32
ANEXOS:		
	I ALTERAÇÕES ESTATUTÁRIAS	33
	II EVOLUÇÃO DO CAPITAL	35

CONVENÇÕES:

AG: ASSEMBLEIA GERAL

AGE: ASSEMBLEIA GERAL EXTRAORDINÁRIA

JUCEPAR: JUNTA COMERCIAL DO ESTADO DO PARANÁ

DOE PR: DIÁRIO OFICIAL DO ESTADO DO PARANÁ

Observação: Texto original arquivado na Jucepar, sob o nº 17.340 (atual 41300036535), em 16.06.1955, e publicado no DOE PR de 25.06.1955.

CAPÍTULO I - DENOMINAÇÃO, DURAÇÃO, SEDE E OBJETO SOCIAL

Art. 1º A Companhia Paranaense de Energia - Copel, abreviadamente "Copel" ou "Companhia", é uma sociedade anônima de capital aberto, dotada de personalidade jurídica de direito privado, regida por este estatuto e pela legislação aplicável.

Parágrafo único. Fica vedada a alteração da denominação da Companhia.

Art. 2º O prazo de duração da Companhia é indeterminado.

Art. 3º A Companhia tem sede e foro no Município de Curitiba, Estado do Paraná, Brasil, podendo estabelecer, no País e no exterior, filiais, agências, sucursais e escritórios.

Parágrafo único. A sede da Companhia deverá sempre ser localizada no Estado do Paraná.

Art. 4º Constitui o objeto social da Companhia:

- I pesquisar e estudar, dos pontos de vista técnico e econômico, quaisquer fontes de energia, provendo soluções para o desenvolvimento com sustentabilidade;
- II pesquisar, estudar, planejar, construir e explorar a produção, a transformação, o transporte, o armazenamento, a distribuição e o comércio de energia, em qualquer de suas formas, principalmente a elétrica, de combustíveis e de matérias-primas energéticas;
- III estudar, planejar, projetar, construir e operar barragens e seus reservatórios, bem como outros empreendimentos, visando o aproveitamento múltiplo das águas;
- IV prestar serviços em negócios de energia, de infraestrutura energética, informações e assistência técnica, quanto ao uso racional da energia, à iniciativas empresariais que visem à implantação e desenvolvimento de atividades econômicas, desde que previamente autorizada pelo Conselho de Administração; e
- V desenvolver atividades na área de geração de energia, transmissão de informações eletrônicas, comunicações e controles eletrônicos, de telefonia celular, e outras atividades de interesse para a Copel, ficando autorizada para estes fins, desde que previamente autorizada pelo Conselho de Administração, a participar, de preferência, majoritária ou presente no grupo de controle, de consórcios, sociedades, em licitações de novas concessões e/ou em sociedades já constituídas para a exploração de concessões já existentes, que tenham sido consideradas, além das características gerais dos projetos, os respectivos impactos sociais e ambientais.

§ 1º A Companhia poderá, para a consecução do seu objeto social, constituir subsidiárias, assumir o controle societário e participar do capital social de outras sociedades ou entidades desde que previamente autorizada pelo Conselho de Administração.

§ 2º Para a consecução do objeto social e observada a sua área de atuação, a Companhia poderá abrir, instalar, manter, transferir ou extinguir filiais, dependências, escritórios, representações ou quaisquer outros estabelecimentos ou, ainda, designar representantes, respeitadas as disposições legais e regulamentares.

§ 3º Com a admissão da Companhia no segmento especial de listagem denominado Nível 2 de Governança Corporativa da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão, sujeitam-se a Companhia, seus acionistas, administradores (membros do Conselho de Administração e da Diretoria) e membros do Conselho Fiscal às disposições do Regulamento de Listagem do Nível 2 de Governança Corporativa da B3 (Regulamento do Nível 2).

§ 4º As disposições do Regulamento do Nível 2 de Governança Corporativa da B3 prevalecerão sobre as disposições estatutárias, nas hipóteses de prejuízo aos direitos dos destinatários das ofertas públicas previstas neste Estatuto.

CAPÍTULO II - CAPITAL SOCIAL E AÇÕES

Art. 5º O capital social integralizado é de R\$12.831.618.938,25 (doze bilhões, oitocentos e trinta e um milhões, seiscentos e dezoito mil, novecentos e trinta e oito reais e vinte e cinco centavos), representado por 2.982.810.591 (dois bilhões, novecentos e oitenta e dois milhões, oitocentos e dez mil e quinhentos e noventa e uma) ações, sem valor nominal, sendo 1.300.347.300 (um bilhão, trezentos milhões, trezentos e quarenta e sete mil e trezentas) ações ordinárias e 1.682.463.291 (um bilhão, seiscentos e oitenta e dois milhões, quatrocentos e sessenta e três mil e duzentos e noventa e uma) ações preferenciais e, destas, 3.128.000 (três milhões, cento e vinte e oito mil) são ações classe A e 1.679.335.290 (um bilhão, seiscentos e setenta e nove milhões, trezentos e trinta e cinco mil, duzentas e noventa) são ações classe B, e 1 (uma) ação preferencial de classe especial titularizada exclusivamente pelo Estado do Paraná.

§ 1º O capital social poderá ser aumentado, mediante deliberação do Conselho de Administração, ouvido o Conselho Fiscal, se instalado, nos termos da legislação vigente e independentemente de reforma estatutária, até o limite de 4.000.000.000 (quatro bilhões) de ações para:

- I capitalização de lucros e reservas;
- II caso venha a ser deliberado pela assembleia geral a emissão de bônus de subscrição, de debêntures conversíveis em ações ou, de acordo com plano aprovado pela assembleia geral, a outorga de opção de compra de ações a administradores e colaboradores, o exercício dos respectivos direitos de conversão ou subscrição; ou
- III colocação mediante venda em bolsa de valores ou subscrição pública de novas ações ordinárias.

§ 2º As ações são nominativas, escriturais, mantidas em contas de depósito, em instituição financeira autorizada.

§ 3º Fica a Companhia autorizada a escolher a instituição financeira, mediante deliberação do Conselho de Administração, para manter as ações escriturais em contas de depósito.

§ 4º A Companhia poderá, mediante autorização do Conselho de Administração, adquirir suas próprias ações, observadas as normas estabelecidas pela Comissão de Valores Mobiliários.

§ 5º A ação preferencial de classe especial, titularizada exclusivamente pelo Estado do Paraná, somente poderá ser resgatada mediante autorização legal e deliberação em Assembleia Geral Extraordinária.

§ 6º Os aumentos de capital poderão ser efetuados com a emissão de ações ordinárias e ações preferenciais classe B, sem guardar proporção com as classes existentes ou com as ações ordinárias, respeitando o limite estabelecido nos termos da Lei Federal nº 6.404/1976 e alterações posteriores.

§ 7º As ações preferenciais conferirão a seus titulares as seguintes preferências e vantagens:

- I As ações preferenciais classe A terão prioridade na distribuição de dividendos mínimos de 10% (dez por cento) ao ano, a ser entre elas rateados igualmente, calculados com base no capital próprio a esta

espécie e classe de ações, integralizado até 31 de dezembro do ano findo, e que será imputado ao dividendo obrigatório previsto no artigo 87;

- II** As ações preferenciais classe B terão prioridade na distribuição de dividendos obrigatórios, a serem entre elas rateados igualmente, correspondentes à parcela do valor equivalente a, no mínimo, 25% (vinte e cinco por cento) do lucro líquido, ajustado nos termos da Lei Federal nº 6.404/1976 e alterações posteriores, calculado proporcionalmente ao capital próprio a esta espécie e classe de ações, integralizado até 31 de dezembro do ano findo;
- III** Os dividendos assegurados pelo inciso anterior às ações preferenciais classe B serão prioritários apenas em relação às ações ordinárias e somente serão pagos à conta dos lucros remanescentes depois de pagos os dividendos prioritários das ações preferenciais classe A;
- IV** O dividendo a ser pago por ação preferencial classe A e classe B, será, no mínimo, 10% (dez por cento) superior ao que for atribuído a cada ação ordinária, em conformidade com o disposto na Lei Federal nº 6.404/1976 e alterações posteriores;
- V** As ações preferenciais classe A e classe B adquirirão o direito de voto pleno se, pelo prazo de 03 (três) exercícios consecutivos, não lhes forem pagos os dividendos prioritários ou mínimos a que fazem jus;
- VI** As ações preferenciais classe A e classe B asseguram aos seus titulares o direito de serem incluídas em oferta pública de aquisição de ações em decorrência de Alienação de Controle da Companhia ao mesmo preço e nas mesmas condições ofertadas ao Acionista Controlador Alienante; e
- VII** A ação preferencial de classe especial titularizada pelo Estado do Paraná conferirá ao Estado do Paraná prioridade no reembolso do capital, sem prêmio, em caso de liquidação da companhia, correspondente ao percentual que tal ação representa na cifra do capital social, e o poder de veto nas deliberações da assembleia geral:
 - a)** que autorizem os administradores a aprovar e executar o Plano Anual de Investimentos da Copel Distribuição S.A. caso os investimentos, a partir do ciclo tarifário 2021/2025, considerados prudentes pela Aneel, não atinjam, no mínimo, 2,0x da Quota de Reintegração Regulatória (QRR), daquele mesmo ciclo de Revisão Tarifária Ordinária e/ou, no acumulado, até o final da concessão;
 - b)** que visem à modificação do Estatuto Social com a finalidade de remoção ou alteração:
 1. da obrigação de manutenção da atual denominação da Companhia;
 2. da obrigação de manutenção da sede da Companhia no Estado do Paraná;
 3. da vedação de que qualquer acionista ou grupo de acionistas exerça votos em número superior a 10% (dez por cento) da quantidade de ações em que se dividir o capital votante da COPEL;
 4. da vedação de celebração, arquivamento e registro de acordos de acionistas para o exercício de direito de voto, exceto para a formação de blocos com número de votos inferior ao limite previsto neste Estatuto Social; e

-
5. a competência exclusiva da assembleia geral de autorizar os administradores a aprovar e executar o Plano Anual de Investimentos da Copel Distribuição S.A. caso os investimentos, a partir do ciclo tarifário 2021/2025, considerados prudentes pela Aneel, não atinjam, no mínimo, 2,0x da Quota de Reintegração Regulatória (QRR), daquele mesmo ciclo de Revisão Tarifária Ordinária e/ou, no acumulado, até o final da concessão.
- § 8º** Cada ação preferencial classe A e classe B confere ao seu titular o direito a voto restrito, exclusivamente, nas seguintes matérias:
- I** transformação, incorporação, fusão ou cisão da Companhia;
 - II** aprovação de contratos entre a Companhia e o Acionista Controlador, diretamente ou por meio de terceiros, assim como de outras sociedades nas quais o Acionista Controlador tenha interesse, sempre que, por força de disposição legal ou estatutária, sejam deliberados em Assembleia Geral;
 - III** avaliação de bens destinados à integralização de aumento de capital da Companhia;
 - IV** escolha de instituição ou empresa especializada para determinação do Valor Econômico da Companhia, conforme artigo 100 deste Estatuto Social;
 - V** alteração ou revogação de dispositivos estatutários que alterem ou modifiquem quaisquer das exigências previstas no item 4.1 do Regulamento do Nível 2 de Governança Corporativa da B3, ressalvado que esse direito a voto prevalecerá enquanto estiver em vigor Contrato de Participação no Nível 2 de Governança Corporativa; e
 - VI** exclusão ou alteração que vise suprimir o direito previsto no inciso XXIX do artigo 30, bem como neste inciso, ressalvado que tal alteração dependerá da aprovação da maioria das ações preferenciais em assembleia especial convocada para esse fim.
- § 9º** Ressalvado o poder de veto previsto no inciso VII do § 7.º deste artigo, a ação preferencial de classe especial titularizada pelo Estado do Paraná não terá direito a voto, tampouco adquirirá direito a voto em caso de não pagamento dos proventos a que fizer jus.
- § 10** O poder de veto previsto no inciso VII do § 7.º deste artigo somente poderá ser exercido nos termos previstos na Lei do Estado do Paraná nº 21.272/2022 e legislação aplicável.
- § 11** As ações de emissão da Companhia poderão ser convertidas em outra espécie e classe, observadas as seguintes regras:
- I** as ações preferenciais classe A poderão ser convertidas em ações preferenciais classe B, a qualquer tempo;
 - II** as ações preferenciais classe A e classe B poderão ser convertidas em ações ordinárias, em conformidade com os prazos, condições e procedimentos definidos pelo Conselho de Administração; e
 - III** as ações ordinárias e as ações preferenciais classe B, em nenhuma hipótese, poderão ser convertidas em ações preferenciais classe A.
- § 12** As emissões de ações, de bônus de subscrição, de debêntures conversíveis ou de outros títulos mobiliários, até o limite do capital autorizado, cuja colocação seja feita mediante venda em bolsa de valores ou subscrição pública, poderão ser aprovadas com exclusão do direito de preferência ou

redução de prazo para seu exercício, nos termos da Lei Federal nº 6.404/1976 e alterações posteriores.

§ 13 As debêntures poderão ser simples ou conversíveis em ações, nos termos da Lei Federal nº 6.404/1976 e alterações posteriores.

Art. 6º 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% (dez por cento) da quantidade total de ações em que se dividir o capital votante da Copel, independentemente de sua participação no capital social.

Parágrafo único – Nas hipóteses em que as ações preferenciais de emissão da Copel tenham direito de voto restrito ou caso passem a conferir direito de voto pleno nos termos do artigo 111, § 1º, da Lei nº 6.404, de 1976, a limitação constante do *caput* deste artigo 6º abrangerá tais ações preferenciais, de forma que todas as ações detidas pelo acionista ou grupo de acionistas que confirmam direito de voto em relação a uma determinada deliberação (sejam elas ordinárias ou preferenciais) sejam consideradas para fins do cálculo do número de votos conforme o *caput* deste artigo.

Art. 7º É vedada a celebração de acordos de acionistas visando a regular o exercício do direito de voto em número superior ao correspondente ao percentual de 10% (dez por cento) da quantidade total de ações em que se dividir o capital votante da Copel, inclusive na hipótese descrita no artigo 6º, Parágrafo único.

§ 1º Não será arquivado pela Companhia acordo de acionistas sobre exercício do direito de voto que conflite com as disposições deste Estatuto Social.

§ 2º O presidente da assembleia geral da Copel não computará votos proferidos em desconformidade às regras estipuladas nos arts. 6º e 7º deste Estatuto, sem prejuízo do exercício do direito de veto por parte do Estado do Paraná, nos termos do artigo 5º deste Estatuto.

Art. 8º Para os fins deste Estatuto Social, serão conceituados como grupo de acionistas 02 (dois) ou mais acionistas da Companhia:

- I Que sejam partes de acordo de voto, seja diretamente ou por meio de sociedades controladas, controladoras ou sob controle comum;
- II Se um for, direta ou indiretamente, acionista controlador ou sociedade controladora do outro ou dos demais;
- III Que sejam sociedades direta ou indiretamente controladas pela mesma pessoa ou sociedade, ou conjunto de pessoas ou sociedades, acionistas ou não; ou
- IV Que sejam sociedades, associações, fundações, cooperativas e trusts, fundos ou carteiras de investimentos, universalidades de direitos ou quaisquer outras formas de organização ou empreendimento com os mesmos administradores ou gestores, ou, ainda, cujos administradores ou gestores sejam sociedades direta ou indiretamente controladas pela mesma pessoa ou sociedade, ou conjunto de pessoas ou sociedades, acionistas ou não.

§ 1º No caso de fundos de investimentos com administrador ou gestor comum, somente serão considerados como um grupo de acionistas aqueles cuja política de investimentos e de exercício de votos em assembleias de acionistas, nos termos dos respectivos regulamentos, for de responsabilidade do administrador ou gestor, conforme o caso, em caráter discricionário.

§ 2º Adicionalmente ao disposto no *caput* e parágrafos precedentes deste artigo, considerar-se-ão partes de um mesmo grupo de acionistas quaisquer acionistas representados por um mesmo mandatário, administrador ou representante a qualquer título, exceto no caso de detentores de títulos

emitidos no âmbito do programa de Depositary Receipts da Companhia, quando representados pelo respectivo banco depositário, desde que não se enquadrem em qualquer das demais hipóteses previstas no caput ou no § 1º do presente artigo.

§ 3º No caso de acordos de acionistas que tratem do exercício do direito de voto, todos seus signatários serão considerados, na forma deste artigo, como integrantes de um grupo de acionistas, para fins da aplicação da limitação ao número de votos de que tratam os arts. 6º e 7º.

§ 4º Os acionistas devem manter a Copel informada sobre seu pertencimento a um grupo de acionistas nos termos deste Estatuto, caso tal grupo de acionista detenha, ao todo, ações representativas de 10% (dez por cento) ou mais do capital votante da Copel.

§ 5º Os membros da mesa de assembleias de acionistas poderão pedir aos acionistas documentos e informações, conforme entendam necessário para verificar o eventual pertencimento de um acionista a um grupo de acionistas que possa deter 10% (dez por cento) ou mais do capital votante da Copel.

CAPÍTULO III – ASSEMBLEIA GERAL (AG)

Art. 9º A Assembleia Geral é o órgão máximo da Companhia, com poderes para deliberar sobre todos os negócios relativos ao seu objeto social e será regida pela legislação vigente.

Art. 10 A Assembleia Geral será convocada pelo Conselho de Administração ou, nas hipóteses admitidas em lei, pela Diretoria Executiva, pelo Conselho Fiscal, se instalado, ou pelos acionistas.

Art. 11 A convocação será feita nos termos da legislação vigente, sendo disponibilizados os documentos relativos à respectiva pauta na mesma data da convocação, de modo acessível, inclusive de forma eletrônica.

Parágrafo único. Nas Assembleias Gerais tratar-se-á exclusivamente do objeto previsto nos editais de convocação, não se admitindo inclusão de assuntos gerais na pauta da Assembleia.

Art. 12 A Assembleia Geral será instalada e presidida pelo Presidente do Conselho de Administração ou pelo substituto que esse vier a designar e, residualmente, por 01 (um) acionista escolhido, na ocasião, pelos acionistas presentes.

§ 1º O quórum de instalação de Assembleias Gerais, bem como o das deliberações, será aquele determinado na legislação vigente.

§ 2º O Presidente da Assembleia escolherá, dentre os presentes, 01 (um) secretário.

Art. 13 A Assembleia Geral reunir-se-á ordinariamente dentro dos 04 (quatro) primeiros meses após o encerramento do exercício social, para deliberar sobre as matérias previstas em lei, e extraordinariamente, quando necessário.

Parágrafo único. A Assembleia Geral Ordinária e Assembleia Geral Extraordinária poderão ser, cumulativamente, convocadas e realizadas no mesmo local, data e hora, instrumentadas em ata única.

Art. 14 Cada ação com direito a voto na deliberação da Assembleia Geral conferirá 01 (um) voto, observados os limites para o voto de cada acionista e grupo de acionistas, nos termos dos arts. 6º e 7º deste Estatuto Social.

Art. 15 O acionista poderá participar e ser representado por procurador nas Assembleias Gerais, exibindo, no ato ou previamente, documentos e procuração com poderes específicos, na forma da lei.

Art. 16 A ata da Assembleia Geral será lavrada na forma de sumário dos fatos ocorridos, inclusive dissidências e protestos, e conter a transcrição apenas das deliberações tomadas, nos termos do § 1.º do artigo 130 da Lei nº 6.404, de 1976, sendo autorizada sua publicação com a omissão das assinaturas dos acionistas, conforme § 2.º do artigo 130 da Lei nº 6.404, de 1976.

Art. 17 A Assembleia Geral, além de outros casos previstos em lei, reunir-se-á para deliberar sobre:

- I aumento do capital social, além do limite autorizado no Estatuto Social;
- II avaliação de bens com que o acionista concorre para a formação do capital social;
- III transformação, fusão, incorporação, cisão, dissolução e liquidação da empresa;
- IV alteração do Estatuto Social;
- V eleição e destituição, a qualquer tempo, dos membros do Conselho de Administração, do Conselho Fiscal, se instalado, e respectivos suplentes;
- VI fixação da remuneração dos administradores, dos conselheiros fiscais e dos membros dos Comitês Estatutários;
- VII aprovação das demonstrações financeiras, da destinação do resultado do exercício e da distribuição de dividendos, em conformidade com a política de dividendos;
- VIII autorização para a Companhia mover ação de responsabilidade civil contra os administradores pelos prejuízos causados ao seu patrimônio;
- IX alienação de bens imóveis diretamente vinculados à prestação de serviços e à constituição de ônus reais sobre eles;
- X permuta de ações ou outros valores mobiliários;
- XI emissão de debêntures conversíveis em ações além do limite do capital autorizado neste Estatuto Social;
- XII emissão de quaisquer outros títulos e valores mobiliários conversíveis em ações, no País ou no exterior, além do limite do capital autorizado neste Estatuto Social;
- XIII eleição e destituição, a qualquer tempo, de liquidantes, julgando-lhes as contas.
- XIV autorização para que os administradores aprovelem e executem o Plano Anual de Investimentos da Copel Distribuição S.A. caso os investimentos, a partir do ciclo tarifário 2021/2025, considerados prudentes pela Aneel, não atinjam, no mínimo, 2,0x da Quota de Reintegração Regulatória (QRR), daquele mesmo ciclo de Revisão Tarifária Ordinária e/ou, no acumulado, até o final da concessão.
- XV Suspender o exercício de direitos dos acionistas, nos termos do art. 120 da Lei nº 6.404/76.

Parágrafo único. Observada as competências privativas atribuídas pela legislação, a Assembleia geral poderá deliberar sobre todos os negócios relativos ao objeto da Companhia e às matérias que venham a lhe ser submetidas pelo Conselho de Administração.

CAPÍTULO IV - ADMINISTRAÇÃO DA COMPANHIA

Art. 18 A Companhia será administrada pelo Conselho de Administração e pela Diretoria.

SEÇÃO I - CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO (CAD)

Art. 19 O Conselho de Administração é órgão de deliberação estratégica e colegiada responsável pela orientação superior da Companhia.

Composição, investidura e mandato

Art. 20 O Conselho de Administração será composto por, no mínimo 07 (sete) e, no máximo, 09 (nove) membros titulares, eleitos e destituíveis pela Assembleia Geral, todos com prazo de mandato unificado de 2 (dois) anos, permitida reeleição nos termos da Lei Federal nº 6.404/1976 e demais normativos aplicáveis.

§ 1º Observado o disposto na Lei Federal nº 6.404/1976, o Regimento Interno do Conselho de Administração estabelecerá as regras de indicação de candidatos e a sistemática de eleição a ser adotada para o preenchimento dos cargos de conselheiro de administração.

§ 2º É assegurado aos acionistas titulares de ações preferenciais que preencham os percentuais e requisitos previstos no artigo 141, §§ 4º e 5º da Lei Federal nº 6.404/1976, o direito de eleger 01 (um) conselheiro.

§ 3º O Conselho de Administração das Subsidiárias Integrais será composto por, no mínimo, 03 (três) membros, incluindo, o Diretor Geral da respectiva Subsidiária Integral, e 01 (um) diretor da Companhia.

§ 4º Os cargos de Presidente do Conselho de Administração e de Presidente ou principal executivo da Companhia não poderão ser acumulados pela mesma pessoa.

§ 5º O Conselho de Administração elegerá, dentre seus membros, seu Presidente, devendo tal eleição ocorrer na primeira reunião após a posse dos Conselheiros ou na primeira reunião seguinte à ocorrência de vacância desse cargo.

§ 6º As indicações ao Conselho de Administração devem observar os requisitos e vedações impostos pela Lei Federal nº 6.404/1976, pela política e norma interna de indicação de membros de órgãos estatutários, além de atender aos seguintes parâmetros:

- I ter a maioria de conselheiros independentes, respeitando o Regulamento do Nível 2 e demais normas nacionais e internacionais aplicáveis. A caracterização dos indicados como independentes deverá ser deliberada em Assembleia Geral;
- II arredondamento quanto ao cálculo do número de membros independentes deve observar os termos do Regulamento do Nível 2 de Governança Corporativa da B3; e
- III ao menos 01 (um) dos conselheiros mencionados neste § 6º deverá ter reconhecida experiência em assuntos de contabilidade societária para integrar o Comitê de Auditoria Estatutário previsto neste Estatuto.

Art. 21 A posse de membros no Conselho de Administração observará as condições estabelecidas na Lei Federal nº 6.404/1976 e demais disposições legais aplicáveis.

Vacância e substituições

Art. 22 Ocorrendo a vacância definitiva da função de conselheiro de administração, antes do término do mandato, o Conselho de Administração convocará Assembleia Geral para eleição destinada à complementação do mandato.

§ 1º Observados os requisitos e vedações legais aplicáveis, caberá aos conselheiros remanescentes nomear o substituto para o membro vacante até a primeira Assembleia Geral, nos termos da Lei Federal nº 6.404/1976.

§ 2º Na hipótese de vacância de todos os cargos do Conselho de Administração, compete à Diretoria Executiva convocar a Assembleia Geral.

§ 3º Em caso de vacância de cargo no Conselho de Administração preenchido pelo voto múltiplo, a convocação da Assembleia Geral será para eleição de todas as vagas preenchidas por esse sistema para complementação dos mandatos.

Art. 23 A função de conselheiro de administração é pessoal e não se admite suplente.

Funcionamento

Art. 24 O Conselho de Administração se reunirá ordinariamente 01 (uma) vez por mês e extraordinariamente sempre que necessário, conforme previsto no artigo 27 do presente Estatuto.

Art. 25 As reuniões do Conselho de Administração serão convocadas pelo seu presidente, ou pela maioria dos conselheiros em exercício, mediante o envio de correspondência por meio físico ou eletrônico a todos os conselheiros, com a indicação dos assuntos a serem tratados.

§ 1º As convocações enviadas no endereço físico ou eletrônico do conselheiro serão consideradas válidas, sendo de sua responsabilidade a atualização de seu cadastro junto à Companhia.

§ 2º As reuniões ordinárias deverão ser convocadas com antecedência mínima de 07 (sete) dias em relação à data da sua realização.

§ 3º As reuniões do Conselho de Administração serão instaladas com a presença da maioria dos seus membros em exercício, cabendo a presidência dos trabalhos ao presidente do Conselho de Administração ou, na sua falta, pelo conselheiro escolhido pela maioria dos seus pares.

Art. 26 Fica facultada, se necessária, a participação não presencial dos conselheiros na reunião, por audioconferência ou videoconferência, que possa assegurar a participação efetiva e a autenticidade do seu voto. O conselheiro, nesta hipótese, será considerado presente na reunião, e seu voto será considerado válido para todos os efeitos legais, sendo incorporado à ata da referida reunião.

Art. 27 Quando houver motivo de urgência, formalmente justificado para os membros do Conselho de Administração, o presidente do Conselho de Administração poderá convocar as reuniões extraordinárias a qualquer momento e desde que com antecedência mínima de 48 (quarenta e oito) horas para a sua realização, mediante o envio de correspondência por meio físico ou eletrônico ou por outro meio de comunicação a todos os conselheiros, ficando facultada a participação por audioconferência, videoconferência ou outro meio idôneo de manifestação de vontade do conselheiro ausente, cujo voto será considerado válido para todos os efeitos, sem prejuízo da posterior lavratura e assinatura da respectiva ata.

Art. 28 O Conselho de Administração deliberará por maioria de votos dos presentes na reunião, prevalecendo, em caso de empate, a proposta que contar com o voto do conselheiro que estiver presidindo os trabalhos.

Art. 29 As reuniões do Conselho de Administração serão secretariadas por quem o seu presidente indicar e todas as deliberações constarão de ata lavrada e registrada em livro próprio de acordo com o estabelecido em seu Regimento Interno.

Parágrafo único. Sempre que contiver deliberações destinadas a produzir efeitos perante terceiros, o extrato da ata será arquivado no registro do comércio e publicado na forma da legislação vigente, ressalvada a matéria de cunho sigiloso, a qual constará de documento em separado e não sendo dada publicidade.

Atribuições

Art. 30 Sem prejuízo das competências previstas em lei, compete ao Conselho de Administração:

-
- I** fixar a orientação geral dos negócios da Companhia, incluindo aprovação e acompanhamento do plano de negócio, planejamento estratégico e de investimentos, buscando o desenvolvimento com sustentabilidade;
 - II** eleger, destituir, tomar conhecimento de renúncia e substituir os diretores da Companhia, fixando-lhes as atribuições, fiscalizando sua gestão, bem como:
 - a)** examinar a qualquer tempo os livros e papéis da Companhia, contratos ou quaisquer outros atos;
 - b)** aprovar e fiscalizar o cumprimento das metas e resultados específicos a serem alcançados pelos membros da Diretoria; e
 - c)** avaliar anualmente a execução da estratégia de longo prazo da Companhia;
 - III** manifestar-se sobre o relatório da administração e as contas da Diretoria;
 - IV** convocar a Assembleia Geral quando julgar conveniente ou nas hipóteses previstas nos termos da legislação vigente;
 - V** aprovar e acompanhar planos e programas anuais e plurianuais com o orçamento empresarial de dispêndios e investimento da Companhia e suas Subsidiárias Integrais, com indicação das fontes e aplicações de recursos;
 - VI** autorizar a contratação da auditoria independente, bem como a rescisão do respectivo contrato, por recomendação do Comitê de Auditoria Estatutário, inclusive de outros serviços de seus auditores independentes, recomendada pelo Comitê de Auditoria Estatutário, quando a remuneração global representar mais de 5% (cinco por cento) da remuneração dos serviços de auditoria independente;
 - VII** aprovar o plano anual dos trabalhos de auditoria interna e discutir com a auditoria externa o seu plano trabalho, com o apoio do Comitê de Auditoria Estatutário;
 - VIII** nomear e destituir o titular da Auditoria Interna, após recomendação do Comitê de Auditoria Estatutário;
 - IX** monitorar, periodicamente, com o apoio do Comitê de Auditoria Estatutário, a eficácia dos sistemas de gestão de riscos e de controle interno estabelecidos para a prevenção e mitigação dos principais riscos a que está exposta a Companhia, inclusive os riscos relacionados à integridade das informações contábeis e financeiras e os relacionados à ocorrência de corrupção e fraude;
 - X** aprovar o Código de Conduta e o Programa de Integridade da Copel, monitorando as decisões que envolvem as práticas de governança corporativa e o relacionamento com partes interessadas;
 - XI** analisar, a partir de reporte direto do Diretor responsável por governança, risco e compliance, as situações em que se suspeite do envolvimento do Presidente da Companhia em irregularidades ou quando este se furtar à obrigação de adotar medidas necessárias em relação à situação a ele relatada;
 - XII** estabelecer diretrizes quanto à gestão de pessoas;
 - XIII** realizar avaliação anual, individual e coletiva, do seu desempenho e dos demais membros dos órgãos estatutários;
 - XIV** aprovar as transações entre partes relacionadas, dentro dos critérios e limites de alçada definidos pela Companhia, observada a política específica, com o suporte do Comitê de Auditoria Estatutário;
 - XV** constituir, instalar e dissolver comitês não remunerados de assessoramento ao Conselho de Administração, nomear e destituir seus membros, bem como nomear e destituir os membros dos comitês estatutários de assessoramento ao Conselho de Administração, exceto se disposto em contrário neste Estatuto;
 - XVI** aprovar os regimentos internos do Conselho de Administração, da Diretoria e dos Comitês de Assessoramento, estatutários e não estatutários, bem como eventuais alterações;
-

-
- XVII** aprovar e monitorar as políticas gerais da Companhia e suas respectivas alterações, inclusive os seguintes assuntos:
- a)** gerenciamento de riscos;
 - b)** integridade;
 - c)** transações com partes relacionadas;
 - d)** governança corporativa;
 - e)** sustentabilidade;
 - f)** mudança do clima;
 - g)** participações societárias;
 - h)** gestão de pessoas;
 - i)** saúde e segurança do trabalho;
 - j)** indicação dos membros dos órgãos estatutários e avaliação anual de desempenho;
 - k)** comunicação e porta-vozes;
 - l)** negociação de ações de emissão própria;
 - m)** dividendos;
 - n)** doações e patrocínios;
 - o)** divulgação de informações e fatos relevantes; e
 - p)** relações com investidores.
- XVIII** fixar o limite máximo de endividamento da Companhia, podendo estipular prazo para seu atendimento observados os *covenants* existentes nos contratos já firmados;
- XIX** mediante proposta da Diretoria Executiva, autorizar, quando o valor da operação ultrapassar a 2% (dois por cento) do patrimônio líquido, as provisões contábeis e, previamente, a celebração de quaisquer negócios jurídicos, incluindo aquisição, alienação ou oneração de ativos, cessão em comodato de bens do ativo permanente, constituição de ônus reais e prestação de garantias, assunção de obrigações em geral, renúncia, transação e ainda associação com outras pessoas jurídicas;
- XX** estabelecer os assuntos e valores para sua alçada decisória e da Diretoria, inclusive podendo delegar a aprovação dos negócios jurídicos de sua competência em limite de alçada que definir, respeitada a competência privativa prevista em lei;
- XXI** deliberar sobre a proposta de destinação dos resultados a ser apresentada à Assembleia Geral, observado o disposto na política de dividendos;
- XXII** deliberar sobre a distribuição de dividendos intermediários, de dividendos intercalares e de juros sobre capital próprio com base nas reservas de lucros e do lucro líquido do exercício em curso registrados em demonstrações contábeis intermediárias, semestrais ou trimestrais, desde que observado o disposto na legislação, neste estatuto e na política de dividendos da Companhia;
- XXIII** dentro do limite do capital autorizado: (i) deliberar sobre o aumento do capital social fixando as respectivas condições de subscrição e integralização; (ii) deliberar sobre a emissão de bônus de subscrição; (iii) de acordo com plano aprovado pela Assembleia Geral, outorgar opção de compra de ações a administradores e empregados da Companhia ou de sociedade sob seu controle, ou a pessoas naturais que lhes prestem serviços, sem que os acionistas tenham direito de preferência na outorga ou subscrição destas ações; (iv) aprovar aumento do capital social mediante a capitalização de lucros ou reservas, com ou sem bonificação em ações; e (v) deliberar sobre a emissão de debêntures conversíveis;
- XXIV** autorizar o lançamento e aprovar a subscrição de novas ações, na forma do estabelecido neste Estatuto, fixando todas as condições de emissão;
- XXV** autorizar a emissão de títulos, no mercado interno ou externo, para captação de recursos, na forma de debêntures, notas promissórias, *commercial papers*, *bonds* e outros, inclusive para oferta pública de distribuição, na forma da lei, observado o disposto no inciso XXXIII deste artigo;
-

-
- XXVI** aprovar aportes em investimentos societários que impliquem aumento do patrimônio líquido das participações, podendo, inclusive, delegar esta aprovação de sua competência em limite de alçada que definir;
 - XXVII** deliberar sobre os projetos de investimento e participação em novos negócios, outras sociedades, consórcios, *joint ventures*, Subsidiárias Integrais e outras formas de associação e empreendimentos, bem como pela aprovação de constituição, encerramento ou alteração de quaisquer sociedades, consórcios ou empreendimentos;
 - XXVIII** deliberar sobre assuntos que, em virtude de disposição legal ou por determinação da Assembleia Geral, sejam de sua competência, incluindo aprovar Relatório Integrado ou de Sustentabilidade e indicadores ambientais, sociais e de governança, Formulário de Referência e Formulário 20-F;
 - XXIX** assegurar a observância dos regulamentos vigentes expedidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, pela via de atos normativos, bem como por meio das cláusulas regulamentares constantes no contrato de concessão de que for signatária a Copel Distribuição S.A., assegurando a aplicação integral nas datas-bases dos valores tarifários estabelecidos pelo poder concedente;
 - XXX** aprovar a contratação de seguro de responsabilidade civil em favor dos membros dos órgãos estatutários, empregados prepostos e mandatários da Companhia e a celebração de contratos de indenidade, observando a política de indenidade e as condições gerais dos contratos de indenidade;
 - XXXI** solicitar auditoria interna periódica sobre as atividades da entidade fechada de previdência complementar que administra plano de benefícios da Companhia;
 - XXXII** exercer as funções normativas das atividades da Companhia, podendo avocar para si qualquer assunto que não se compreenda na competência privativa da Assembleia Geral ou da Diretoria e deliberar sobre os casos omissos deste Estatuto;
 - XXXIII** manifestar-se favorável ou contrariamente a respeito de qualquer oferta pública de aquisição de ações que tenha por objeto as ações de emissão da Companhia, por meio de parecer prévio fundamentado, divulgado em até 15 (quinze) dias da publicação do edital da oferta pública de aquisição de ações, que deverá abordar, no mínimo: (i) a conveniência e oportunidade da oferta pública de aquisição de ações quanto ao interesse do conjunto dos acionistas e em relação à liquidez dos valores mobiliários de sua titularidade; (ii) as repercussões da oferta pública de aquisição de ações sobre os interesses da Companhia; (iii) os planos estratégicos divulgados pelo ofertante em relação à Companhia; (iv) outros pontos que o Conselho de Administração considerar pertinentes, bem como as informações exigidas pelas regras aplicáveis estabelecidas pela Comissão de Valores Mobiliários;
 - XXXIV** definir lista tríplice de empresas especializadas em avaliação econômica de empresas para a elaboração de laudo de avaliação das ações da Companhia, nos casos de oferta pública de aquisição das ações para cancelamento de registro de companhia aberta ou para saída do Nível 2 de Governança Corporativa da B3;
 - XXXV** fixar prazos, procedimentos e regras aplicáveis à conversão de ações de emissão da Companhia, em conformidade com este Estatuto e a legislação aplicável;
 - XXXVI** conceder licença ao Presidente da Companhia e ao Presidente do Conselho de Administração; e
 - XXXVII** aprovar a alteração do endereço completo da Companhia, dentro do município sede, conforme definido no artigo 3º.

Art. 31 Compete ao presidente do Conselho de Administração, além das atribuições previstas no Regimento Interno, conceder licença a seus membros, presidir as

reuniões, dirigir os trabalhos, bem como coordenar o processo de avaliação de desempenho, individual e coletiva, de periodicidade anual, dos administradores e dos membros dos Comitês Estatutários, nos termos do presente Estatuto.

SEÇÃO II - DIRETORIA

Art. 32 A Diretoria é o órgão executivo de administração e representação, cabendo-lhe assegurar o funcionamento regular da Companhia, em conformidade com as orientações gerais estabelecidas pelo Conselho de Administração.

Composição, mandato e investidura

Art. 33 A Diretoria Executiva será eleita pelo Conselho de Administração, podendo ser destituída a qualquer tempo por aquele colegiado, e será composta por até 09 (nove) membros sendo um deles o Presidente, e até 08 (oito) Vice-Presidentes, todos residentes no País, com mandato unificado de 02 (dois) anos, permitida reeleição, respeitando-se o mínimo de 3 (três) membros. A Companhia poderá ter, ainda, até 04 (quatro) Diretores, cujas atribuições serão definidas pelo Conselho de Administração, conforme proposta do Presidente da Companhia.

§ 1º As indicações para Diretoria devem observar os requisitos e vedações impostos pela Lei Federal nº 6.404/1976 e pela política e norma interna de indicação de membros de órgãos estatutários.

§ 2º Na indicação do Presidente da Companhia, o Conselho de Administração deverá observar a sua capacidade profissional, notório conhecimento, especialização e perfil profissional necessário às atribuições do cargo.

§ 3º Os membros da Diretoria exercerão seus cargos em regime de tempo integral e de dedicação exclusiva ao serviço da Copel, permitido o exercício concomitante em cargos de administração de subsidiárias, controladas ou demais participações societárias da Companhia. Para atuação em cargos de administração de outras sociedades e/ou associações, será necessária a aprovação pelo Conselho de Administração, exceto para aquelas entidades setoriais já previstas no Regimento Interno das Diretorias.

Art. 34 É condição para investidura em cargo de diretoria da Companhia a assunção de compromisso com metas e resultados específicos a serem alcançados, que deverá ser aprovado pelo Conselho de Administração, a quem incumbe fiscalizar seu cumprimento.

Atribuições

Art. 35 A Diretoria tem poderes para praticar os atos necessários ao funcionamento regular da Companhia e à consecução do objeto social, observadas as disposições legais, estatutárias e constantes do seu Regimento Interno.

Parágrafo único. Sem prejuízo do disposto no artigo 48, compete à Diretoria administrar e gerir os negócios da Companhia de forma sustentável, cabendo-lhe apresentar, até a última reunião ordinária do Conselho de Administração do ano anterior:

- I plano de negócios para o exercício anual seguinte;
- II as bases, diretrizes e estratégias de longo prazo para a elaboração do planejamento estratégico, os planos e programas anuais e plurianuais, contemplando a análise de riscos e oportunidades para um horizonte mínimo definido no Regimento Interno das Diretorias; e

-
- III os orçamentos de custeio e de investimentos da Companhia para o exercício anual seguinte, visando ao alcance das estratégias empresariais.

Art. 36 Compete ao Presidente da Companhia:

- I dirigir e coordenar a Companhia;
- II representar a Companhia, ativa e passivamente, em juízo ou fora dele, podendo constituir para este fim, procurador com poderes especiais, inclusive com poderes para receber citações iniciais e notificações, observado o artigo 40 e seguintes do presente Estatuto;
- III promover o desenvolvimento e propor ao Conselho de Administração a estratégia corporativa da Companhia, bem como zelar pela sua execução;
- IV zelar para o atingimento das metas da Companhia, estabelecidas de acordo com as orientações gerais da Assembleia Geral e do Conselho de Administração;
- V apresentar à Assembleia Geral Ordinária o relatório anual dos negócios da Companhia, ouvido o Conselho de Administração;
- VI dirigir e coordenar os trabalhos da Diretoria;
- VII convocar e presidir as reuniões da Diretoria;
- VIII conceder licença aos demais membros da Diretoria e indicar o substituto nos casos de ausência ou impedimento temporário;
- IX resolver questões de conflito de interesse ou conflito de competência entre as Diretorias;
- X propor ao Conselho de Administração a indicação dos membros da Diretoria Executiva e demais Diretores, observando os requisitos e vedações estabelecidos em política e normas internas, podendo, inclusive, propor ao Conselho de Administração sua destituição a qualquer tempo;
- XI deliberar sobre a adesão e permanência em compromissos voluntários assumidos pela Copel Holding e pelas Subsidiárias Integrais; e
- XII exercer outras atribuições que lhe forem conferidas pelo Conselho de Administração, observada a legislação vigente e nos termos deste estatuto.

Art. 37 São atribuições dos Vice-Presidentes:

- I gerir as atividades objeto da sua área de atuação, estabelecidas no Regimento Interno da Diretoria;
 - II participar das reuniões de Diretoria, contribuindo para a definição e aplicação das políticas a serem seguidas pela Companhia e relatar sobre os assuntos relevantes da sua respectiva área de atuação; e
 - III cumprir e fazer cumprir a orientação geral dos negócios da Companhia, estabelecida pelo Conselho de Administração no que se refere à gestão de sua área específica de atuação.
- § 1º As demais atribuições individuais dos diretores serão detalhadas no Regimento Interno da Diretoria.
- § 2º Além das atribuições estabelecidas neste Estatuto, compete aos Vice-Presidentes e diretores assistir e auxiliar o Presidente da Companhia na administração dos negócios da Companhia, bem como assegurar a cooperação e o apoio aos demais diretores no âmbito de suas respectivas competências, visando à consecução dos objetivos e interesses da Companhia.
- § 3º Os Vice-Presidentes e diretores exercerão seus cargos na Companhia, sendo permitido o exercício concomitante e não remunerado em cargos de administração das Subsidiárias Integrais.

Art. 38 A Diretoria responsável por governança, risco e compliance tem a atribuição de verificar o cumprimento de obrigações e gestão de riscos, com atribuições relativas ao gerenciamento de riscos corporativos e de controles internos, compliance,

integridade, código de conduta e programa de integridade, dentre outras definidas no Regimento Interno da Diretoria.

§ 1º O Diretor responsável por governança, risco e compliance poderá reportar-se diretamente ao Conselho de Administração em situações em que se suspeite do envolvimento do Presidente da Companhia em irregularidades ou quando este se furtar à obrigação de adotar medidas necessárias em relação à situação a ele relatada.

§ 2º Para o exercício de suas atribuições, a Diretoria terá assegurada a sua atuação independente e o acesso a todas as informações e documentos necessários.

Art. 39 O Vice-Presidente responsável por finanças e relações com investidores tem a atribuição de prestar informações ao público investidor, à Comissão de Valores Mobiliários do Brasil, à *Securities and Exchange Commission* dos Estados Unidos da América e às Bolsas de Valores em que a Companhia estiver listada e por manter atualizado o registro de companhia aberta, cumprindo toda a legislação e regulamentação aplicável.

Representação da Companhia

Art. 40 A Companhia obriga-se perante terceiros:

- I pela assinatura de 02 (dois) membros da Diretoria, sendo 01 (um) necessariamente o Presidente da Companhia ou o Vice-Presidente responsável pela área financeira, e o outro, o membro da Diretoria, com atribuições da área específica a que o assunto se referir;
- II pela assinatura de 01 (um) Vice-Presidente e 01 (um) procurador, conforme os poderes constantes do respectivo instrumento de mandato;
- III pela assinatura de 02 (dois) procuradores, conforme os poderes constantes do respectivo instrumento de mandato;
- IV pela assinatura de 01 (um) procurador, conforme os poderes constantes do respectivo instrumento de mandato, nesse caso exclusivamente para a prática de atos específicos.

Parágrafo único. O Vice-Presidente responsável por finanças e relações com investidores pode, individualmente, representar a Companhia perante a Comissão de Valores Mobiliários, a *Securities and Exchange Commission* dos Estados Unidos da América, a B3, a instituição financeira prestadora dos serviços de escrituração de ações da Companhia e entidades administradoras de mercados organizados nos quais os valores mobiliários da Companhia estejam admitidos à negociação.

Art. 41 Os membros da Diretoria poderão constituir mandatários da Companhia, devendo ser especificados no instrumento os atos ou operações que poderão praticar e a duração do mandato, sendo que, apenas as procurações para o foro em geral terão prazo indeterminado.

§ 1º As procurações outorgadas pela Companhia devem ser assinadas por 02 (dois) diretores conjuntamente, especificando os poderes outorgados e com prazo de vigência de, no máximo, 01 (um) ano.

§ 2º Os instrumentos de mandato especificarão expressamente os poderes especiais, os atos ou as operações outorgadas, dentro dos limites dos poderes dos membros da Diretoria que os outorgam, bem como a duração do mandato por prazo determinado de validade, vedado o substabelecimento, salvo na hipótese de procuração para fins de representação judicial da Companhia, que poderá ser por prazo indeterminado e com possibilidade de substabelecimento nas condições delimitadas no referido instrumento.

Art. 42 Poderá qualquer dos membros da Diretoria representar individualmente a Companhia, quando o ato a ser praticado impuser representação singular e nos casos em que o uso da assinatura eletrônica impossibilite que duas ou mais pessoas assinem o mesmo documento, mediante autorização da Diretoria Reunida.

Vacância e substituição

Art. 43 Nas vacâncias, ausências ou impedimentos temporários de qualquer diretor, o Presidente da Companhia designará outro membro da Diretoria para acumular as funções.

§ 1º Nas suas ausências e impedimentos temporários, o Presidente da Companhia será substituído pelo Vice-Presidente por ele indicado e, se não houver indicação, os demais Vice-Presidentes elegerão, no ato, seu substituto.

§ 2º Os membros da Diretoria não poderão se afastar do cargo por mais de 30 (trinta) dias consecutivos, salvo em caso de licença médica ou nas hipóteses autorizadas pelo Conselho de Administração.

§ 3º Os membros da Diretoria poderão solicitar ao Conselho de Administração afastamento com licença não remunerada, desde que por prazo não superior a 03 (três) meses, a qual deverá ser registrada em ata.

Art. 44 Em caso de falecimento, renúncia ou impedimento definitivo de qualquer membro da Diretoria, o Presidente da Companhia indicará o substituto ao Conselho de Administração, dentro de 30 (trinta) dias da ocorrência da vaga, ao qual caberá eleger o membro indicado, que completará o mandato do substituído.

Parágrafo único. Até que se realize a eleição, poderá a Diretoria designar 01 (um) substituto provisório. A eleição, contudo, poderá ser dispensada, se a vaga ocorrer no ano em que deva terminar o mandato da Diretoria então em exercício.

SEÇÃO III - DIRETORIA REUNIDA (REDIR)

Funcionamento

Art. 45 A Diretoria Executiva, composta pelo Presidente e Vice-Presidentes, se reunirá quinzenalmente de forma ordinária e extraordinariamente sempre que necessário, por convocação do Presidente da Companhia ou de outros 02 (dois) Vice-Presidentes quaisquer.

§ 1º As reuniões da Diretoria serão instaladas pela presença da maioria dos membros em exercício, considerando-se entre Presidente e Vice-Presidentes, sendo aprovada a matéria que obtiver a concordância da maioria simples dos presentes; no caso de empate, prevalecerá a proposta que contar com o voto do Presidente da Companhia.

§ 2º A cada membro da Diretoria Executiva presente, exclusivamente para o Presidente e Vice-Presidentes, conferir-se-á o direito a 01 (um) único voto, mesmo na hipótese de eventual acumulação de funções de Presidente ou Vice-Presidentes. Não será admitido o voto por representação.

§ 3º As deliberações da Diretoria Executiva constarão de ata lavrada em livro próprio e assinada por todos os presentes.

§ 4º As atribuições de Diretores, caso eleitos pelo Conselho de Administração, serão definidas em Regimento Interno das Diretorias, e tal função não confere direito à voto.

Art. 46 Fica facultada, se necessária, a participação não presencial dos membros da Diretoria Executiva, nas reuniões ordinárias e extraordinárias, por audioconferência ou videoconferência, que possa assegurar a participação efetiva e a autenticidade

do seu voto. Nesta hipótese, o membro da diretoria que participar remotamente será considerado presente na reunião, e seu voto válido para todos os efeitos legais e incorporado à ata da referida reunião.

Art. 47 As reuniões da Diretoria Executiva serão secretariadas por quem o seu presidente indicar e todas as deliberações constarão de ata lavrada e registrada em livro próprio.

Atribuições

Art. 48 Sem prejuízo das atribuições definidas em lei e no Regimento Interno da Diretoria, compete à Diretoria Reunida:

- I deliberar sobre os negócios da Companhia de forma sustentável, considerando o seu objeto social, os fatores econômicos, sociais, ambientais, de mudança do clima e de governança corporativa, bem como os riscos e oportunidades;
- II cumprir e fazer cumprir a legislação aplicável, o Estatuto Social, as políticas e normas internas da Companhia e as deliberações da Assembleia Geral e do Conselho de Administração;
- III instruir e submeter à aprovação do Conselho de Administração, manifestando-se previamente sobre:
 - a) os planos e programas anuais e plurianuais, alinhando os dispêndios de investimentos, aos respectivos projetos, contemplando a análise de riscos e oportunidades para um horizonte mínimo, definido no Regimento Interno das Diretorias;
 - b) o orçamento da Companhia, com a indicação das fontes e aplicações dos recursos bem como suas alterações;
 - c) os projetos de investimento, participações em novos negócios, outras sociedades, consórcios, *joint ventures*, Subsidiárias Integrais e outras formas de associação e empreendimentos, bem como pela aprovação de constituição, encerramento ou alteração de quaisquer sociedades, empreendimentos ou consórcios;
 - d) o resultado de desempenho das atividades da Companhia;
 - e) os relatórios trimestrais da Companhia, acompanhados das demonstrações financeiras;
 - f) o Relatório da Administração acompanhado das demonstrações financeiras e respectivas notas, com o parecer dos auditores independentes e a proposta de destinação do resultado do exercício;
 - g) o Relato Integrado ou o Relatório de Sustentabilidade da Companhia e demais relatórios corporativos a serem subscritos pelo Conselho de Administração;
 - h) o Regimento Interno da Diretoria, regulamentos e políticas gerais da Companhia.
 - i) as revisões do Código de Conduta e o Programa de Integridade da Companhia, em conformidade com a legislação aplicável;
 - j) as transações entre partes relacionadas, dentro dos critérios e limites definidos pela Companhia.
- IV aprovar:
 - a) os critérios de avaliação técnico-econômica para os projetos de investimentos, com os respectivos planos de delegação de responsabilidade para sua implantação e execução;
 - b) o plano de contas contábil;
 - c) o plano anual de seguros da Companhia;
 - d) residualmente, dentro dos limites estatutários e regimentais, tudo o que se relacionar com atividades da Companhia e que não seja de competência privativa do Presidente da Companhia, do Conselho de Administração ou da Assembleia Geral;

- e) indicação dos representantes da Companhia nos órgãos estatutários das sociedades em que esta ou suas Subsidiárias Integrais tenham ou venham a ter participação direta ou indireta;
 - f) a participação corporativa em associações de classe e entidades não governamentais;
 - g) proposta relacionada à política de pessoal; e
 - h) o regulamento interno de aquisições e contratos.
- V** autorizar, observados os limites e as diretrizes fixadas pela lei e pelo Conselho de Administração e os limites de alçada estabelecidos em normativa interna e no Regimento Interno da Diretoria:
- a) atos de renúncia ou transação judicial ou extrajudicial, para pôr fim a litígios ou pendências, podendo fixar limites de valor para a delegação da prática desses atos pelo Presidente da Companhia ou qualquer outro diretor; e
 - b) celebração de quaisquer negócios jurídicos quando o valor da operação não ultrapassar 2% (dois por cento) do patrimônio líquido, sem prejuízo da competência atribuída pelo Estatuto ao Conselho de Administração, incluindo aquisição, alienação ou oneração de ativos, obtenção de empréstimos e financiamentos, assunção de obrigações em geral e, ainda, associação com outras pessoas jurídicas.
- Parágrafo único.** Quando o valor acumulado da aquisição, alienação ou oneração de ativos, obtenção de empréstimos e financiamentos, assunção de obrigações em geral e, ainda, associação com outras pessoas jurídicas atingir 5% (cinco por cento) do Patrimônio Líquido da Companhia, no decorrer do exercício fiscal, encaminhar relatório para deliberação pelo Conselho de Administração.
- VI** estabelecer as premissas e aprovar a constituição das estruturas organizacionais da Companhia e de suas Subsidiárias Integrais;
 - VII** negociar e firmar instrumentos de gestão entre a Companhia, suas Subsidiárias Integrais e Sociedades de Propósito Específico Integrais;
 - VIII** estabelecer e monitorar práticas de governança, controles internos, diretrizes e políticas para suas Subsidiárias Integrais, nas sociedades direta ou indiretamente controladas e, no caso das participações minoritárias diretas ou indiretas, proporcionais à relevância, à materialidade e aos riscos do negócio do qual são partícipes;
 - IX** autorizar abertura, instalação, transferência e extinção de filiais, dependências, escritórios, representações ou quaisquer outros estabelecimentos;
 - X** indicar, caso decida, a Subsidiária Integral responsável pela execução das atividades relativas à gestão das sociedades nas quais a Companhia e suas Subsidiárias Integrais detêm participação acionária, observado o dever daquelas de fiscalização com base em práticas de governança e controle proporcionais à relevância, à materialidade e aos riscos do negócio do qual são partícipes; e
 - XI** orientar o voto a ser proferido pela Companhia nas Assembleias Gerais das Subsidiárias Integrais e demais sociedades e associações em que a Companhia possua participação direta.

Parágrafo único. A Diretoria poderá designar mandatários ou conferir poderes aos demais níveis gerenciais da Companhia e da estrutura compartilhada da qual participa, por meio de norma interna ou por instrumento hábil, inclusive em conjunto com as Subsidiárias Integrais, dentro dos limites e competência individuais atribuídos aos diretores, tais como a assinatura de contratos, convênios, termos de cooperação, além de outros instrumentos que gerem obrigação para a Companhia ou suas Subsidiárias Integrais, exceto os atos indelegáveis por lei desde que previamente aprovados dentro dos limites ora estabelecidos.

Art. 49 O Regimento Interno da Diretoria detalhará as atribuições individuais de cada diretor, assim como poderá condicionar a prática de determinados atos

compreendidos nas áreas de competência específica à prévia autorização da Diretoria Reunida.

CAPÍTULO V - COMITÊS ESTATUTÁRIOS

Art. 50 A Companhia contará com o Comitê de Auditoria Estatutário, o Comitê de Investimentos e Inovação, Comitê de Gente e o Comitê de Desenvolvimento Sustentável.

§ 1º Os comitês estatutários serão remunerados, sendo necessária, para sua criação, a reforma do Estatuto Social pela Assembleia Geral.

§ 2º O Conselho de Administração poderá criar comitês adicionais para o assessoramento da Administração da Companhia, com objetivos restritos e específicos e com prazo de duração, designando os seus respectivos membros.

§ 3º O funcionamento, a remuneração dos integrantes e as atribuições dos comitês previstos neste artigo serão disciplinados pelo Conselho de Administração, por meio de seus respectivos Regimentos Internos, respeitado o disposto neste Estatuto Social.

SEÇÃO I - COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO (CAE)

Art. 51 O Comitê de Auditoria Estatutário é órgão independente, de caráter consultivo e permanente, de assessoramento ao Conselho de Administração.

Art. 52 O Comitê de Auditoria Estatutário será único para a Companhia e suas Subsidiárias Integrais, exercendo suas atribuições e responsabilidades junto às sociedades controladas direta ou indiretamente pela Companhia, mediante deliberação do Conselho de Administração.

Art. 53 As atribuições, o funcionamento, os procedimentos e a forma de composição deverão observar a legislação e regulamentação vigente e serão detalhadas por regimento interno específico, o qual será aprovado pelo Conselho de Administração.

§ 1º O Coordenador do Comitê de Auditoria Estatutário será eleito pelo Conselho de Administração, dentre seus membros independentes, ao qual caberá dar cumprimento às deliberações do órgão, com registro no livro próprio de atas.

§ 2º O Comitê de Auditoria Estatutário será composto por 03 (três) a 05 (cinco) membros, conforme definido pelo Conselho de Administração, escolhidos, eleitos e destituíveis por tal órgão, todos com prazo de mandato unificado de 02 (dois) anos, permitidas reeleições, 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.

§ 3º O Comitê de Auditoria Estatutário se reunirá: ordinariamente, uma vez por mês e extraordinariamente, sempre que necessário, decidindo por maioria de votos, com registro em ata, de acordo com seu Regimento Interno.

§ 4º A Auditoria Interna será vinculada funcionalmente ao Conselho de Administração por intermédio do Comitê de Auditoria Estatutário.

Art. 54 É conferido ao Comitê de Auditoria Estatutário autonomia operacional e dotação orçamentária, anual ou por projeto, dentro de limites aprovados pelo Conselho de Administração, para conduzir ou determinar a realização de consultas, avaliações e investigações dentro do escopo de suas atividades, inclusive com a contratação e utilização de especialistas externos independentes.

SEÇÃO II - COMITÊ DE INVESTIMENTOS E INOVAÇÃO (CII)

Art. 55 O Comitê de Investimentos e Inovação é órgão independente, de caráter consultivo e permanente, de assessoramento ao Conselho de Administração.

Art. 56 O Comitê de Investimentos e Inovação será único para a Companhia e suas Subsidiárias Integrais, podendo exercer suas atribuições e responsabilidades junto às sociedades controladas direta ou indiretamente pela Companhia, mediante deliberação do Conselho de Administração.

Art. 57 As atribuições, o funcionamento, os procedimentos e a forma de composição deverão observar a legislação vigente e serão detalhadas por regimento interno específico, o qual será aprovado pelo Conselho de Administração.

§ 1º O Coordenador do Comitê de Investimentos e Inovação, será eleito pelo Conselho de Administração, dentre os seus membros, ao qual caberá dar cumprimento às deliberações do órgão, com registro no livro próprio de atas.

§ 2º O Comitê de Investimentos e Inovação será composto por 03 (três) membros do Conselho de Administração, eleitos e destituídos por aquele colegiado, todos com prazo de mandato unificado de 02 (dois) anos, permitidas reeleições.

§ 3º O Presidente da Companhia integrará o Comitê de Investimentos e Inovação, sem direito à voto; e

§ 4º O Comitê de Investimentos e Inovação se reunirá periodicamente, decidindo por maioria de votos, com registro em ata, inclusive das dissidências e dos protestos, conforme previsto em seu Regimento Interno.

Art. 58 É conferido ao Comitê de Investimentos e Inovação autonomia operacional e dotação orçamentária, anual ou por projeto, dentro de limites aprovados pelo Conselho de Administração, para conduzir, dentro do seu escopo, suas atividades, inclusive com contratação e utilização de especialistas externos independentes.

SEÇÃO III - COMITÊ DE DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL (CDS)

Art. 59 O Comitê de Desenvolvimento Sustentável é órgão independente, de caráter consultivo e permanente, de assessoramento ao Conselho de Administração.

Art. 60 O Comitê de Desenvolvimento Sustentável será único para a Companhia e suas Subsidiárias Integrais, podendo exercer suas atribuições e responsabilidades junto às sociedades controladas direta ou indiretamente pela Companhia, mediante deliberação do Conselho de Administração.

Art. 61 As atribuições, o funcionamento, os procedimentos e a forma de composição deverão observar a legislação vigente e serão detalhadas por regimento interno específico, o qual será aprovado pelo Conselho de Administração.

§ 1º O Coordenador do Comitê de Desenvolvimento Sustentável, será eleito pelo Conselho de Administração, ao qual caberá dar cumprimento às deliberações do órgão.

§ 2º O Comitê de Desenvolvimento Sustentável será composto de 03 (três) membros, eleitos e destituídos pelo Conselho de Administração, todos com prazo de mandato unificado de 02 (dois) anos, permitida reeleição, observados os seguintes parâmetros:

I até 03 (três) membros do Conselho de Administração; e

II até 01 (um) membro externo com experiência profissional reconhecida em assuntos de responsabilidade do Comitê.

§ 3º O Presidente da Companhia integrará o Comitê de Desenvolvimento Sustentável sem direito à voto; e

§ 4º O Comitê de Desenvolvimento Sustentável se reunirá periodicamente, decidindo por maioria de votos, com registro em ata, inclusive das dissidências e dos protestos, conforme previsto em seu Regimento Interno.

Art. 62 É conferido ao Comitê de Desenvolvimento Sustentável autonomia operacional e dotação orçamentária, anual ou por projeto, dentro de limites aprovados pelo Conselho de Administração, para conduzir, dentro do seu escopo, suas atividades, inclusive com a contratação e utilização de especialistas externos independentes.

SEÇÃO IV - COMITÊ DE GENTE (CDG)

Art. 63 O Comitê de Gente é órgão independente, de caráter consultivo e permanente, de assessoramento ao Conselho de Administração.

Art. 64 O Comitê de Gente será único para a Companhia e suas Subsidiárias Integrais, podendo exercer suas atribuições e responsabilidades junto às sociedades controladas direta ou indiretamente pela Companhia, mediante deliberação do Conselho de Administração.

Art. 65 As atribuições, o funcionamento, os procedimentos e a forma de composição deverão observar a legislação vigente e serão detalhadas por regimento interno específico, o qual será aprovado pelo Conselho de Administração.

§ 1º O Comitê de Gente auxiliará o Conselho de Administração na elaboração e no acompanhamento do plano de sucessão, na avaliação e na estratégia de remuneração dos administradores, membros de comitês de assessoramento e conselheiros fiscais, e nas propostas e demais assuntos relativos à política de pessoal.

§ 2º O Comitê de Gente acompanhará o processo de elegibilidade dos administradores, conselheiros fiscais e membros de Comitês Estatutários em conformidade com as disposições legais e estatutárias e considerando ainda as regras fixadas em normativos internos.

§ 3º O Coordenador do Comitê de Gente, será eleito pelo Conselho de Administração, dentre os seus membros, ao qual caberá dar cumprimento às deliberações do órgão.

§ 4º O Comitê de Gente será composto de 03 (três) membros, eleitos e destituídos pelo Conselho de Administração, todos com prazo de mandato unificado de 02 (dois) anos, permitida reeleição, observados os seguintes parâmetros:

I até 03 (três) membros do Conselho de Administração; e

II até 01 (um) membro externo com experiência profissional reconhecida em assuntos de responsabilidade do Comitê.

§ 5º O Presidente da Companhia integrará o Comitê de Gente sem direito à voto; e

§ 6º O Comitê de Gente se reunirá periodicamente, decidindo por maioria de votos, com registro em ata, inclusive das dissidências e dos protestos, conforme previsto em seu Regimento Interno.

Art. 66 É conferido ao Comitê de Gente autonomia operacional e dotação orçamentária, anual ou por projeto, dentro de limites aprovados pelo Conselho de Administração, para conduzir, dentro do seu escopo, suas atividades, inclusive com a contratação e utilização de especialistas externos independentes.

CAPÍTULO VI - CONSELHO FISCAL (CF)

Art. 67 A Companhia contará com um Conselho Fiscal de funcionamento não permanente de fiscalização, de atuação colegiada e individual, com as competências e atribuições previstas na Lei Federal nº 6.404/1976 e demais disposições legais aplicáveis.

Art. 68 O Conselho Fiscal, se instalado, se reunirá conforme definido em seu Regimento Interno, lavrando-se ata em livro próprio.

Composição e funcionamento

Art. 69 O Conselho Fiscal, de funcionamento não permanente, se instalado, será composto por 03 (três) membros titulares e igual número de suplentes, eleitos em Assembleia Geral, nos termos da Lei nº 6.404/1976, com mandato unificado de 01 (um) ano, a contar da data de sua eleição, permitida reeleição.

§ 1º O presidente do Conselho Fiscal, se instalado, será eleito por seus pares, na primeira reunião após a eleição de seus membros, cabendo ao presidente dar cumprimento às deliberações do órgão.

§ 2º Podem ser membros do Conselho Fiscal, se instalado, pessoas naturais, residentes no País, com formação acadêmica compatível com o exercício da função.

Art. 70 Caso seja instalado o Conselho Fiscal, suas atribuições, o funcionamento e os procedimentos deverão observar a legislação vigente e serão detalhados por regimento interno específico, o qual será aprovado pelo próprio órgão.

§ 1º A função de membro do Conselho Fiscal é indelegável.

§ 2º Os membros do Conselho Fiscal têm os mesmos deveres dos administradores de que tratam os artigos 153 a 156 da Lei Federal nº 6.404/1976 e respondem pelos danos resultantes de omissão no cumprimento de seus deveres e de atos praticados com culpa ou dolo, ou com violação da lei ou do estatuto

Vacância e substituições

Art. 71 Caso seja instalado o Conselho Fiscal, na hipótese de vacância, renúncia ou destituição do membro efetivo, este será substituído pelo seu respectivo suplente, até que haja eleição do novo conselheiro para complementação do mandato.

Representação e pareceres

Art. 72 Caso seja instalado o Conselho Fiscal, o presidente do Conselho Fiscal, ou ao menos um dos membros deverá comparecer às reuniões da Assembleia Geral e responder aos pedidos de informações formulados pelos acionistas.

Parágrafo único. Os pareceres e representações do Conselho Fiscal, se instalado, ou de qualquer um de seus membros, poderão ser apresentados e lidos na Assembleia Geral, independentemente de publicação e ainda que a matéria não conste da ordem do dia.

CAPÍTULO VII - REGRAS COMUNS AOS ÓRGÃOS ESTATUTÁRIOS

Posse, impedimentos e vedações

Art. 73 Para investidura no cargo, os membros dos órgãos estatutários deverão observar as condições mínimas impostas pela Lei Federal nº 6.404/1976, bem como deverão cumprir os procedimentos estabelecidos na Política de Indicação.

Parágrafo Único - Em razão de incompatibilidade, é vedada a investidura para o Conselho de Administração, comitês de assessoramento, Diretoria Executiva e Conselho Fiscal da Copel, se instalado, e suas Subsidiárias Integrais:

- I de representante do órgão regulador ao qual a Companhia está sujeita, de Ministro de Estado, de Secretário de Estado, de Secretário Municipal, de titular de cargo, sem vínculo permanente com o serviço público, de natureza especial ou de direção e assessoramento superior na administração pública, de dirigente estatutário de partido político e de titular de mandato no Poder Legislativo de qualquer ente da federação, ainda que licenciados do cargo; e
- II de pessoa que atuou, nos últimos 36 (trinta e seis) meses, como participante de estrutura decisória de partido político ou em cargo de organização sindical.

Art. 74 Os membros dos órgãos estatutários serão investidos em seus cargos mediante assinatura de termo de posse, lavrado no respectivo livro de atas.

§ 1º O termo de posse deverá ser assinado nos 30 (trinta) dias seguintes à eleição ou nomeação, sob pena de sua ineficácia, salvo justificativa aceita pelo órgão para o qual o membro tiver sido eleito, e deverá conter a indicação de pelo menos 01 (um) domicílio para recebimento de citações e intimações de processos administrativos e judiciais, relativos a atos de sua gestão, sendo permitida a alteração do domicílio indicado somente mediante comunicação escrita à Companhia.

§ 2º A investidura ficará condicionada à apresentação de declaração de bens e valores, na forma prevista na legislação vigente, que deverá ser atualizada anualmente e ao término do mandato.

Art. 75 A posse dos membros do Conselho de Administração e da Diretoria estará condicionada à prévia subscrição do Termo de Anuência dos Administradores, e a posse dos membros do Conselho Fiscal, se instalado, estará condicionada à prévia subscrição do Termo de Anuência dos Membros do Conselho Fiscal, nos termos do Regulamento do Nível 2 da B3, bem como ao atendimento dos requisitos legais aplicáveis.

Art. 76 Os administradores da Companhia, os membros do Conselho Fiscal, se instalado, e dos Comitês Estatutários deverão aderir à política de negociações de ativos de emissão própria, e à política de divulgação de informações e fatos relevantes, em atendimento à normativa da Comissão de Valores Mobiliários, mediante assinatura do termo respectivo.

- Art. 77** O acionista e os membros da Diretoria, dos Conselhos de Administração e Fiscal e comitês estatutários que, por qualquer motivo, tiverem interesse particular direto, indireto ou conflitante com o da Companhia em determinada deliberação, deverão se abster de participar da discussão e votação desse item, ainda que como representantes de terceiros, fazendo-se constar em ata a razão da abstenção, indicando a natureza e a extensão do seu interesse.
- Art. 78** Os membros dos órgãos estatutários serão desligados mediante renúncia voluntária ou destituição a qualquer tempo, nos termos da legislação aplicável e deste Estatuto.
- Art. 79** Salvo na hipótese de renúncia ou destituição, considera-se automaticamente prorrogado o mandato dos membros dos órgãos estatutários, até a investidura dos novos membros.
- Art. 80** Além dos casos previstos em lei, dar-se-á vacância do cargo quando:
- I** o membro do Conselho de Administração ou Fiscal ou dos Comitês Estatutários deixar de comparecer a 02 (duas) reuniões consecutivas ou 03 (três) intercaladas, nas últimas 12 (doze) reuniões, sem justificativa; e
 - II** o membro da Diretoria se afastar do exercício do cargo por mais de 30 (trinta) dias consecutivos, salvo em caso de licença ou nas hipóteses autorizados pelo Conselho de Administração.
- Art. 81** Anualmente será realizada avaliação de desempenho, individual e coletiva, dos membros do Conselho de Administração, dos Comitês Estatutários, da Diretoria e do Conselho Fiscal da Companhia, se instalado, e de suas Subsidiárias Integrais, podendo contar com instituição independente, conforme procedimento previamente definido e em conformidade com a Política de Avaliação.
- Art. 82** Os órgãos estatutários se reúnem validamente com a presença da maioria de seus membros e deliberam por voto da maioria dos presentes, com registro no livro próprio de atas, podendo estas serem lavradas de forma sumária.
- § 1º** Em caso de decisão que não seja unânime, justificativa para o voto divergente poderá ser registrada, observando que se exime de responsabilidade o membro dissidente que faça consignar sua divergência em ata de reunião ou, não sendo possível, dê ciência imediata e por escrito de sua posição.
- § 2º** Nas deliberações colegiadas do Conselho de Administração e da Diretoria, o membro que estiver presidindo a reunião terá o voto de desempate, além do voto pessoal.
- Art. 83** Os membros de um órgão estatutário, quando convidados, poderão comparecer às reuniões dos outros órgãos, sem direito a voto.
- Art. 84** As reuniões dos órgãos estatutários podem ser presenciais, por audioconferência ou videoconferência, nos termos deste Estatuto e do respectivo Regimento Interno.

Remuneração

- Art. 85** A remuneração dos membros dos Órgãos Estatutários será fixada anualmente pela Assembleia Geral e não haverá acumulação de proventos ou quaisquer vantagens em razão das substituições que ocorram em virtude de vacância, ausências ou impedimentos temporários, nos termos do presente Estatuto.
- § 1º** A remuneração dos membros do Conselho Fiscal, se instalado, fixada pela Assembleia Geral que os elegeu, observará o mínimo estabelecido legalmente, além do reembolso obrigatório das despesas de locomoção e estada necessárias ao desempenho da função.
- § 2º** O Presidente da Companhia, na condição de membro do Conselho de Administração, não será remunerado.

CAPÍTULO VIII - EXERCÍCIO SOCIAL, DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS, LUCROS, RESERVAS E DISTRIBUIÇÃO DE RESULTADOS

Art. 86 O exercício social coincide com o ano civil e ao término de cada exercício social serão elaboradas as demonstrações financeiras observando as regras contidas na Lei Federal nº 6.404/1976, e nas normas da Comissão de Valores Mobiliários, inclusive quanto à obrigatoriedade de auditoria independente por auditor registrado nesse órgão.

§ 1º A Companhia deverá elaborar demonstrações financeiras trimestrais e divulgá-las em *website*.

§ 2º Ao fim de cada exercício social, a Diretoria fará elaborar as demonstrações financeiras previstas em lei, observando-se, quanto aos resultados, as seguintes regras:

- I do resultado do exercício serão deduzidos, antes de qualquer participação, os prejuízos acumulados e a provisão para o imposto de renda;
- II do lucro do exercício, 5% (cinco por cento) serão aplicados na constituição de reserva legal, que não excederá 20% (vinte por cento) do capital social;
- III a Companhia poderá registrar como reserva os juros sobre investimentos, realizados mediante a utilização de capital próprio, nas obras em andamento; e
- IV outras reservas poderão ser constituídas pela Companhia, na forma e limites legais.

Art. 87 Os acionistas terão direito, em cada exercício, a receber dividendos e/ou juros sobre o capital próprio, que não poderão ser inferiores a 25% (vinte e cinco por cento) do lucro líquido ajustado de acordo com a Lei Federal nº 6.404/1976.

§ 1º Com base nos lucros retidos, nas reservas de lucros e no lucro líquido do exercício em curso, registrados em demonstrações contábeis intermediárias semestrais ou trimestrais, o Conselho de Administração, poderá deliberar a distribuição de dividendos intermediários, dividendos intercalares ou pagamento de juros sobre o capital próprio, desde que em conformidade com a política de dividendos e sem prejuízo da posterior ratificação da Assembleia Geral.

§ 2º Os dividendos intermediários, intercalares e os juros sobre capital próprio distribuídos nos termos do §1º, serão imputados ao dividendo obrigatório referente ao exercício social em que forem declarados, observada a legislação aplicável.

§ 3º O dividendo não será obrigatório no exercício social em que o Conselho de Administração informar à Assembleia Geral Ordinária, com parecer do Conselho Fiscal, se instalado, ser ele incompatível com a situação financeira da Companhia.

§ 4º Os lucros que deixarem de ser distribuídos nos termos do §3º serão registrados como reserva especial e, se não absorvidos por prejuízos em exercícios subsequentes, deverão ser distribuídos tão logo o permita a situação financeira da Companhia.

§ 5º Quando da distribuição de juros sobre capital próprio, o percentual previsto no *caput* será considerado atingido em relação ao montante distribuído líquido de tributos, nos termos da legislação aplicável.

Art. 88 Respeitados os limites e dispositivos estabelecidos na Lei Federal nº 6.404/1976, nos exercícios em que for pago o dividendo obrigatório, a Assembleia Geral fixará, anualmente, os limites de participação da Diretoria nos lucros da Companhia.

CAPÍTULO IX - DISSOLUÇÃO E LIQUIDAÇÃO

Art. 89 A Companhia dissolver-se-á e entrará em liquidação nos casos previstos em lei, cabendo à Assembleia Geral estabelecer o modo de liquidação e eleger o liquidante, ou liquidantes, e o Conselho Fiscal, se instalado, caso seu funcionamento seja solicitado por acionistas que perfaçam o quórum estabelecido em lei ou na regulamentação expedida pela Comissão de Valores Mobiliários, obedecidas as formalidades legais, fixando-lhes os poderes e a remuneração.

CAPÍTULO X - MECANISMOS DE DEFESA

Art. 90 Os membros da Diretoria, do Conselho de Administração, do Conselho Fiscal, se instalado, e dos comitês estatutários respondem pelos prejuízos ou danos causados no exercício de suas atribuições, nas hipóteses previstas em lei.

Art. 91 A Companhia assegurará, nos casos em que não houver incompatibilidade com seus próprios interesses, a defesa jurídica em processos judiciais e administrativos propostos por terceiros contra integrantes e ex-integrantes dos Órgãos Estatutários, durante ou após os respectivos mandatos, por atos praticados no exercício do cargo ou de suas funções.

§ 1º A mesma proteção definida no *caput* será estendida aos empregados prepostos e mandatários da Companhia que venham a figurar no polo passivo de processo judicial e/ou administrativo, exclusivamente em decorrência de atos que tenham praticado em cumprimento de mandato outorgado pela Companhia ou no exercício de competência delegada pelos administradores.

§ 2º A defesa jurídica será assegurada por meio da área jurídica interna ou da contratação de seguro ou, na impossibilidade de fazê-lo, por escritório de advocacia contratado, a critério da Companhia.

§ 3º Se após solicitação formal do interessado à Companhia, não for assegurada a defesa, nos termos do §2º, o agente poderá contratar, por sua conta, advogado de sua confiança, fazendo jus ao reembolso dos respectivos custos e honorários advocatícios fixados em montante razoável, proposto dentro dos parâmetros e condições atuais praticados pelo mercado para a defesa do caso específico, aprovados pelo Conselho de Administração, se for, ao final, absolvido ou exonerado de responsabilidade.

§ 4º O Conselho de Administração poderá deliberar pelo adiantamento dos honorários do advogado contratado na hipótese do §3º.

Art. 92 A Companhia poderá celebrar contratos de indenidade, observadas a legislação aplicável e as diretrizes definidas na Política de Indenidade.

§ 1º Os contratos previstos no *caput* deste artigo não indenizarão atos praticados:

- I fora do exercício das atribuições ou poderes de seus signatários;
- II com má-fé, dolo, culpa grave ou mediante fraude;
- III em interesse próprio ou de terceiros, em detrimento do interesse social da companhia; e
- IV demais casos previstos na política e no respectivo contrato de indenidade.

§ 2º A cobertura do contrato de indenidade se aplica caso não exista cobertura de seguro de responsabilidade civil, previsto no artigo 95 do presente Estatuto.

- Art. 93** A Companhia assegurará o acesso em tempo hábil a toda a documentação necessária à defesa jurídica. Adicionalmente, arcará com os custos processuais, emolumentos de qualquer natureza, despesas administrativas e depósitos para garantia de instância quando a defesa for realizada pelo jurídico interno.
- Art. 94** Se a pessoa beneficiária da defesa jurídica, dentre as mencionadas no artigo 91 do presente Estatuto, for condenada ou responsabilizada, com sentença transitada em julgado, com fundamento em violação de lei ou do Estatuto, ou decorrente de ato culposo ou doloso, ficará obrigada a ressarcir a Companhia de todo o valor efetivamente desembolsado com a defesa jurídica, além de eventuais prejuízos causados.
- Art. 95** A Companhia poderá manter contrato de seguro de responsabilidade civil permanente em favor das pessoas mencionadas no artigo 91 do presente Estatuto, na forma e extensão definidas pelo Conselho de Administração e na apólice contratada, para a cobertura das despesas processuais e honorários advocatícios de processos judiciais e administrativos instaurados contra elas, a fim de resguardá-las das responsabilidades por atos decorrentes do exercício do cargo ou função, cobrindo todo o prazo de exercício dos respectivos mandatos.

CAPÍTULO XI - ALIENAÇÃO DE CONTROLE

- Art. 96** A alienação de controle da Companhia, caso aplicável, tanto por meio de uma única operação, como por meio de operações sucessivas, deverá ser contratada sob a condição, suspensiva ou resolutiva, de que o adquirente se obrigue a efetivar oferta pública de aquisição das ações dos demais acionistas da Companhia, observando as condições e os prazos previstos na legislação vigente e no Regulamento do Nível 2 de Governança Corporativa da B3, de forma a assegurar-lhes tratamento igualitário àquele dado ao acionista controlador alienante.
- Parágrafo único.** A oferta pública de que trata este artigo será exigida ainda: (i) quando houver cessão onerosa de direitos de subscrição de ações e de outros títulos ou direitos relativos a valores mobiliários conversíveis em ações, que venha a resultar na alienação do controle da Companhia; ou (ii) em caso de alienação do controle de sociedade que detenha o poder de controle da Companhia, sendo que, nesse caso, o acionista controlador alienante ficará obrigado a declarar à B3 o valor atribuído à Companhia nessa alienação, anexando documentação que comprove esse valor
- Art. 97** Aquele que adquirir o poder de controle, em razão de contrato particular de compra de ações celebrado com o acionista controlador, envolvendo qualquer quantidade de ações, estará obrigado a: (i) efetivar a oferta pública referida no artigo 96 acima; e (ii) pagar, nos termos a seguir indicados, quantia equivalente à diferença entre o preço da oferta pública e o valor pago por ação eventualmente adquirida em bolsa nos 6 (seis) meses anteriores à data da aquisição do Poder de Controle, devidamente atualizado até a data do pagamento. Referida quantia deverá ser distribuída entre todas as pessoas que venderam ações da Companhia nos pregões em que o adquirente realizou as aquisições, proporcionalmente ao saldo líquido vendedor diário de cada uma, cabendo à B3 operacionalizar a distribuição, nos termos de seus regulamentos.
- Art. 98** A Companhia não registrará qualquer transferência de ações para o adquirente ou para aquele(s) que vier(em) a deter o poder de controle, enquanto este(s) não subscrever(em) o Termo de Anuência dos Controladores a que se refere o Regulamento do Nível 2 de Governança Corporativa da B3.
- Art. 99** Nenhum acordo de acionistas que disponha sobre o exercício do poder de controle poderá ser registrado na sede da Companhia enquanto os seus signatários não tenham subscrito o Termo de Anuência dos Controladores a que se refere o Regulamento do Nível 2 de Governança Corporativa da B3.

Art. 100 Na oferta pública de aquisição de ações, a ser feita pelo acionista controlador ou pela Companhia, para o cancelamento do registro de companhia aberta, o preço mínimo a ser ofertado deverá corresponder ao valor econômico apurado no laudo de avaliação elaborado nos termos dos parágrafos 1º e 2º deste artigo, respeitadas as normas legais e regulamentares aplicáveis.

§ 1º O laudo de avaliação referido no caput deste artigo deverá ser elaborado por instituição ou empresa especializada, com experiência comprovada e independência quanto ao poder de decisão da Companhia, de seus administradores e/ou do(s) acionista(s) controlador(es), além de satisfazer os requisitos do §1º do artigo 8º da Lei Federal nº 6.404/1976, e conter a responsabilidade prevista no §6º do mesmo artigo.

§ 2º A escolha da instituição ou empresa especializada responsável pela determinação do valor econômico da Companhia é de competência privativa da assembleia geral, a partir da apresentação, pelo conselho de administração, de lista tríplice, devendo a respectiva deliberação, não se computando os votos em branco, e cabendo a cada ação, independentemente de espécie ou classe, o direito a um voto, ser tomada pela maioria dos votos dos acionistas representantes das ações em circulação presentes naquela assembleia, que, se instalada em primeira convocação, deverá contar com a presença de acionistas que representem, no mínimo, 20% (vinte por cento) do total de ações em circulação, ou que, se instalada em segunda convocação, poderá contar com a presença de qualquer número de acionistas representantes das ações em circulação.

CAPÍTULO XII - SAÍDA DO NÍVEL 2 DE GOVERNANÇA CORPORATIVA DA B3

Art. 101 Caso seja deliberada a saída da Companhia do Nível 2 de Governança Corporativa para que os valores mobiliários por ela emitidos passem a ter registro para negociação fora do Nível 2 de Governança Corporativa, ou em virtude de operação de reorganização societária, na qual a sociedade resultante dessa reorganização não tenha seus valores mobiliários admitidos à negociação no Nível 2 de Governança Corporativa no prazo de 120 (cento e vinte) dias contados da data da Assembleia Geral que aprovou a referida operação, o acionista controlador deverá efetivar oferta pública de aquisição das ações pertencentes aos demais acionistas da Companhia, no mínimo, pelo respectivo valor econômico, a ser apurado em laudo de avaliação elaborado nos termos dos §§ 1º e 2º do artigo 100, respeitadas as normas legais e regulamentares aplicáveis.

Parágrafo único. O acionista controlador estará dispensado de proceder à oferta pública de aquisição de ações referida no *caput* deste artigo se a Companhia sair do Nível 2 de Governança Corporativa em razão da celebração do contrato de participação da Companhia no segmento especial da B3 denominado Novo Mercado (Novo Mercado) ou se a Companhia, resultante de reorganização societária, obtiver autorização para negociação de valores mobiliários no Novo Mercado, no prazo de 120 (cento e vinte) dias, contados da data da Assembleia Geral que aprovou a referida operação.

Art. 102 Na hipótese de não haver acionista controlador, caso seja deliberada a saída da Companhia do Nível 2 de Governança Corporativa para que os valores mobiliários por ela emitidos passem a ter registro para negociação fora do Nível 2 de Governança Corporativa, ou em virtude de operação de reorganização societária, na qual a sociedade resultante dessa reorganização não tenha seus valores mobiliários admitidos à negociação no Nível 2 de Governança Corporativa ou no Novo Mercado no prazo de 120 (cento e vinte) dias contados da data da Assembleia Geral que aprovou a referida operação, a saída estará condicionada à realização de

oferta pública de aquisição de ações nas mesmas condições previstas no artigo anterior.

§ 1º A referida Assembleia Geral deverá definir o(s) responsável(is) pela realização da oferta pública de aquisição de ações, o(s) qual(is), presente(s) na assembleia, deverá(ão) assumir expressamente a obrigação de realizar a oferta.

§ 2º Na ausência de definição dos responsáveis pela realização da oferta pública de aquisição de ações, no caso de operação de reorganização societária, na qual a companhia resultante dessa reorganização não tenha seus valores mobiliários admitidos à negociação no Nível 2 de Governança Corporativa, caberá aos acionistas que votaram favoravelmente à reorganização societária realizar a referida oferta.

Art. 103 A saída da Companhia do Nível 2 de Governança Corporativa da B3 em razão de descumprimento de obrigações constantes do Regulamento do Nível 2 está condicionada à efetivação de oferta pública de aquisição de ações, no mínimo, pelo valor econômico das ações, a ser apurado em laudo de avaliação de que trata o artigo 100 do presente Estatuto, respeitadas as normas legais e regulamentares aplicáveis.

§ 1º O acionista controlador deverá efetivar a oferta pública de aquisição de ações prevista no *caput* desse artigo.

§ 2º Na hipótese de não haver acionista controlador e a saída do Nível 2 de Governança Corporativa referida no *caput* decorrer de deliberação da Assembleia Geral, os acionistas que tenham votado a favor da deliberação que implicou o respectivo descumprimento deverão efetivar a oferta pública de aquisição de ações prevista no *caput*.

§ 3º Na hipótese de não haver acionista controlador e a saída do Nível 2 de Governança Corporativa da B3 referida no *caput* ocorrer em razão de ato ou fato da administração, os administradores da Companhia deverão convocar Assembleia Geral de Acionistas cuja ordem do dia será a deliberação sobre como sanar o descumprimento das obrigações constantes do Regulamento do Nível 2 ou, se for o caso, deliberar pela saída da Companhia do Nível 2 de Governança Corporativa.

§ 4º Caso a Assembleia Geral mencionada no §3º delibere pela saída da Companhia do Nível 2 de Governança Corporativa da B3, a referida Assembleia Geral deverá definir o(s) responsável(is) pela realização da oferta pública de aquisição de ações prevista no *caput*, o(s) qual(is), presente(s) na assembleia, deverá(ão) assumir expressamente a obrigação de realizar a oferta.

CAPÍTULO XIII – PROTEÇÃO À DISPERSÃO ACIONÁRIA

Art. 104 O acionista ou grupo de acionistas que, direta ou indiretamente, vier a se tornar titular de ações ordinárias que, em conjunto, ultrapassem 25% (vinte e cinco por cento) do capital votante da Copel e que não retorne a patamar inferior a tal percentual em até 120 (cento e vinte) dias deverá realizar uma oferta pública para a aquisição da totalidade das demais ações ordinárias, por valor, no mínimo, 100% (cem por cento) superior à maior cotação das ações ordinárias nos últimos 504 (quinhentos e quatro) pregões anteriores a data em que o acionista ou o grupo de acionistas ultrapassar o limite previsto neste artigo, atualizada *pro rata dies*, pela taxa do Sistema Especial de Liquidação e Custódia – SELIC.

Parágrafo único. A obrigação de realizar oferta pública de aquisição não se aplicará à participação efetiva, direta ou indireta, dos acionistas que tenham, na data da entrada em vigor do dispositivo, participação superior ao previsto no caput, mas será aplicável caso (1) futuramente, após redução, a sua participação venha a aumentar e ultrapassar o percentual de 25% (vinte e cinco por cento) do capital votante da Companhia; ou (2) não tenha reduzido sua participação abaixo do percentual previsto no caput, venha a adquirir qualquer participação adicional que não seja alienada no prazo previsto neste artigo.

- Art. 105** O acionista ou grupo de acionistas que, direta ou indiretamente, vier a se tornar titular de ações ordinárias que, em conjunto, ultrapassem 50% (cinquenta por cento) do capital votante da Copel e que não retorne a patamar inferior a tal percentual em até 120 (cento e vinte) dias deverá realizar uma oferta pública para a aquisição da totalidade das demais ações ordinárias, por valor, no mínimo, 200% (duzentos por cento) superior à maior cotação das ações ordinárias nos últimos 504 (quinhentos e quatro) pregões, anteriores a data em que o acionista ou o grupo de acionistas ultrapassar o limite previsto neste artigo, atualizada *pro rata dies*, pela taxa do Sistema Especial de Liquidação e Custódia – SELIC.

CAPÍTULO XIV - RESOLUÇÃO DE CONFLITOS

- Art. 106** A Companhia, seus acionistas, administradores e os membros do Conselho Fiscal, se instalado, obrigam-se a resolver, por meio de arbitragem, perante a Câmara de Arbitragem do Mercado, toda e qualquer disputa ou controvérsia que possa surgir entre eles, relacionada com ou oriunda de, em especial, quanto aplicação, validade, eficácia, interpretação, violação e seus efeitos, das disposições contidas na Lei Federal nº 6.404/1976 e alterações posteriores, neste Estatuto, nas normas editadas pelo Conselho Monetário Nacional, pelo Banco Central do Brasil e pela Comissão de Valores Mobiliários, bem como nas demais normas aplicáveis ao funcionamento do mercado de capitais em geral, além daquelas constantes do Regulamento do Nível 2, do Regulamento de Arbitragem, do Regulamento de Sanções e do Contrato de Participação no Nível 2 de Governança Corporativa da B3.

CAPÍTULO XV - DISPOSIÇÕES GERAIS

- Art. 107** Na hipótese de retirada de acionistas, o montante a ser pago pela Companhia a título de reembolso pelas ações detidas pelos acionistas que tenham exercido direito de retirada, nos casos autorizados por lei, deverá corresponder ao valor patrimonial por ação, a ser apurado com base no último conjunto de demonstrações financeiras aprovadas pela assembleia geral, sendo facultado ao acionista requerer levantamento de balanço especial nas hipóteses previstas no artigo 45 da Lei nº 6.404/1976.
- Art. 108** A Companhia deverá observar, além do acordo de acionistas, as orientações e procedimentos previstos em legislação federal, estadual e municipal, bem como em normas regulatórias e normativas expedidas por órgãos estaduais e federais.
- Art. 109** O representante dos empregados da Companhia, eleito pela 68ª AGO, realizada em 28.04.2023, como membro do Conselho de Administração, permanecerá na posição até o final do seu respectivo mandato a ser encerrado na Assembleia Geral Ordinária a ser realizada em 2025.

ANEXO I - ALTERAÇÕES ESTATUTÁRIAS

O texto originário do Estatuto da Copel (arquivado na Jucepar, sob o nº 17.340, em 16.06.1955, e publicado no DOE PR, de 25.06.1955) foi objeto de modificações cujas referências são citadas a seguir:

Ata da AG	JUCEPAR		Publicada no DOE PR
	Nº arq.	Data	
09.09.1969	83.759	01.10.1969	08.10.1969
21.08.1970	88.256	04.09.1970	14.09.1970
22.10.1970	88.878	05.11.1970	16.11.1970
28.04.1972	95.513	24.05.1972	30.05.1972
30.04.1973	101.449	15.08.1973	28.08.1973
06.05.1974	104.755	21.05.1974	05.06.1974
27.12.1974	108.364	07.02.1975	21.02.1975
30.04.1975	110.111	03.06.1975	18.06.1975
26.03.1976	114.535	29.04.1976	10.05.1976
15.02.1978	123.530	28.02.1978	08.03.1978
14.08.1979	130.981	09.11.1979	20.11.1979
26.02.1980	132.253	25.03.1980	16.04.1980
30.10.1981	139.832	01.12.1981	18.12.1981
02.05.1983	146.251	31.05.1983	14.06.1983
23.05.1984	150.596	26.07.1984	28.08.1984
17.12.1984	160.881	17.01.1985	11.02.1985
11.06.1985	162.212	01.07.1985	18.07.1985
12.01.1987	166.674	13.02.1987	26.02.1987
18.03.1987	166.903	07.04.1987	08.05.1987
19.06.1987	167.914	02.07.1987	14.07.1987
22.02.1994	18444,7	28.02.1994	17.03.1994
22.08.1994	309,0	20.09.1994	06.10.1994
15.02.1996	960275860	27.02.1996	06.03.1996
18.10.1996	961839597	29.10.1996	06.11.1996
10.07.1997	971614148	18.07.1997	22.07.1997
12.03.1998	980428793	01.04.1998	07.04.1998
30.04.1998	981597050	06.05.1998	12.05.1998
25.05.1998	981780954	28.05.1998	02.06.1998
26.01.1999	990171175	05.02.1999	11.02.1999
25.03.1999	990646483	14.04.1999	23.04.1999
27.03.2000	000633666	30.03.2000	07.04.2000
07.08.2001	20011994770	14.08.2001	27.08.2001
26.12.2002	20030096413	29.01.2003	10.02.2003
19.02.2004	20040836223	08.03.2004	19.03.2004
17.06.2005	20052144879	23.06.2005	05.07.2005
11.01.2006	20060050632	20.01.2006	25.01.2006

Cont....

ANEXO I - ALTERAÇÕES ESTATUTÁRIAS

Continuação...

Ata da AG	JUCEPAR		Publicada no DOE PR
	Nº arq.	Data	
24.08.2006	20063253062	30.08.2006	11.09.2006
02.07.2007	20072743441	04.07.2007	27.07.2007
18.04.2008	20081683790	25.04.2008	27.05.2008
13.03.2009	20091201500	13.03.2009	31.03.2009
08.07.2010	20106612077	20.07.2010	04.08.2010
28.04.2011	20111122929	10.05.2011	07.06.2011
26.04.2012	20123192609	09.05.2012	15.05.2012
25.04.2013	20132186560	07.05.2013	20.05.2013
25.07.2013	20134231198	30.07.2013	09.08.2013
10.10.2013	20135861330	15.10.2013	25.10.2013
24.04.2014	20142274046	29.04.2014	05.05.2014
23.04.2015	20152615962	04.05.2015	06.05.2015
22.12.2016	20167724827	04.01.2017	06.01.2017
07.06.2017	20173251129	12.06.2017	19.06.2017
28.06.2018	20183296796	11.07.2018	17.07.2018
29.04.2019	20192743090	07.05.2019	10.05.2019
02.12.2019	20197383041	17.12.2019	19.12.2019
11.03.2021	20211660922	25.03.2021	06.04.2021
27.09.2021	20216601347	30.09.2021	18.10.2021

Ata da AG	JUCEPAR		Extrato publicado no jornal Valor Econômico de
	Nº arq.	Data	
28.04.2023	20233084983	08.05.2023	12.05.2023
10.07.2023*	20234989270	25.07.2023	28.07.2023
30.10.2024	20248270168	08.11.2024	13.11.2024

*Em função de condicionante presente na 207ª AGE, de 10.07.2023, o Estatuto Social da Copel como Companhia entrou em vigor em 11.08.2023, com a liquidação da oferta pública de ações da Companhia na B3, registrado na Jucepar sob o nº 20237103575, em 10.10.2023.

ANEXO II - EVOLUÇÃO DO CAPITAL (ART. 5º)

Capital Inicial, em 28.03.1955: Cr\$ 800.000.000,00

Ata da AG	Novo Capital Aprovado	JUCEPAR		Publicada no DOE PR
		Nº arq.	Data	
Cr\$				
01.10.1960	1.400.000.000,00	26.350	13.10.1960	14.10.1960
16.04.1962	4.200.000.000,00	31.036	03.05.1962	26.05.1962
11.11.1963	8.000.000.000,00	37.291	28.11.1963	02.12.1963
13.10.1964	16.000.000.000,00	50.478	23.10.1964	31.10.1964
24.09.1965	20.829.538.000,00	65.280	15.10.1965	18.10.1965
29.10.1965	40.000.000.000,00	65.528	12.11.1965	18.11.1965
20.09.1966	70.000.000.000,00	70.003	11.10.1966	18.10.1966 ¹
NCr\$				
31.10.1967	125.000.000,00	74.817	01.12.1967	07.12.1967
17.06.1968	138.660.523,00	77.455	27.06.1968	13.07.1968
27.11.1968	180.000.000,00	79.509	10.12.1968	20.12.1968
06.06.1969	210.000.000,00	82.397	11.07.1969	05.08.1969
13.10.1969	300.000.000,00	84.131	30.10.1969	03.11.1969
03.12.1969	300.005.632,00	84.552	16.12.1969	30.12.1969
06.04.1970	332.111.886,00	86.263	14.05.1970	09.06.1970
Cr\$				
24.11.1970	425.000.000,00	89.182	11.12.1970	18.12.1970
18.12.1970	500.178.028,00	89.606	04.02.1971	17.02.1971
31.07.1972	866.000.000,00	97.374	21.09.1972	04.10.1972
30.04.1973 ²	867.934.700,00	101.449	15.08.1973	28.08.1973
31.08.1973	877.000.000,00	102.508	09.11.1973	21.11.1973
30.10.1973 ³	1.023.000.000,00	103.387	25.01.1974	11.02.1974
30.05.1974	1.023.000.010,00	105.402	21.06.1974	27.06.1974
27.12.1974	1.300.000.000,00	108.364	07.02.1975	21.02.1975
30.04.1975	1.302.795.500,00	110.111	13.06.1975	18.06.1975
22.12.1975	1.600.000.000,00	113.204	15.01.1976	13.02.1976
26.03.1976	1.609.502.248,00	114.535	29.04.1976	10.05.1976
17.12.1976	2.100.000.000,00	118.441	14.01.1977	04.02.1977
29.08.1977	3.000.000.000,00	122.059	14.10.1977	25.10.1977
16.11.1977	3.330.000.000,00	122.721	13.12.1977	12.01.1978
28.04.1978	3.371.203.080,00	125.237	06.07.1978	20.07.1978

Cont....

¹ Retificada no DOE PR de 05.06.1967.

² Retificada na AGE de 07.08.1973, publicada no DOE PR de 23.08.1973.

³ Retificada na AGE de 21.12.1973, publicada no DOE PR de 01.02.1974.

ANEXO II - EVOLUÇÃO DO CAPITAL (ART. 5º)

Continuação...

Ata da AG	Novo Capital Aprovado	JUCEPAR		Publicada no DOE PR
		Nº arq.	Data	
Cr\$				
14.12.1978	4.500.000.000,00	127.671	19.01.1979	06.03.1979
05.03.1979	5.656.487.659,00	128.568	04.05.1979	17.05.1979
30.04.1979	5.701.671.254,00	129.780	24.07.1979	14.08.1979
24.09.1979	8.000.000.000,00	130.933	05.11.1979	23.11.1979
CR\$				
27.03.1980	10.660.296.621,00	133.273	17.06.1980	27.06.1980
29.04.1980	10.729.574.412,00	133.451	27.06.1980	16.07.1980
16.10.1980	11.600.000.000,00	135.337	02.12.1980	20.01.1981
30.04.1981	20.000.000.000,00	137.187	19.05.1981	29.05.1981
30.10.1981	20.032.016.471,00	139.832	01.12.1981	18.12.1981
30.04.1982	37.073.740.000,00	141.852	01.06.1982	17.06.1982
29.10.1982	39.342.000.000,00	144.227	14.12.1982	29.12.1982
14.03.1983	75.516.075.768,00	145.422	12.04.1983	10.05.1983
02.05.1983	80.867.000.000,00	146.251	31.05.1983	14.06.1983
01.09.1983	83.198.000.000,00	148.265	25.10.1983	09.12.1983
10.04.1984	205.139.191.167,00	150.217	15.06.1984	17.07.1984
10.04.1984	215.182.000.000,00	150.217	15.06.1984	17.07.1984
05.10.1984	220.467.480.000,00	160.412	08.11.1984	27.11.1984
25.03.1985	672.870.475.837,00	161.756	21.05.1985	11.06.1985
25.03.1985	698.633.200.000,00	161.756	21.05.1985	11.06.1985
18.09.1985	719.093.107.000,00	163.280	14.11.1985	27.11.1985
Cz\$				
25.04.1986	2.421.432.629,00	164.815	11.06.1986	30.06.1986
23.10.1986	2.472.080.064,00	166.138	06.11.1986	14.11.1986
18.03.1987	4.038.049.401,49	166.903	07.04.1987	08.05.1987
18.03.1987	4.516.311.449,87	166.903	07.04.1987	08.05.1987
18.09.1987	4.682.539.091,91	168.598	06.10.1987	16.10.1987
14.04.1988	18.772.211.552,10	170.034	06.05.1988	25.05.1988 ⁴
14.04.1988	19.335.359.578,00	170.034	06.05.1988	25.05.1988
14.06.1988	19.646.159.544,00	170.727	11.07.1988	20.07.1988
25.04.1989	174.443.702.532,00	172.902	26.05.1989	06.07.1989
NCz\$				
25.04.1989	182.848.503,53	172.902	26.05.1989	06.07.1989
26.06.1989	184.240.565,60	17.337,4	12.07.1989	21.07.1989

Cont....

⁴ Retificação no DOE nº 2780, de 27.05.1988.

ANEXO II - EVOLUÇÃO DO CAPITAL (ART. 5º)

Continuação...

Ata da AG	Novo Capital Aprovado	JUCEPAR		Publicada no DOE PR
		Nº arq.	Data	
Cr\$				
30.03.1990	2.902.464.247,10	175.349	02.05.1990	09.05.1990
30.03.1990	3.113.825.643,60	175.349	02.05.1990	09.05.1990
25.05.1990	3.126.790.072,52	176.016	10.07.1990	09.08.1990
25.03.1991	28.224.866.486,42	17.780,9	26.04.1991	23.05.1991
25.03.1991	30.490.956.176,38	17.780,9	26.04.1991	23.05.1991
23.05.1991	30.710.162.747,26	17.833,7	18.06.1991	27.06.1991
28.04.1992	337.561.908.212,47	18.061,7	08.06.1992	06.07.1992
28.04.1992	367.257.139.084,96	18.061,7	08.06.1992	06.07.1992
25.06.1992	369.418.108.461,33	18.089,9	09.07.1992	17.07.1992
01.04.1993	4.523.333.257.454,10	18.255,3	29.04.1993	20.05.1993
01.04.1993	4.814.158.615.553,95	18.255,3	29.04.1993	20.05.1993
15.06.1993	4.928.475.489.940,95 ⁵	18.313,9	13.07.1993	24.08.1993
CR\$				
26.04.1994	122.158.200.809,22 ⁶	1847810	10.05.1994	08.06.1994
R\$				
25.04.1995	446.545.229,15	950696471	18.05.1995	19.06.1995
23.04.1996	546.847.990,88	960710000	07.05.1996	15.05.1996
29.07.1997	1.087.959.086,89	971614130	30.07.1997	01.08.1997
07.08.1997	1.169.125.740,57 ⁷	971761671	12.08.1997	15.08.1997
12.03.1998	1.225.351.436,59	980428793	01.04.1998	07.04.1998
25.03.1999	1.620.246.833,38	990646483	14.04.1999	23.04.1999
26.12.2002	2.900.000.000,00	20030096413	29.01.2003	10.02.2003
29.04.2004	3.480.000.000,00	20041866290	07.06.2004	18.06.2004
27.04.2006	3.875.000.000,00	20061227897	09.05.2006	24.05.2006
27.04.2007	4.460.000.000,00	20071761462	05.05.2007	29.05.2007
27.04.2010	6.910.000.000,00	20105343960	06.05.2010	13.05.2010
22.12.2016	7.910.000.000,00	20167724827	04.01.2017	06.01.2017
29.04.2019	10.800.000.000,00	20192743090	07.05.2019	10.05.2019

Ata	Novo Capital Aprovado	JUCEPAR		Extrato publicado no jornal Valor Econômico de
CAD - 06.09.2023	12.831.618.938,25 ⁸	20237759918	31.10.2023	13.11.2023

⁵ Em função da Medida Provisória nº 336, de 28.07.93, que altera a moeda nacional, o capital da Empresa passou, a partir de 01.08.93, a ser registrado em "cruzeiros reais" (CR\$ 4.928.475.475,41, nesta última data).

⁶ Em função da Medida Provisória nº 542, de 30.06.94, que altera a moeda nacional, o capital da Empresa passou, a partir de 01.07.94, a ser registrado em "reais" (R\$ 44.421.146,54, nesta última data).

⁷ Aumento do capital social autorizado pelo Conselho de Administração.

⁸ Aumento do capital social autorizado pelo Conselho de Administração.

DESCRIÇÃO DOS TÍTULOS REGISTRADOS DE ACORDO COM A SEÇÃO 12 DO *EXCHANGE ACT*

Em 31 de dezembro de 2024, a Companhia Paranaense de Energia – Copel (“Copel”, “Companhia,” “nós,” e “nosso”) dispõe das seguintes classes de títulos registrados de acordo com a Seção 12(b) do *Exchange Act*:

#	Título de cada classe	Símbolo(s) de negociação	Nome de cada bolsa em que se registou
I.	Ações Ordinárias, sem valor nominal	N/A	NYSE*
II.	Ações Preferenciais Classe B, sem valor nominal	N/A	NYSE*
III.	American Depositary Shares (conforme evidenciado pelos American Depositary Receipts), cada uma representando quatro Ações Ordinárias da COPEL	ELPC	NYSE
IV.	American Depositary Shares (conforme evidenciado pelos American Depositary Receipts), cada uma representando quatro Ações Preferenciais Classe B da COPEL	ELP	NYSE

* As ações não são listadas para negociação, mas apenas em conexão com o registro de American Depositary Shares de acordo com as exigências da Bolsa de Valores de Nova York.

As siglas usadas, mas não definidas neste documento, têm os significados dados a eles em nosso relatório anual no Formulário 20-F para o ano fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2024, salvo indicação em contrário neste documento.

I. AÇÕES ORDINÁRIAS E PREFERENCIAIS

A descrição a seguir de nosso capital social e certas disposições materiais de nossas regras corporativas é um resumo e não pretende ser completa. Está sujeita e qualificada em sua totalidade pelo nosso Estatuto Social, Lei das Sociedades por Ações e qualquer outra legislação aplicável às empresas brasileiras, conforme alterada de tempos em tempos.

Uma cópia do nosso estatuto social está anexada ao nosso relatório anual como Anexo 1.1. Recomendamos que você leia nosso estatuto social e as seções aplicáveis de nosso Relatório Anual para maiores informações.

Capital Social

Nosso capital social é composto de ações ordinárias e ações preferenciais (ações Classe A e Classe B), todas sem valor nominal e denominadas em reais. Em 31 de dezembro de 2024, nosso capital social, incluindo as ações em tesouraria, era representado por 2.982.810.591 ações, sem valor nominal, sendo 1.300.347.300 ações ordinárias, 3.128.000 ações Classe A e 1.679.335.290 ações Classe B. Nosso estatuto permite a conversão de ações sob condições específicas: (i) as Ações Classe A podem ser convertidas em Ações Classe B a qualquer momento, (ii) as Ações Classe A e B podem ser convertidas em ações ordinárias, de acordo com os termos, condições e procedimentos definidos pelo Conselho de Administração; e, (iii) as Ações Ordinárias e as Ações Classe B não podem ser convertidas em Ações Classe A. Nossas ações não são conversíveis de outra forma.

Além da negociação de ADSs nos Estados Unidos, conforme detalhado no item II abaixo, nossas Ações Ordinárias são negociadas no mercado da B3 (Brasil, Bolsa e Balcão) sob o ticker “CPLE3”, e nossas Ações Classe B são negociadas sob o ticker “CPLE6”. Em 3 de janeiro de 2024, aproximadamente 325.889 acionistas detinham nossas ações CPLE6 e 103.782 detinham ações CPLE3. Nossas ações também estão listadas no Latibex, um mercado baseado no euro para títulos latino-americanos. As ações são negociadas sob os tickers “XCOP” e “XCOPO”. Todas as nossas ações são registradas na forma escritural junto a um agente de transferência em nome de seus titulares, com certificados de ações emitidos pela Companhia.

De acordo com os regulamentos da CVM, qualquer companhia brasileira de capital aberto (i) acionistas controladores diretos ou indiretos, (ii) acionistas que tenham eleito membros do conselho de administração ou do conselho fiscal de tal companhia, bem como (iii) qualquer pessoa ou grupo de pessoas que representem o mesmo interesse, em cada caso que tenha adquirido ou alienado, direta ou indiretamente, participação que exceda (para cima ou para baixo) o limite de 5%, ou qualquer múltiplo deste, do total de ações de qualquer espécie ou classe, deverá à CVM e à B3 a titularidade ou alienação de ações desse acionista ou pessoa, imediatamente após a aquisição ou alienação.

Alterações no nosso capital social

As alterações em nosso capital social são decididas por nossos acionistas. Nossos acionistas podem, a qualquer momento, em assembleia geral, decidir aumentar ou diminuir nosso capital social, e os aumentos de capital estão sujeitos ao direito de preferência de todos os acionistas, na proporção de sua participação acionária. É assegurado um prazo mínimo de 30 dias após a publicação do anúncio de aumento de capital para o exercício do direito, sendo o direito transferível.

Qualquer deliberação dos acionistas deverá satisfazer o quórum e todos os demais requisitos legais estabelecidos na Lei das Sociedades por Ações e em nosso Estatuto Social. Nenhum acionista é responsável por fazer qualquer outra contribuição para o nosso capital social que não seja no que diz respeito à obrigação de pagar o preço de emissão das ações subscritas ou adquiridas por tal acionista.

A emissão de ações preferenciais não precisa seguir a proporção das ações ordinárias, desde que a Lei das Sociedades por Ações estabeleça que a emissão de ações preferenciais não poderá exceder a dois terços do número total de nossas ações.

Poderemos emitir ações até o limite do capital autorizado, excluído o direito de preferência aos acionistas, conforme previsto na Lei das Sociedades por Ações e em nosso Estatuto Social.

Dividendos

Nossos pagamentos de dividendos estão sujeitos às disposições da Lei das Sociedades por Ações, às leis e regulamentos locais aplicáveis e ao nosso Estatuto Social. Nossas distribuições podem incluir dividendos ou juros sobre capital próprio. O pagamento de juros sobre o capital próprio está sujeito ao imposto de renda retido na fonte, nos termos da legislação tributária brasileira, que não incide sobre o pagamento de dividendos.

Os lucros são distribuídos proporcionalmente ao número de ações de propriedade de cada acionista na data de registro aplicável. De acordo com a Lei das Sociedades por Ações e nosso Estatuto Social, devemos pagar aos nossos acionistas uma distribuição obrigatória igual a, no mínimo, 25% do lucro líquido ajustado do exercício social anterior, tendo prioridade o pagamento dos detentores de ações preferenciais. De acordo com nosso Estatuto Social, as Ações Classe A e as Ações Classe B têm direito ao recebimento de dividendos mínimos anuais, não cumulativos, cujo dividendo por ação deverá ser no mínimo 10% superior aos dividendos por ação pagos aos titulares das Ações Ordinárias. As Ações Classe A têm prioridade de dividendo sobre as Ações Classe B, e as Ações Classe B têm prioridade de dividendo sobre as Ações Ordinárias.

O pagamento de dividendos relativos a cada exercício social ou o pagamento de juros sobre o capital próprio deverá ocorrer no prazo de 60 dias contados da assembleia geral em que a distribuição foi aprovada, salvo deliberação dos acionistas que determine outra data, o mais tardar ao final do exercício social em que tal dividendo foi declarado.

A Lei das Sociedades por Ações permite, no entanto, que uma companhia suspenda a distribuição obrigatória de dividendos se seu conselho de administração informar à assembleia geral que a distribuição seria incompatível com a condição financeira da companhia, sujeita à aprovação da assembleia geral e à revisão do conselho fiscal.

Não obstante o acima exposto, a Lei das Sociedades por Ações e o Estatuto Social (Estatuto Social) e o Estatuto Social da Brasil estabelecem que as Ações Classe A e as Ações Classe B adquiram o direito de voto se suspendermos o pagamento de dividendos obrigatórios por mais de três exercícios consecutivos, e tais direitos de voto continuarão até que todos os pagamentos de dividendos, incluindo os pagamentos em atraso, tenham sido efetuados.

Os valores disponíveis para distribuição são determinados com base nas demonstrações financeiras elaboradas de acordo com as exigências da Lei das Sociedades por Ações. Além disso, os valores decorrentes de benefícios ou abatimentos de incentivos fiscais são apropriados para uma reserva de capital separada, de acordo com a Lei das Sociedades por Ações. Esta reserva de incentivo ao investimento não está normalmente disponível para distribuição, embora possa ser utilizada para absorver perdas em determinadas circunstâncias ou ser capitalizada. Os valores apropriados a essa reserva não estão disponíveis para distribuição na forma de dividendos.

A Lei das Sociedades por Ações permite que uma empresa pague dividendos intermediários sobre lucros preexistentes e acumulados do exercício social ou semestre anterior, com base nas demonstrações financeiras aprovadas por seus acionistas. Podemos elaborar demonstrações financeiras semestralmente ou por períodos mais curtos. De acordo com nosso Estatuto Social, nossos administradores podem declarar dividendos intermediários a serem pagos a partir dos lucros em nossas demonstrações financeiras semestrais, de acordo com a política de dividendos da Companhia. Qualquer pagamento de dividendos intermediários conta para o dividendo obrigatório do exercício em que os dividendos intermediários foram pagos.

De acordo com nosso Estatuto Social, as Ações Classe A e as Ações Classe B têm direito ao recebimento de dividendos mínimos anuais, não cumulativos, cujo dividendo por ação deverá ser no mínimo 10% superior aos dividendos por ação pagos aos titulares das Ações Ordinárias. As Ações Classe A têm prioridade de dividendo sobre as Ações Classe B, e as Ações Classe B têm prioridade de dividendo sobre as Ações Ordinárias. Na medida em que os dividendos sejam pagos, estes devem ser pagos pela seguinte ordem:

- primeiro, os titulares de Ações Classe A têm direito ao recebimento de dividendo mínimo igual a 10% do capital social total representado pelas Ações Classe A em circulação ao final do exercício social em relação ao qual os dividendos tenham sido declarados;
- segundo, na medida em que haja valores adicionais a serem distribuídos após o pagamento de todos os valores destinados às Ações Classe A, os titulares de Ações Classe B têm direito a receber um dividendo mínimo por ação igual a (i) o dividendo obrigatório dividido por (ii) o número total de Ações Classe B em circulação ao final do exercício social em relação ao qual os dividendos foram declarados; e
- terceiro, na medida em que haja valores adicionais a serem distribuídos após o pagamento de todos os valores destinados às Ações Classe A e às Ações Classe B, os titulares de Ações Ordinárias têm direito a receber um valor por ação igual a (i) o dividendo obrigatório dividido por (ii) o número total de Ações Ordinárias em circulação ao final do exercício social em relação ao qual os dividendos tenham sido declarados, desde que as Ações Classe A e as Ações Classe B recebam dividendos por ação no mínimo 10% superiores aos dividendos por ação pagos às Ações Ordinárias.

Na medida em que houver valores adicionais a serem distribuídos após o pagamento de todos os valores descritos nos itens anteriores e na forma neles descrita, qualquer valor adicional será dividido igualmente entre todos os nossos acionistas. Os detentores de ADSs recebem dividendos iguais aos de suas ações subjacentes.

Para ter direito ao recebimento de valores remetidos em moeda estrangeira para fora do Brasil, os acionistas não residentes no Brasil devem se registrar no Banco Central para receber dividendos, proventos de vendas ou outros valores relativos às suas ações. As ações subjacentes às ADSs são detidas no Brasil pelo custodiante, como agente do depositário, que é o titular nominativo de nossas ações.

Os pagamentos de dividendos e distribuições em dinheiro, se houver, serão feitos em moeda brasileira ao custodiante em nome do depositário, que converterá tais recursos em dólares americanos e fará com que tais dólares americanos sejam entregues ao depositário para distribuição aos detentores de ADSs. Caso o custodiante não consiga converter imediatamente a moeda brasileira recebida como dividendos em dólares americanos, o montante em dólares americanos a pagar aos detentores de ADSs poderá ser adversamente afetado por desvalorizações da moeda brasileira que ocorram antes de tais dividendos serem convertidos e remetidos. Caso o titular de uma ADS deixe de recolher seus dividendos do custodiante no prazo de três anos, contados a partir da data em que tal dividendo foi disponibilizado, a Lei das Sociedades por Ações estabelece que tais dividendos poderão ser devolvidos a nós. Nesse caso, o titular da ADS perderá o direito de receber os dividendos.

Se algum dividendo não tiver sido reivindicado por três anos após a data em que esse dividendo se tornou devido para pagamento, ele será perdido e reverterá para nós.

Direito de voto

Nossa assembleia geral ordinária deve ser realizada até 30 de abril de cada ano. Adicionalmente, nosso conselho de administração ou, em algumas situações específicas previstas na Lei das Sociedades por Ações, nossos acionistas ou nosso conselho fiscal, poderão convocar nossas assembleias gerais extraordinárias.

Os titulares de nossas Ações Ordinárias têm direito a um direito de voto para cada unidade de ações ordinárias detida. Os titulares de Ações Preferenciais adquirem direito de voto se, durante três exercícios consecutivos, deixarmos de pagar dividendo fixo ou mínimo a que as ações preferenciais tenham direito. Se um titular de ações preferenciais adquirir direitos de voto dessa forma, tais direitos serão idênticos aos direitos de voto de um titular de ações ordinárias e continuarão até que o dividendo seja pago. Os titulares de ADSs podem exercer seus direitos de voto de acordo com suas ações subjacentes.

Geralmente, o quórum exigido para a realização das assembleias gerais é de, no mínimo, um quarto das ações ordinárias emitidas e em circulação da Brasil, exceto o previsto na Lei das Sociedades por Ações e no Estatuto Social em relação às deliberações sobre determinadas matérias. As decisões são tomadas por maioria simples, exceto quando a Lei das Sociedades por Ações ou nosso Estatuto Social prevejam quórum diferente.

Algumas matérias necessitam de quórum majoritário para aprovação, incluindo qualquer alteração em nosso estatuto social e a emissão de novas ações. Além disso, a nomeação de empresa especializada para elaborar laudo de avaliação de nossas ações em caso de cancelamento de registro de companhia aberta exige quórum especial, nos termos da regulamentação da B3.

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, os acionistas minoritários que representem, no mínimo, 5% do capital social votante da Companhia têm o direito de exigir o processo cumulativo de voto para eleger um membro do Conselho de Administração da Companhia.

Direito de Preferência

Nossos acionistas têm direito geral de preferência para subscrever ações em qualquer aumento de capital, na proporção de sua titularidade, conforme previsto na Lei das Sociedades por Ações. É assegurado um prazo mínimo de 30 dias após a publicação do anúncio de aumento de capital para o exercício do direito, sendo o direito transferível. Poderemos emitir ações até o limite do capital autorizado, excluído o direito de preferência aos acionistas, conforme previsto na Lei das Sociedades por Ações e em nosso Estatuto Social.

Restrições a Detentores Não Brasileiros

Os investidores estrangeiros não enfrentam restrições legais que os impeçam de deter Ações Ordinárias, Ações Classe A, Ações Classe B ou ADSs.

A possibilidade de converter em moeda estrangeira pagamentos de dividendos e proventos da venda de Ações Ordinárias, Ações Preferenciais ou ADSs ou do exercício do direito de preferência, e de remeter tais valores para fora do Brasil está sujeita a restrições da legislação de investimento estrangeiro que geralmente exige, entre outras coisas, o registro do investimento relevante no Banco Central. Qualquer investidor estrangeiro que se registrar na CVM de acordo com a Resolução CMN nº 4.373 poderá comprar e vender valores mobiliários em bolsas de valores brasileiras sem a obtenção de certificado de registro separado para cada operação.

O Anexo II da Resolução CMN nº 4.373 ("Anexo II Regulamento") permite que empresas brasileiras emitam Depositary Receipts nos mercados de câmbio. Nosso programa de ADS está devidamente registrado no Banco Central e na CVM.

Nosso estatuto social não impõe qualquer limitação aos direitos de residentes ou não residentes no Brasil de deter nossas ações e ADSs e exercer os direitos em relação a eles.

Direitos de Liquidação

Em caso de liquidação da Companhia, após o pagamento de todos os credores, todos os acionistas participarão de forma igualitária e proporcional dos ativos residuais remanescentes.

Direito de Conversão

Nosso Estatuto Social permite a conversão de ações em condições específicas: (i) as Ações Classe A podem ser convertidas em Ações Classe B a qualquer tempo, (ii) as Ações Classe A e B podem ser convertidas em ações ordinárias, de acordo com os termos, condições e procedimentos definidos pelo Conselho de Administração, (iii) Ações ordinárias e as Ações Classe B poderão ser convertidas em Ações Classe A. Nossas ações não são conversíveis.

Direito de Rescisão

Nossas ações ordinárias e preferenciais não são resgatáveis, exceto pelo fato de que, sob certas circunstâncias previstas na Lei das Sociedades Anônimas brasileira, um acionista dissidente tem o direito de retirar sua participação acionária e receber reembolso. De acordo com o Artigo 107 de nosso estatuto social, o valor a ser pago pelo reembolso das ações detidas pelos acionistas que exerceram seu direito de retirada, nos casos autorizados por lei, corresponderá ao valor contábil por ação, determinado com base no último conjunto de demonstrações financeiras aprovadas pela assembleia geral. Os acionistas também podem solicitar um balanço especial nos casos previstos no artigo 45 da Lei das Sociedades Anônimas.

II. AÇÕES DEPOSITÁRIAS AMERICANAS

A descrição a seguir dos ADSs e certas disposições materiais de nossas regras corporativas é um resumo e não pretende ser completa. Está sujeito e qualificado em sua totalidade pelos Contratos de Depósito (conforme definido abaixo), às formas de ADSs, que contêm os termos das ADSs, e a qualquer lei aplicável, conforme alterada de tempos em tempos.

Uma cópia dos Acordos de Depósito (conforme definido abaixo) está anexada ao nosso relatório anual como Anexos 2.1 e 2.2. Cópias dos Acordos de Depósito também estão disponíveis para inspeção nos escritórios do nosso Depositário.

Recomendamos que você leia os Contratos de Depósito (definidos abaixo), os formulários ADS e as seções aplicáveis do nosso relatório anual para obter informações adicionais

Geral

Nos Estados Unidos, negociamos ADSs, que compreendem nossas ADSs representando quatro Ações Ordinárias cada ("ADSs de Ações Ordinárias") e nossas ADSs representando quatro Ações Classe B cada ("ADSs de Ações Preferenciais"). As ADSs de Ações Ordinárias e ADSs de Ações Preferenciais são negociadas na NYSE sob os símbolos "ELPC" e "ELP", respectivamente.

O Bank of New York Mellon atua como Depositário de nossas ADSs ("Depositário"). Em sua qualidade, o Depositário registrará e entregará (i) as ADSs de Ações Ordinárias, cada uma representando uma participação acionária em quatro ações ordinárias depositadas no custodiante, como agente do Depositário, nos termos do contrato de depósito datado de 28 de dezembro de 2023, entre nós, o Depositário, e os detentores registrados e beneficiários efetivos de tempos em tempos das ADSs de Ações Ordinárias (o "Acordo de Depósito de Ações Ordinárias"), (ii) as ADSs de Ações Preferenciais, cada uma representando participação acionária em quatro Ações Classe B depositadas no custodiante, na qualidade de agente do Depositário, nos termos do contrato de depósito datado de 21 de março de 1996, conforme alterado e atualizado a partir de 28 de dezembro de 2023, entre nós, o Depositário, e os titulares registrados e beneficiários efetivos de tempos em tempos das ADSs de Ações Preferenciais (o "Acordo de Depósito de Ações Preferenciais" e, juntamente com o Acordo de Depósito de Ações Ordinárias, os "Contratos de Depósito") e (iii) quaisquer outros valores mobiliários, dinheiro ou outros bens que possam ser detidos pelo Depositário.

O escritório executivo principal do Depositário está atualmente localizado em 240 Greenwich Street, Nova York, NY 10286, Estados Unidos da América.

Você pode manter ADSs direta ou indiretamente através de sua corretora ou outra instituição financeira. Se você detém ADSs diretamente, por ter um ADS registrado em seu nome nos livros do Depositário, você é um titular de ADS. Se você detém os ADSs por meio de sua corretora ou instituição financeira indicada, você deve confiar nos procedimentos de tal corretora ou instituição financeira para fazer valer os direitos de um titular de ADS descritos nesta seção. Você deve consultar sua corretora ou instituição financeira para saber quais são esses procedimentos.

A capacidade dos titulares de ADS de exercer direitos de preferência não está assegurada, especialmente se a lei aplicável na jurisdição do titular (por exemplo, a Lei de Valores Mobiliários nos Estados Unidos) exigir que uma declaração de registro seja efetiva ou uma isenção de registro esteja disponível em relação a esses direitos, como é o caso nos Estados Unidos. Não somos obrigados a estender a oferta de direitos de preferência aos titulares de ADSs, a apresentar uma declaração de registro nos Estados Unidos, e não podemos garantir que arquivaremos qualquer declaração de registro. Assim, você pode receber apenas o produto líquido da venda de seus direitos de preferência pelo Depositário ou, se os direitos de preferência não puderem ser vendidos, eles caducarão. Se você não puder participar de ofertas de direitos, suas participações também podem ser diluídas.

O Depositário será o titular das ações subjacentes às ADSs. Como titular de ADSs, você terá direitos de titular de ADS, que estão estabelecidos nos Contratos de Depósito. Os acordos de depósito estabelecem igualmente os direitos e obrigações do depositário.

Dividendos de Ações e Outras Distribuições

Podemos fazer vários tipos de distribuições com relação às ações subjacentes às nossas ADSs, conforme detalhado abaixo. O Depositário concordou que, na medida do possível, pagará aos detentores de ADS os dividendos ou outras distribuições que ele ou o custodiante receber em relação às suas Ações Ordinárias e Ações Preferenciais, fazendo as deduções necessárias previstas nos Contratos de Depósito. O Depositário pode utilizar uma divisão, filial ou afiliada do Depositário para dirigir, gerenciar e/ou executar qualquer venda pública e/ou privada de ações sob os Contratos de Depósito. Tal divisão, filial e/ou afiliada pode cobrar do Depositário uma taxa em conexão com tais vendas, taxa essa que é considerada uma despesa do Depositário. Os detentores de ADS receberão essas distribuições na proporção do número de ações subjacentes compostas pelas Ações Ordinárias e Ações Preferenciais que tais ADS representam. Exceto conforme indicado abaixo, o Depositário entregará tais distribuições aos detentores de ADS na proporção de seus interesses da seguinte maneira:

- **Numerário.** Sempre que o Depositário receber qualquer dividendo em dinheiro ou outra distribuição em dinheiro sobre quaisquer ações subjacentes às ADSs, o Depositário converterá esse dividendo ou distribuição em dólares, transferirá esses dólares para os Estados Unidos e distribuirá o valor assim recebido aos detentores com direito a ele, proporcionalmente ao número de ADSs que representam essas ações subjacentes às ADSs detidas por cada um deles, respectivamente; Desde que, no entanto, no caso de a Companhia ou o Depositário serem obrigados a reter e de fato reterem de tal dividendo em dinheiro ou de tal outra distribuição em dinheiro um valor por conta de impostos e outros encargos governamentais, o valor distribuído aos detentores de ADSs será reduzido de forma correspondente. O Depositário distribuirá somente os valores que puderem ser distribuídos sem distribuir a qualquer detentor uma fração de um centavo, e qualquer saldo que não for distribuído dessa forma será mantido pelo Depositário (sem responsabilidade pelos respectivos juros) e será adicionado à próxima soma recebida pelo Depositário para distribuição aos detentores de ADSs então em circulação, e fará parte dela.

- **Ações.** Se qualquer distribuição sobre quaisquer ADSs consistir em dividendo ou distribuição gratuita de ações que resulte em uma distribuição de Ações Ordinárias ou Ações Preferenciais adicionais, o Depositário poderá entregar aos titulares a elas titulares, na proporção do número de ADSs representativas dessas ações subjacentes às ADSs detidas por cada uma delas, respectivamente, um número agregado de ADSs que evidencie um número agregado de ADSs representativas da quantidade de Ações Ordinárias e Ações Preferenciais recebidas como tal dividendo ou distribuição gratuita, sujeito aos termos e condições dos Acordos de Depósito com relação ao depósito das Ações Ordinárias e Ações Preferenciais e à emissão de ADSs, incluindo a retenção de qualquer imposto ou outro encargo governamental e o pagamento dos honorários do Depositário conforme previsto nos Contratos de Depósito. Em qualquer caso, em vez de entregar recibos de ADSs fracionárias, o Depositário venderá a quantidade de Ações Ordinárias e Ações Preferenciais representadas pelo agregado de tais frações e distribuirá os proventos líquidos; desde que, no entanto, nenhuma distribuição aos detentores seja injustificadamente atrasada por qualquer ação do depositário. Caso o Depositário não distribua ADSs adicionais, as ADSs em circulação também representarão as novas Ações Ordinárias e Ações Preferenciais. Além disso, o Depositário poderá reter qualquer distribuição de ADSs se não tiver recebido garantias satisfatórias da Companhia de que tal distribuição não requer registro sob a Lei de Valores Mobiliários ou está isenta de registro sob as disposições de tal Lei; desde que, em qualquer caso, o Depositário possa vender uma parcela das Ações Ordinárias e Preferenciais distribuídas (ou ADSs representativas dessas Ações Ordinárias e Ações Preferenciais) nas condições descritas nos Contratos de Depósito.
- **Direitos de compra de Ações Ordinárias e Ações Preferenciais adicionais.** Se oferecermos aos detentores de nossos valores mobiliários quaisquer direitos de subscrição de Ações Ordinárias e Ações Preferenciais adicionais ou quaisquer outros valores mobiliários ou direitos, o Depositário poderá (i) exercer esses direitos em nome dos titulares de ADS, (ii) distribuir esses direitos aos titulares de ADS ou (iii) vender esses direitos na medida do possível e distribuir os recursos líquidos aos detentores de ADS, em cada caso, após dedução ou mediante pagamento de suas taxas e despesas. Na medida em que o depositário não fizer nenhuma dessas coisas, permitirá que os direitos caduquem. Nesse caso, os detentores de ADS não receberão nenhum valor por eles. O Depositário exercerá ou distribuirá direitos somente se solicitarmos e fornecermos garantias satisfatórias ao Depositário de que é legal fazê-lo. Caso o Depositário exerça direitos, comprará os valores mobiliários aos quais os direitos se referem e distribuirá esses valores mobiliários ou, no caso de ações, novas ADSs representativas das novas Ações Ordinárias e Ações Preferenciais, aos titulares de ADS subscritores, mas somente se os detentores de ADS tiverem pago o preço de exercício ao Depositário. As leis de valores mobiliários dos EUA podem restringir a capacidade do Depositário de distribuir direitos ou ADSs ou outros títulos emitidos no exercício de direitos a todos ou certos detentores de ADS, e os títulos distribuídos podem estar sujeitos a restrições de transferência. Para mais informações, leia os Acordos de Depósito.

- **Other Distributions.** Sempre que o Depositário receber qualquer distribuição, o Depositário fará com que os valores mobiliários ou bens por ele recebidos sejam distribuídos aos titulares a eles titulares, na proporção do número de ADSs representativas de tais Ações Ordinárias e Ações Preferenciais depositadas detidas por cada um deles, respectivamente, de qualquer maneira que o Depositário considere equitativa e praticável para realizar tal distribuição. Se, na opinião do Depositário, tal distribuição não puder ser feita proporcionalmente entre os titulares a ela autorizados, ou se, por qualquer outro motivo, o Depositário considerar que tal distribuição não é viável, o Depositário pode adotar o método que julgar equitativo e praticável para fins de efetuar tal distribuição, incluindo, mas não limitado a, a venda pública ou privada dos títulos ou bens assim recebidos, ou de qualquer parte dos mesmos, e o produto líquido de tal venda será distribuído pelo depositário aos titulares a eles titulares, como no caso de uma distribuição recebida em dinheiro. Nenhuma distribuição aos detentores será injustificadamente atrasada por qualquer ação do Depositário ou de qualquer um de seus agentes. Na medida em que tais títulos ou bens ou o produto líquido dos mesmos não sejam distribuídos aos titulares, os mesmos constituirão títulos depositados e cada ADS representará, a partir de então, também o seu interesse proporcional nesses títulos, bens ou receitas líquidas.

O Depositário não é responsável se decidir que é ilegal ou impraticável disponibilizar uma distribuição a quaisquer titulares de ADS. Não temos obrigação de registrar ADSs, Ações Ordinárias e Ações Preferenciais, ações, direitos ou outros valores mobiliários de acordo com a Lei de Valores Mobiliários. Também não temos obrigação de tomar qualquer outra medida para permitir a distribuição de ADSs, Ações Ordinárias e Ações Preferenciais, ações, direitos ou qualquer outra coisa aos titulares de ADS. Isso significa que os detentores de ADS podem não receber as distribuições que fazemos em nossas ações ou qualquer valor para elas se for ilegal ou impraticável para nós disponibilizá-las para você.

Depósito, Retirada e Cancelamento

O Depositário entregará ADSs se o investidor ou sua corretora depositar Ações Ordinárias e Ações Preferenciais ou comprovação de direitos de recebimento de Ações Ordinárias e Preferenciais junto ao custodiante. Após o pagamento de suas taxas e despesas e de quaisquer impostos ou encargos, como impostos de selo ou impostos ou taxas de transferência de ações, o Depositário registrará o número apropriado de ADSs nos nomes solicitados e entregará os ADSs para ou sob a ordem da pessoa ou pessoas que fizeram o depósito.

Os titulares de ADS podem entregar suas ADSs ao Depositário para fins de retirada. Após o pagamento das taxas e despesas do Depositário e de quaisquer impostos ou encargos, tais como impostos de selo ou impostos ou taxas de transferência de ações, o Depositário entregará as Ações Ordinárias e Ações Preferenciais e quaisquer outros títulos depositados subjacentes às ADSs ao titular da ADS ou a uma pessoa que o titular da ADS designar no escritório do custodiante. Ou, a pedido do titular da ADS, risco e despesa, o Depositário entregará os títulos depositados em seu escritório, se viável. No entanto, o depositário não é obrigado a aceitar a entrega de ADSs na medida em que isso exigiria a entrega de uma fração de uma ação depositada ou outro título. O Depositário poderá cobrar uma taxa e suas despesas para instruir o custodiante quanto à entrega dos valores mobiliários depositados.

Os investidores podem entregar suas ADS certificadas ao Depositário com a finalidade de trocá-las por ADSs não certificadas. O Depositário cancelará o recibo comprovativo dessas ADS certificadas e enviará ao titular uma declaração confirmando que o titular das ADS é o titular registado das ADSs não certificadas.

O Depositário só pode restringir a retirada de títulos depositados em conexão com as razões estabelecidas na Instrução Geral I.A.(1) do Formulário F-6 sob a Lei de Valores Mobiliários de 1933:

- atrasos temporários causados pelo fechamento de nossos livros de transferência ou do Depositário ou pelo depósito de ações ordinárias ou preferenciais em conexão com a votação em uma assembleia de acionistas, ou o pagamento de dividendos;
- o pagamento de taxas, impostos e encargos similares; ou
- conformidade com quaisquer leis ou regulamentos governamentais dos EUA ou estrangeiros relacionados aos ADSs ou à retirada de títulos depositados.

Este direito de rescisão não pode ser limitado por qualquer outra disposição dos Acordos de Depósito.

Direito de voto

Os titulares de ações preferenciais não têm o mesmo direito de voto que os titulares de nossas ações ordinárias pela legislação brasileira ou por nosso estatuto social, e, portanto, apenas as Ações Ordinárias subjacentes às ADS têm pleno direito de voto. Os titulares das ADSs têm direito aos direitos contratuais estabelecidos para seu benefício nos termos dos Contratos de Depósito.

Após o recebimento de notificação de qualquer reunião ou solicitação de procurações de titulares de Ações Ordinárias ou Ações Preferenciais subjacentes a tais ADSs, se solicitado por escrito pela Companhia, o Depositário deverá, assim que possível a partir de então, enviar aos titulares uma notificação, cuja forma de notificação ficará a critério exclusivo do Depositário, que deverá conter (a) as informações contidas em tal aviso de reunião, (b) uma declaração de que os titulares a partir do encerramento dos negócios em uma data de registro especificada terão o direito, sujeito a qualquer disposição aplicável da legislação brasileira e de nosso estatuto social, de instruir o Depositário quanto ao exercício dos direitos de voto, se houver, referente à quantidade de Ações Ordinárias e Preferenciais representadas por suas respectivas ADSs e (c) declaração sobre a forma como tais instruções poderão ser dadas e (iv) o último dia em que o Depositário aceitará instruções.

Mediante solicitação por escrito de um titular em tal data de registro, recebida em ou antes da data estabelecida pelo Depositário para tal fim, o Depositário deverá esforçar-se, na medida do possível e permitido pela legislação brasileira e pelo Estatuto Social, por votar ou fazer votar a quantidade de Ações Ordinárias e Ações Preferenciais representadas pelas ADSs, de acordo com as instruções estabelecidas em tal solicitação.

Não podemos assegurar aos detentores de ADS que eles receberão os materiais de voto a tempo de garantir que possam instruir o Depositário a votar as ações subjacentes às suas ADSs. Além disso, o depositário e os seus agentes não são responsáveis pelo não cumprimento das instruções de voto ou pela forma de execução das instruções de voto. Isso significa que os detentores de ADS podem não ser capazes de exercer direitos de voto e não pode haver nada que eles possam fazer se as ações subjacentes às suas ADSs não forem votadas conforme solicitado.

A fim de dar aos Proprietários uma oportunidade razoável de instruir o Depositário quanto ao exercício dos direitos de voto relativos às Ações Ordinárias e Ações Preferenciais, devemos notificar o Depositário da reunião, detalhes sobre as matérias a serem votadas e cópias dos materiais a serem disponibilizados aos titulares das Ações Ordinárias e Ações Preferenciais em conexão com a reunião pelo menos 45 dias antes da reunião data.

Alteração e Rescisão

Podemos concordar com o Depositário em alterar os Acordos de Depósito e os ADSs sem o seu consentimento por qualquer motivo. Se uma emenda adicionar ou aumentar taxas ou encargos, exceto impostos e outros encargos governamentais ou despesas do Depositário para taxas de registro, custos de fac-símile, taxas de entrega ou itens semelhantes, ou prejudicar um direito substancial dos titulares de ADS, ela não se tornará efetiva para ADSs pendentes até 30 dias após o Depositário notificar os titulares de ADS da alteração. No momento em que uma emenda entra em vigor, você é considerado, ao continuar a manter seus ADSs, concordar com a alteração e estar vinculado aos ADSs e ao acordo de depósito alterado e reformulado, conforme alterado.

O Depositário deverá, a qualquer momento, sob a direção da Companhia, rescindir este Contrato de Depósito enviando notificação de tal rescisão aos detentores de ADS então pendentes pelo menos 90 dias antes da data fixada em tal aviso para tal rescisão.

O Depositário também pode rescindir os Contratos de Depósito por correio aviso de tal rescisão à Companhia e aos detentores de ADSs então pendentes, tal rescisão entrará em vigor em uma data especificada em tal aviso não menos de 90 dias após a data do mesmo, se a qualquer momento 60 dias tiverem expirado após o Depositário ter entregue à Companhia uma notificação por escrito de sua eleição para renunciar e um depositário sucessor não deverá foram nomeados e aceitaram a sua nomeação.

A qualquer momento após o vencimento de um ano a partir da data de rescisão, o Depositário poderá vender as Ações Ordinárias e as Ações Preferenciais então detidas neste instrumento e, posteriormente, poderá deter não investido o produto líquido de tal venda, juntamente com qualquer outro dinheiro então devido por ele nos termos deste documento, não segregado e sem responsabilidade por juros, em benefício pro rata dos titulares de ADSs que não tenham sido até então cedidas, tais detentores tornam-se credores gerais do Depositário em relação a tais receitas líquidas e a esse outro dinheiro. Após a realização de tal venda, o Depositário será exonerado de todas as obrigações previstas nos Contratos de Depósito, exceto para contabilizar tais receitas líquidas e outros valores. Após a rescisão dos Contratos de Depósito, a Companhia será dispensada de todas as obrigações decorrentes dos Contratos de Depósito, exceto de suas obrigações para com o Depositário previstas nos Contratos de Depósito.

Limitações de Obrigações e Responsabilidade para com os Titulares de ADS

Antes da emissão, registro, registro de transferência, cisão, combinação ou cancelamento de quaisquer ADSs, ou a entrega de qualquer distribuição em relação a eles, e de tempos em tempos, no caso da produção de provas, conforme descrito abaixo, nós ou o Depositário ou seu custodiante podemos exigir:

- pagamento com relação a elas de (i) qualquer imposto ou outro encargo governamental, (ii) qualquer transferência de ações ou taxas de registro em vigor em relação às Ações Ordinárias e Ações Preferenciais e (iii) quaisquer taxas e despesas aplicáveis descritas nos Contratos de Depósito;
- a produção de provas satisfatórias para ele de (i) a identidade de qualquer signatário e autenticidade de qualquer assinatura e (ii) tais outras informações, incluindo, sem limitação, informações sobre cidadania, residência, aprovação de controle cambial, propriedade efetiva ou outra ou participação em quaisquer valores mobiliários, conformidade com a lei, regulamentos, disposições ou que regem os títulos depositados e termos dos Acordos de Depósito e das ADSs, quando julgar necessário ou adequado; e
- conformidade com os regulamentos que o depositário possa estabelecer consistentes com os Acordos de Depósito.

Os Acordos de Depósito limitam expressamente as obrigações e a responsabilidade do Depositário, de nós mesmos e de cada um dos nossos respectivos agentes e do Depositário, desde que, no entanto, nenhuma disposição dos Contratos de Depósito se destine a constituir uma renúncia ou limitação de quaisquer direitos que os titulares de ADS possam ter ao abrigo do Securities Act de 1933 ou do Exchange Act, na medida do aplicável.

A Empresa não assume nenhuma obrigação nem estará sujeita a qualquer responsabilidade sob os Acordos de Depósito para com os titulares ou beneficiários efetivos, exceto que concorda em cumprir suas obrigações sem negligência ou má-fé.

O depositário não estará sujeito a qualquer responsabilidade com relação à validade ou valor dos valores mobiliários depositados ou das ADSs.

Nem o Depositário nem nós estaremos sob qualquer obrigação de comparecer, processar ou defender qualquer ação, processo ou outro processo em relação a quaisquer valores mobiliários depositados ou em relação às ADSs, em nome de quaisquer Ações Ordinárias e Ações Preferenciais ou detentores de ADS ou outra pessoa.

Nem o Depositário nem nós seremos responsáveis por qualquer ação ou não ação por ele em confiança no conselho ou informações de advogados, contadores, qualquer pessoa que apresente Ações Ordinárias e Ações Preferenciais para depósito, quaisquer proprietários de ADSs, ou qualquer outra pessoa que acredite ser competente para dar tais conselhos ou informações.

O Depositário não será responsável por quaisquer atos ou omissões feitas por um Depositário sucessor, seja em relação a um ato ou omissão anterior do Depositário ou em relação a uma questão que surja totalmente após a destituição ou renúncia do Depositário, desde que, em relação à emissão da qual surja tal responsabilidade potencial, o Depositário tenha cumprido suas obrigações sem negligência ou má-fé enquanto atuou como Depositário.

Na ausência de má-fé de sua parte, o Depositário não será responsável por qualquer falha no cumprimento de quaisquer instruções para votar em qualquer uma das ações subjacentes às ADSs ou às ADSs ou pela maneira pela qual qualquer voto é proferido ou pelo efeito de qualquer voto.

O Depositário não terá nenhuma obrigação de fazer qualquer determinação ou fornecer qualquer informação quanto à nossa responsabilidade por quaisquer conseqüências fiscais que possam ser incorridas pelos detentores de ADSs como resultado de possuir ou manter ADSs.

O depositário não será responsável pela incapacidade ou falha de um titular de ADS em obter o benefício de um crédito fiscal estrangeiro, taxa reduzida de retenção ou reembolso de montantes retidos na fonte a título de imposto ou qualquer outro benefício fiscal.

Nenhuma isenção de responsabilidade sob a Lei de Valores Mobiliários de 1933 é pretendida por qualquer disposição dos Acordos de Depósito.

Além disso, nenhum de nós, o Depositário ou o custodiante será responsável pela falha de qualquer detentor de ADS em obter os benefícios de créditos ou reembolsos de fora dos EUA. imposto pago contra a obrigação de imposto de renda do titular da ADS.

O Depositário e seus agentes podem possuir e negociar em qualquer classe de valores mobiliários de nossa empresa e nossas afiliadas e em ADSs.

Livros do Depositário

O Depositário ou seu agente manterá livros para o registro e transferências de ADSs, os quais estarão abertos para inspeção pelos titulares de ADS no escritório do Depositário durante o horário comercial regular, desde que tal inspeção não tenha a finalidade de comunicar com os titulares de ADS no interesse de um negócio ou objeto diferente do nosso ou de um assunto relacionado aos Acordos de Depósito ou às ADSs. Tal registro (e/ou qualquer parte dele) pode ser fechado a qualquer momento ou de tempos em tempos, quando considerado conveniente pelo Depositário, e o Depositário também pode fechar a parte do livro de emissão de tal registro quando razoavelmente solicitado por nós exclusivamente para nos permitir cumprir a lei aplicável.

Lista de Subsidiárias

Companhia Paranaense de Energia - COPEL – Companhias subsidiárias e controladas em 31 de dezembro 2024.

Subsidiária	Jurisdição de Incorporação	Nomes sob os quais os negócios são conduzidos
COPEL Distribuição S.A.	Brasil	COPEL Distribuição
COPEL Serviços S.A.	Brasil	COPEL Serviços
COPEL Comercialização S.A.	Brasil	COPEL Mercado Livre
COPEL Geração e Transmissão S.A.	Brasil	COPEL Geração e Transmissão
São Bento Energia Investimentos e Participações S.A.	Brasil	São Bento Energia
GE Olho D'Água S.A.	Brasil	Olho D'Água
GE Boa Vista S.A.	Brasil	Boa Vista
GE Farol S.A.	Brasil	Farol
GE São Bento do Norte S.A.	Brasil	São Bento do Norte
Cutia Empreendimentos Eólicos S.A.	Brasil	Cutia Empreendimentos
Central Geradora Eólica São Bento do Norte I S.A.	Brasil	São Bento do Norte I
Central Geradora Eólica São Bento do Norte II S.A.	Brasil	São Bento do Norte II
Central Geradora Eólica São Bento do Norte III S.A.	Brasil	São Bento do Norte III
Central Geradora Eólica São Miguel I S.A.	Brasil	São Miguel I
Central Geradora Eólica São Miguel II S.A.	Brasil	São Miguel II
Central Geradora Eólica São Miguel III S.A.	Brasil	São Miguel III
Usina de Energia Eólica Cutia S.A.	Brasil	Cutia
Usina de Energia Eólica Guajiru S.A.	Brasil	Guajiru
Usina de Energia Eólica Jangada S.A.	Brasil	Jangada
Usina de Energia Eólica Maria Helena S.A.	Brasil	Maria Helena
Usina de Energia Eólica Potiguar S.A.	Brasil	Potiguar
Usina de Energia Eólica Esperança do Nordeste S.A.	Brasil	Esperança do Nordeste
Usina de Energia Eólica Paraíso dos Ventos do Nordeste S.A.	Brasil	Paraíso dos Ventos do Nordeste
Costa Oeste Transmissora de Energia S.A.	Brasil	Costa Oeste Transmissora
Marumbi Transmissora de Energia S.A.	Brasil	Marumbi Transmissora
Bela Vista Geração de Energia S.A.	Brasil	Bela Vista
Nova Asa Branca I Energias Renováveis S.A.	Brasil	Nova Asa Branca I
Nova Asa Branca II Energias Renováveis S.A.	Brasil	Nova Asa Branca II
Nova Asa Branca III Energias Renováveis S.A.	Brasil	Nova Asa Branca III
Nova Eurus IV Energias Renováveis S.A.	Brasil	Nova Eurus IV

Santa Maria Energias Renováveis S.A.	Brasil	Santa Maria
Santa Helena Energias Renováveis S.A.	Brasil	Santa Helena
Ventos de Santo Uriel S.A.	Brasil	Ventos de Santo Uriel
Uirapuru Transmissora de Energia S.A.	Brasil	Uirapuru
F.D.A. Geração de Energia Elétrica	Brasil	Foz do Areia
Brownfield Investment Holding S.A.	Brasil	Brownfield
Ventos de Serra do Mel B S.A.	Brasil	Ventos de Serra do Mel
EOL Potiguar B141 SPE S.A.	Brasil	Potiguar B61
EOL Potiguar B142 SPE S.A.	Brasil	Potiguar B141
EOL Potiguar B143 SPE S.A.	Brasil	Potiguar B142
Ventos de Vila Paraíba IV SPE S.A.	Brasil	Ventos de Vila Paraíba IV
EOL Potiguar B61 SPE S.A.	Brasil	Potiguar B143
Jandaíra I Energias Renováveis S.A.	Brasil	Jandaíra I
Jandaíra II Energias Renováveis S.A.	Brasil	Jandaíra II
Jandaíra III Energias Renováveis S.A.	Brasil	Jandaíra III
Jandaíra IV Energias Renováveis S.A.	Brasil	Jandaíra IV
Aventura Holding S.A	Brasil	Aventura Holding
Central Eólica Aventura II S.A	Brasil	Aventura II
Central Eólica Aventura III S.A	Brasil	Aventura III
Central Eólica Aventura IV S.A	Brasil	Aventura IV
Central Eólica Aventura V S.A	Brasil	Aventura V
SRMN Holdings S.A	Brasil	SRMN Holding
Central Eólica SRMN I S.A	Brasil	SRMN I
Central Eólica SRMN II S.A	Brasil	SRMN II
Central Eólica SRMN III S.A	Brasil	SRMN III
Central Eólica SRMN IV S.A	Brasil	SRMN IV
Central Eólica SRMN V S.A	Brasil	SRMN V

Controladas

**Jurisdição de
Incorporação**

**Nomes sob os quais os negócios são
conduzidos**

Elejor - Centrais Eletricas do Rio Jordao S.A.

Brasil

Elejor

Coligadas	Jurisdição de Incorporação	Nomes sob os quais os negócios são conduzidos
Foz do Chopim Energética LTDA	Brasil	Foz do Chopim
Dona Francisca Energética	Brasil	Dona Francisca
Controladas em conjunto	Jurisdição de Incorporação	Nomes sob os quais os negócios são conduzidos
Caiuá Transmissora de Energia S.A.	Brasil	Caiuá Transmissora
Integração Maranhense Transmissora de Energia S.A.	Brasil	Integração Maranhense
Matrinchã Transmissora de Energia (TPNORTE) S.A.	Brasil	Matrinchã Transmissora
Guaraciaba Transmissora de Energia (TPSUL) S.A.	Brasil	Guaraciaba Transmissora
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	Brasil	Paranaíba Transmissora
Mata de Santa Genebra Transmissão S.A.	Brasil	Mata de Santa Genebra
Cantareira Transmissora de Energia S.A.	Brasil	Cantareira
Voltaia São Miguel do Gostoso I Participações S.A.	Brasil	São Miguel do Gostoso I
Solar Paraná GD Participações S.A.		Solar Paraná
Pharma Solar II Geração Distribuída SPE LTDA	Brasil	Pharma Solar II
Pharma Solar III Geração Distribuída SPE LTDA	Brasil	Pharma Solar III
Pharma Solar IV Geração Distribuída SPE LTDA	Brasil	Pharma Solar IV
Bandeirantes Solar I Geração Distribuída SPE LTDA	Brasil	Bandeirantes Solar I
Bandeirantes Solar II Geração Distribuída SPE LTDA	Brasil	Bandeirantes Solar II
Consórcios	Jurisdição de Incorporação	Nomes sob os quais os negócios são conduzidos
UHE Governador Jayme Canet Júnior	Brasil	Mauá
UHE Baixo Iguaçu	Brasil	Baixo Iguaçu

NPC 0102 POLÍTICA DE DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÕES SOBRE ATO OU FATO RELEVANTE E DE NEGOCIAÇÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS

ECONÔMICO/FINANCEIRO/CONTÁBIL

Versão 07 de 16/04/2025

1/9

1. INTRODUÇÃO

A Copel por ser uma companhia de capital aberto com ações listadas na B3 (CPLE3, CPLE5, CPLE6), na NYSE (ELPYY, ELP) e na LATIBEX (XCOP), está sujeita a regulação do mercado de capitais, devendo estabelecer mecanismos que prezem pela regularidade na utilização de Informações Privilegiadas por Pessoas Vinculadas e Ligadas em negociação com valores mobiliários de emissão da Companhia e pela transparência na divulgação de Informações Relevantes à sociedade e aos seus investidores.

Desta forma, em conformidade com a regulação e com as melhores práticas de governança, a Copel estabeleceu esta Política, a qual é aprovada pelo Conselho de Administração - CAD.

1.1 - ESCOPO

O escopo desta Política define as diretrizes da Copel para os temas de Divulgação de Informações e Preservação de Sigilo e Negociação com Valores Mobiliários de Emissão Própria.

1.2 - CONCEITOS

Os termos utilizados nessa política estão conceituados e organizados no Caderno de Conceitos que pode ser acessado no site de Relações com Investidores (ri.copel.com) e no Portal de Sustentabilidade da Copel.

1.3 - PROPÓSITO

Estabelecer as regras, procedimentos e diretrizes de divulgação de informações e preservação de sigilo, negociação de valores mobiliários de emissão própria, aplicáveis à Companhia Paranaense de Energia - Copel (Holding), suas subsidiárias integrais – SIs, suas controladas e às Pessoas Vinculadas. Para efeito desta Política, o conjunto destas empresas relacionadas será denominado Copel.

As diretrizes também são aplicáveis, como recomendação, às controladas em conjunto, às empresas coligadas e outras participações societárias, respeitados seus trâmites societários.

Para dar suporte à execução das diretrizes gerais, a Copel separa as diretrizes específicas para cada capítulo dessa política. Tais diretrizes versam sobre divulgação de informações e preservação de sigilo e negociação com valores mobiliários de emissão própria.

1.4 - DIRETRIZES GERAIS

1.4.1 - As Pessoas Vinculadas devem aderir a esta Política mediante a assinatura do Termo de Adesão, na forma do Anexo I.

1.4.2 - Os Termos de Adesão firmados pelas Pessoas Vinculadas deverão permanecer arquivados na sede da Companhia, sob responsabilidade do Vice-Presidente de Finanças e de Relações com Investidores - VPFI, enquanto essas pessoas mantiverem vínculo com a Copel e, ainda, por 5 (cinco) anos, no mínimo, após o seu desligamento.

1.4.3 - A Companhia manterá arquivado em sua sede, sob responsabilidade do VPFI, à disposição da Comissão de Valores Mobiliários - CVM, a relação atualizada das Pessoas Vinculadas que firmarem o Termo de Adesão, com as suas respectivas qualificações, cargo ou função, e número de inscrição no Cadastro Nacional de Pessoas Físicas e/ou Pessoas Jurídicas, conforme aplicável, atualizando-a sempre que houver alteração.

1.4.4 - É de responsabilidade das Pessoas Vinculadas comunicar imediatamente à Companhia a alteração de quaisquer de seus dados cadastrais.

1.4.5 - A área de gestão dos negócios em que a Copel possui participações societárias será responsável por colher as assinaturas do Termo de Adesão das Pessoas Vinculadas de Controladas, Coligadas e de outras sociedades em que a Companhia tenha participação, caso venham a adotar esta política.

1.4.6 - As Pessoas Vinculadas devem observar as normas aplicáveis à esta Política, bem como zelar para que tais normas sejam cumpridas pelas pessoas que estejam sob sua influência, inclusive Pessoas Ligadas e todos aqueles com quem mantenham relação comercial, profissional ou de confiança.

**NPC 0102 POLÍTICA DE DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÕES SOBRE ATO OU FATO RELEVANTE E DE
NEGOCIAÇÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS
ECONÔMICO/FINANCEIRO/CONTÁBIL**

Versão 07 de 16/04/2025

2/9

CAPÍTULO 1: DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÕES E PRESERVAÇÃO DE SIGILO

1.1. PROPÓSITO

Estabelecer as diretrizes de divulgação de informações, que sejam consideradas como Atos ou Fatos Relevantes, e de manutenção de sigilo de Informações Privilegiadas, que norteiam o processo decisório da Copel.

1.2. ATRIBUIÇÕES DO VICE PRESIDENTE DE FINANÇAS E DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES – VPFI

1.2.1 - Sem prejuízo dos demais deveres e responsabilidades previstos nas normas aplicáveis, no Estatuto Social e nesta Política de Divulgação, o VPFI, por intermédio da Superintendência de Relações com Investidores – SRI, deve:

- a) divulgar e comunicar à CVM e às Bolsas de Valores, imediatamente após sua ciência e análise, na forma das normas aplicáveis, qualquer Informação Relevante;
- b) zelar pela ampla e imediata disseminação da Informação Relevante simultaneamente, sempre que possível, em todos os mercados nos quais a Copel tenha valores mobiliários admitidos à negociação;
- c) na hipótese de questionamentos por parte da CVM ou das Bolsas de Valores, ou caso ocorra oscilação atípica na cotação, preço ou quantidade negociada dos Valores Mobiliários, inquirir as pessoas com acesso a Informações Privilegiadas para averiguar se estas têm conhecimento de informações que devam ser divulgadas ao mercado e, em caso positivo, providenciar para que as informações sejam imediatamente divulgadas ao mercado na forma desta Política, devendo manter o registro deste procedimento;
- d) observado o previsto nesta Política, analisar e decidir sobre a caracterização de fato ou ato como sendo Informação Relevante e participar do processo decisório relativo à conveniência ou não de sua imediata divulgação ao mercado; e
- e) administrar e fazer cumprir a presente Política.

1.3. DEVERES DAS PESSOAS VINCULADAS

1.3.1 - Sem prejuízo dos demais deveres e responsabilidades previstos na legislação e regulamentação aplicáveis, bem como nesta Política de Divulgação, são obrigações das Pessoas Vinculadas:

- a) Comunicar imediata e formalmente qualquer Informação Relevante de que tenham conhecimento ao VPFI, que promoverá sua divulgação na forma das normas aplicáveis e desta Política de Divulgação;
- b) não divulgar a Informação Privilegiada, exceto pela divulgação estrita às pessoas que dela imprescindivelmente precisem tomar conhecimento, assegurando que os destinatários da informação estejam sujeitos à presente Política ou de outra forma sujeitos a obrigação de resguardar o sigilo da informação e abster-se de utilizá-la para obter vantagem indevida;
- c) não se valer de Informações Privilegiadas para obter, direta ou indiretamente, para si ou para terceiros, quaisquer vantagens, incluindo por meio da compra ou venda de Valores Mobiliários;
- d) não discutir a Informação Privilegiada na presença de terceiros que dela não tenham conhecimento, ainda que se possa esperar que referido terceiro não possa intuir o significado da conversa;
- e) Administradores, Conselheiros Fiscais e membros de Órgãos com Funções Técnicas ou Consultivas, caso tenham conhecimento pessoal de Informação Relevante, sempre que verificarem a omissão do VPFI no cumprimento de seu dever de divulgar o respectivo Ato ou Fato Relevante, devem comunicar imediatamente tal Ato ou Fato Relevante à CVM;
- f) caso inadvertidamente ou sem autorização, de qualquer modo comuniquem, pessoalmente ou por meio de terceiros, Informações Privilegiadas a pessoas não vinculadas a esta Política de Divulgação nem submetidas a dever de sigilo, devem informar tal ato imediatamente ao VPFI para que adote as medidas que entender cabíveis;
- g) comunicar imediatamente ao VPFI quaisquer violações a esta Política de Divulgação de que tenham conhecimento; e

NPC 0102 POLÍTICA DE DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÕES SOBRE ATO OU FATO RELEVANTE E DE NEGOCIAÇÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS

ECONÔMICO/FINANCEIRO/CONTÁBIL

Versão 07 de 16/04/2025

3/9

- h) zelar para que a violação do disposto nos itens acima não ocorra por meio de subordinados diretos ou terceiros de sua confiança, respondendo solidariamente com estes na hipótese de descumprimento.

1.3.2 - É vedado às Pessoas Vinculadas fornecer ou comentar na mídia, por qualquer meio de comunicação, inclusive por intermédio da Internet ou de redes sociais, qualquer Informação Privilegiada à qual tenham tido acesso em razão do cargo ou posição que ocupam até sua divulgação ao público.

1.3.2.1 - É vedado ainda realizar qualquer manifestação pública a respeito de notícias publicadas pela imprensa sobre questões tratadas em reuniões dos órgãos de administração, de comitês ou de qualquer área administrativa da Companhia, que não tenham sido objeto de prévio pronunciamento oficial por intermédio do VPFI.

1.4. PROCEDIMENTOS PARA DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÃO RELEVANTE

1.4.1 - A divulgação de Informação Relevante à CVM e às Bolsas de Valores deverá ser feita imediatamente, observado o item 1.4.2 abaixo e excetuadas as hipóteses da seção 1.6, por meio de documento escrito, com o detalhamento adequado dos atos e/ou fatos ocorridos.

1.4.1.1 - A divulgação da Informação Relevante deverá ser realizada de modo claro e preciso, em linguagem acessível ao público investidor, indicando, sempre que possível, os valores envolvidos e outros esclarecimentos que a Companhia entender relevantes para o adequado entendimento e avaliação mais precisa da Informação Relevante pelo mercado.

1.4.2 - A divulgação da Informação Relevante será realizada, sempre que possível, antes do início ou após o encerramento dos negócios nas Bolsas de Valores, observado que, caso haja negociação simultânea em mais de uma Bolsa de Valores em diferentes países, deverá prevalecer o horário de funcionamento das Bolsas de Valores localizadas no território brasileiro.

1.4.2.1 - Caso seja imperativo que a divulgação de Informação Relevante ocorra durante o horário de negociação, o VPFI poderá solicitar, sempre simultaneamente às Bolsas de Valores, a suspensão da negociação dos Valores Mobiliários da Copel, pelo tempo necessário à adequada disseminação da Informação Relevante, observados os procedimentos previstos nos regulamentos editados pelas Bolsas de Valores.

1.4.3 - Nos termos da regulamentação aplicável, a divulgação de Informações Relevantes deverá ser realizada por meio dos seguintes canais:

- a) sistema eletrônico disponível na página da CVM na *internet*;
- b) página de relações com investidores da Companhia; e
- c) no portal de notícias "Portal MZ", cujo endereço eletrônico é portal.mzgroup.com.

1.4.3.1 - A Companhia poderá criar um sistema on-line de divulgação de informações a investidores, enviando Informações Relevantes por meio de correio eletrônico (e-mail) de pessoas cadastradas em banco de dados criado para esse fim, observado que tal sistema de divulgação não substituirá os outros meios de divulgação de informação previstos nesta Política de Divulgação e na legislação aplicável.

1.4.3.2 - Em caso de alteração nos canais de comunicação do subitem 1.4.3, esta Política de Divulgação deve ser atualizada previamente à alteração.

1.4.4 - Nas hipóteses de veiculação de Informação Relevante por qualquer meio de comunicação, inclusive à imprensa ou em reuniões com entidades de classe, acionistas, investidores, analistas ou com público selecionado, no País ou no exterior, a Informação Relevante deverá ser divulgada prévia e simultaneamente à CVM, Bolsas de Valores e ao público investidor em geral por meio dos canais oficiais mencionados no item 1.4.3.

1.5. EXCEÇÃO À IMEDIATA DIVULGAÇÃO DE ATO OU FATO RELEVANTE

1.5.1 - As Informações Relevantes poderão, excepcionalmente, deixar de ser divulgados, após análise e decisão do VPFI ou demais Administradores, conforme o caso, quando entenderem que sua divulgação poderá colocar em risco interesse legítimo da Companhia.

NPC 0102 POLÍTICA DE DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÕES SOBRE ATO OU FATO RELEVANTE E DE NEGOCIAÇÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS

ECONÔMICO/FINANCEIRO/CONTÁBIL

Versão 07 de 16/04/2025

4/9

1.5.1.1 - Na forma da regulamentação aplicável, os Administradores poderão decidir submeter à apreciação da CVM questão acerca da divulgação ao público de Informação Relevante que possa colocar em risco interesse legítimo da Companhia.

1.5.1.2 - Os Administradores ficam obrigados a, diretamente ou por meio do VPMI, divulgar imediatamente a Informação Relevante na hipótese de a informação escapar ao controle ou de ocorrência de oscilação atípica na cotação, preço ou quantidade negociada dos Valores Mobiliários.

1.6. COMUNICADO AO MERCADO

1.6.1 - Caso a Companhia entenda ser pertinente a divulgação de alguma informação útil para os acionistas e o mercado em geral, ainda que não seja exigida pela legislação e regulamentação aplicáveis, a Companhia levará referida informação ao conhecimento de seus acionistas e investidores por meio de Comunicado ao Mercado.

1.6.1.1 - Caso a Companhia entenda que a informação a ser divulgada por meio de Comunicado ao Mercado tem o potencial de influir, de modo ponderável, as cotações ou decisões de investimento em seus Valores Mobiliários, tal informação deverá ser tratada internamente e divulgada da forma exigida para Informação Relevante.

1.6.2 - A divulgação de Comunicado ao Mercado deve ser realizada por meio de documento escrito à CVM e às Bolsas de Valores, com linguagem clara precisa, objetiva e acessível ao público investidor, descrevendo detalhadamente os atos e/ou fatos ocorridos e indicando, sempre que necessário e possível, os valores envolvidos e outros esclarecimentos.

1.6.3 - A divulgação de Comunicado ao Mercado deve ser feita por meio dos seguintes canais:

- a) sistema eletrônico disponível na página da CVM na *internet*;
- b) página de relações com investidores da Companhia; e
- c) sistema *on-line* de divulgação de informações a investidores por meio de correio eletrônico (*e-mail*) de pessoas cadastradas em banco de dados criado para esse fim.

CAPÍTULO 2: NEGOCIAÇÃO COM VALORES MOBILIÁRIOS DE EMISSÃO PRÓPRIA

2.1. PROPÓSITO

Estabelecer as diretrizes de negociação de valores mobiliários de emissão própria, visando promover a transparência e regularidade das negociações e evitando a utilização indevida de Informações Privilegiadas, que norteiam o processo decisório da Copel.

2.2. DIRETRIZES ESPECÍFICAS

2.2.1 - Esta Política se aplica às negociações com Valores Mobiliários realizadas pela Companhia e demais Pessoas Vinculadas:

- a) dentro ou fora de ambientes de mercado regulamentado de valores mobiliários;
- b) direta ou indiretamente, seja por meio de sociedades controladas ou de terceiros com quem seja mantido contrato de fidúcia ou administração de carteira; e
- c) por conta própria ou de terceiros.

2.2.2 - As restrições previstas nesta Política não se aplicam às negociações realizadas por fundos de investimento dos quais as Pessoas Vinculadas sejam cotistas desde que as decisões de negociação do administrador e/ou gestor desses fundos não possam ser influenciadas pelos cotistas, sendo presumida tal influência caso se trate de fundo exclusivo, observadas as exceções constantes da Resolução CVM 44.

2.3. VEDAÇÃO À UTILIZAÇÃO INDEVIDA DE INFORMAÇÕES PRIVILEGIADAS

2.3.1 - É vedada a negociação de Valores Mobiliários da Copel por parte das Pessoas Vinculadas que tenham conhecimento de Informação Privilegiada, com a finalidade de auferir vantagem indevida, para si ou para outrem.

NPC 0102 POLÍTICA DE DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÕES SOBRE ATO OU FATO RELEVANTE E DE NEGOCIAÇÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS

ECONÔMICO/FINANCEIRO/CONTÁBIL

Versão 07 de 16/04/2025

5/9

2.3.2 - Para fins da restrição constante do item 2.3.1, presume-se que:

- a) a pessoa que negocia Valores Mobiliários dispondo de Informação Privilegiada faz uso de tal informação na referida negociação;
- b) Administradores, membros do Conselho Fiscal e a Companhia, em relação aos negócios com Valores Mobiliários, têm acesso a toda Informação Privilegiada;
- c) as Pessoas Vinculadas, ao acessarem Informação Privilegiada, sabem que se trata de Informação Privilegiada;
- d) o Administrador que se afasta da Companhia dispondo de Informação Privilegiada se vale de tal informação caso negocie Valores Mobiliários no período de 6 (seis) meses contados do seu desligamento;
- e) são relevantes, a partir do momento em que iniciados estudos ou análises relativos à matéria, as informações acerca de operações de incorporação, cisão total ou parcial, fusão, transformação, ou qualquer forma de reorganização societária ou combinação de negócios, mudança no controle da Companhia, inclusive por meio de celebração, alteração ou rescisão de acordo de acionistas, decisão de promover o cancelamento de registro da companhia aberta ou mudança do ambiente ou segmento de negociação das ações de sua emissão; e
- f) são relevantes as informações acerca de pedido de recuperação judicial ou extrajudicial e de falência efetuados pela própria Companhia, a partir do momento em que iniciados estudos ou análises relativos a tal pedido.

2.3.2.1 - As presunções constantes no item 2.3.2 são relativas e devem ser analisadas juntamente com outros elementos que indiquem se o ilícito foi ou não, de fato, praticado, podendo, se for o caso, ser utilizadas interpretativamente de forma combinada.

2.3.2.2 - Observado o disposto na regulamentação aplicável, as presunções não se aplicam:

- a) a casos de aquisição, por meio de negociação privada, de ações que se encontrem em tesouraria, decorrente do exercício de opção de compra de acordo com plano de outorga de opção de compra de ações aprovado em assembleia geral, ou quando se tratar de outorga de ações a Administradores, empregados ou prestadores de serviços como parte de remuneração previamente aprovada em assembleia geral; e
- b) a negociações envolvendo valores mobiliários de renda fixa, quando realizadas mediante operações com compromissos conjugados de recompra pelo vendedor e de revenda pelo comprador, para liquidação em data preestabelecida, anterior ou igual à do vencimento dos títulos objeto da operação, realizadas com rentabilidade ou parâmetros de remuneração predefinidos.

2.3.3 - A vedação à utilização de Informações Privilegiadas não se aplica a subscrições de novos Valores Mobiliários, sem prejuízo da incidência das regras que dispõem sobre a divulgação de informações no contexto da emissão e oferta desses Valores Mobiliários.

2.4. PERÍODO VEDADO

2.4.1 - Durante os períodos de 15 (quinze) dias que antecedem a divulgação das Informações Trimestrais - ITRs e Demonstrações Financeiras - DFs da Copel, é vedada a negociação com Valores Mobiliários por parte de todas as pessoas vinculadas a esta política.

2.4.1.1 - A vedação prevista neste item não depende (i) do conhecimento, por tais pessoas, do conteúdo do ITR ou DFs da Companhia; (ii) da avaliação quanto à existência de Informação Relevante pendente de divulgação; ou (iii) de análise quanto à intenção da negociação.

2.4.1.2 - A vedação prevista neste item não se aplica a:

- a) negociações envolvendo Valores Mobiliários de renda fixa, quando realizadas mediante operações com compromissos conjugados de recompra pelo vendedor e de revenda pelo comprador, para liquidação em data preestabelecida, anterior ou igual à do vencimento dos títulos objeto da operação, realizadas com rentabilidade ou parâmetros de remuneração predefinidos;

**NPC 0102 POLÍTICA DE DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÕES SOBRE ATO OU FATO RELEVANTE E DE
NEGOCIAÇÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS
ECONÔMICO/FINANCEIRO/CONTÁBIL**

Versão 07 de 16/04/2025

6/9

- b) operações destinadas a cumprir obrigações assumidas antes do início do período de vedação decorrentes de empréstimos de Valores Mobiliários, exercício de opções de compra ou venda por terceiros e contratos de compra e venda a termo; e
- c) negociações realizadas por instituições financeiras e pessoas jurídicas integrantes de seu grupo econômico, desde que efetuadas no curso normal de seus negócios e dentro de parâmetros preestabelecidos nesta Política.

2.5. PERÍODOS DE BLOQUEIO

2.5.1 – O VPFI pode, independentemente da existência de Informação Relevante ainda não divulgada, fixar períodos em que as Pessoas Vinculadas não poderão negociar Valores Mobiliários mediante o envio de notificação na qual indique expressamente o início e o final do Período de Bloqueio, que perdurará até que seja enviada nova notificação informando expressamente seu final.

2.5.2 - A notificação do Período de Bloqueio enviada pelo VPFI não necessariamente precisa ser justificada ou informar os fatos que dão origem à determinação do VPFI, podendo, ainda, ter como destinatários a totalidade ou apenas parte das Pessoas Vinculadas.

2.5.3 - Os destinatários dos Períodos de Bloqueio devem se abster de negociar dos Valores Mobiliários durante todo este Período e manter confidencialidade sobre as notificações referentes a Períodos de Bloqueio.

2.5.4 - A ausência de comunicação por parte do VPFI sobre Períodos de Bloqueio não exime as Pessoas Vinculadas do cumprimento dos termos da presente Política e das normas aplicáveis.

2.6. CONDUTAS ESPERADAS PARA NEGOCIAÇÃO POR PESSOAS VINCULADAS

2.6.1 - As Pessoas Vinculadas devem observar integralmente a Política e demais normas aplicáveis à negociação de Valores Mobiliários.

2.6.2 - As Pessoas Vinculadas devem comunicar imediatamente ao VPFI da Copel quaisquer violações desta Política que sejam de seu conhecimento.

2.6.3 - Desde que fora dos Períodos de Vedação e Períodos de Bloqueio, e que não disponham de Informações Privilegiadas, as Pessoas Vinculadas poderão negociar livremente Valores Mobiliários.

2.7. DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÃO SOBRE TITULARIDADE E NEGOCIAÇÕES DE VALORES MOBILIÁRIOS

2.7.1 - Os Administradores, membros do Conselho Fiscal e de órgãos estatutários com funções técnicas ou consultivas devem informar ao VPFI a titularidade e as negociações realizadas com Valores Mobiliários emitidos pela Copel, por suas controladoras ou controladas companhias abertas.

2.7.1.1 - A comunicação referida no item 2.7.1 acima também deve contemplar, na forma da Resolução CVM 44, a titularidade e negociações com os Valores Mobiliários que sejam de propriedade de pessoas ligadas às Pessoas Vinculadas.

A comunicação referida no item 2.7.1 deverá conter, no mínimo, as seguintes informações:

- a) nome e qualificação do comunicante, indicando o número de inscrição no Cadastro Nacional de Pessoas Jurídicas ou no Cadastro de Pessoas Físicas;
- b) quantidade, por espécie e classe, no caso de ações, e demais características no caso de outros valores mobiliários, além do saldo da posição detida antes e depois da negociação; e
- c) forma de aquisição ou alienação, preço e data das transações.

2.7.1.2 - A comunicação referida no item 2.7.1 deve ser realizada: (i) no prazo de 5 (cinco) dias após a realização de cada negócio; e (ii) no primeiro dia útil após a investidura no cargo.

2.7.2 - A Copel, por meio do VPFI, deve divulgar mensalmente, na forma da regulamentação aplicável, as informações referidas no item 2.7.1 e as informações com relação aos Valores Mobiliários negociados por ela própria, suas controladas e coligadas.

NPC 0102 POLÍTICA DE DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÕES SOBRE ATO OU FATO RELEVANTE E DE NEGOCIAÇÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS

ECONÔMICO/FINANCEIRO/CONTÁBIL

Versão 07 de 16/04/2025

7/9

2.8. DIVULGAÇÃO SOBRE NEGOCIAÇÃO RELEVANTE

2.8.1 – Os acionistas que elegerem membros do Conselho de Administração ou do Conselho Fiscal, bem como qualquer pessoa natural ou jurídica, ou grupo de pessoas, representando um mesmo interesse, que realizarem Negociações Relevantes, negócio ou o conjunto de negócios por meio do qual a participação direta ou indireta das pessoas referidas no caput ultrapassa, para cima ou para baixo, os patamares de 5% (cinco por cento), 10% (dez por cento), 15% (quinze por cento), e assim sucessivamente, de espécie ou classe de ações representativas do capital social de companhia aberta, deve(m) enviar ao VPFI comunicação imediata contendo, no mínimo, as seguintes informações.

- a) nome e qualificação, indicando o número de inscrição no Cadastro Nacional de Pessoas Jurídicas - CNPJ ou no Cadastro de Pessoas Físicas - CPF;
- b) objetivo da participação e quantidade visada, contendo, se for o caso, declaração de que os negócios não objetivam alterar a composição do controle ou a estrutura administrativa da Companhia;
- c) número de ações e de outros valores mobiliários e instrumentos financeiros derivativos referenciados em tais ações, sejam de liquidação física ou financeira, explicitando a quantidade, a classe e a espécie das ações referenciadas;
- d) indicação de qualquer acordo ou contrato regulando o exercício do direito de voto ou a compra e venda de valores mobiliários de emissão da Companhia; e
- e) se o acionista for residente ou domiciliado no exterior, o nome ou denominação social e o número de inscrição no Cadastro de Pessoas Físicas ou no Cadastro Nacional de Pessoas Jurídicas do seu mandatário ou representante legal no País para os efeitos do art. 119 da Lei das S.A.

2.8.2 - O VPFI é o responsável por transmitir ao mercado, assim que recebidas, na forma da regulamentação aplicável, as informações sobre as Negociações Relevantes.

3. PENALIDADES

O não cumprimento das obrigações e exigências previstas nesta Política podem sujeitar as Pessoas Vinculadas, conforme o caso, à responsabilização nas esferas cível, criminal ou administrativa, sem prejuízo das sanções e medidas disciplinares previstas no Código de Conduta da Copel, na NAC 40301 - Disciplina Funcional e demais normas internas.

4. DISPOSIÇÕES FINAIS

4.1 - Quaisquer dúvidas acerca das disposições da presente Política, da regulamentação aplicável editada pela CVM e/ou sobre a possibilidade de se realizar ou não determinada negociação, sobre a relevância de determinado ato ou fato, e sobre divulgação e sobre Informação Relevante ou Privilegiada, deverão ser esclarecidas junto ao VPFI através do e-mail: ri@copel.com.

4.2 - Esta Política deve ser regida e interpretada, inclusive em casos omissos, em conformidade com as normas aplicáveis, em especial aquelas previstas no item 5.

4.3 - No caso de conflito entre as disposições desta Política e as normas vigentes, prevalecerá o disposto nas normas vigentes. No caso de conflito entre as disposições desta Política e o Estatuto Social da Copel, prevalecerá o disposto no Estatuto Social da Copel.

4.4 - Caso qualquer disposição desta Política venha a ser considerada inválida, ilegal ou ineficaz, essa disposição será limitada, na medida do possível, para que a validade, legalidade e eficácia das disposições remanescentes desta Política não sejam afetadas ou prejudicadas.

4.5 - Esta Política entra em vigor na data de sua aprovação pelo Conselho de Administração da Copel, sendo divulgada em conformidade com a regulamentação aplicável.

**NPC 0102 POLÍTICA DE DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÕES SOBRE ATO OU FATO RELEVANTE E DE
NEGOCIAÇÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS
ECONÔMICO/FINANCEIRO/CONTÁBIL**

Versão 07 de 16/04/2025

8/9

5. LEGISLAÇÃO ESPECÍFICA RELACIONADA AO ASSUNTO

A legislação e regulamentação que afetam diretamente esta Política estão organizadas no Caderno de Legislação e Regulamentação Aplicáveis para Políticas Corporativas, que pode ser acessado no site de Relações com Investidores (ri.copel.com) e no Portal de Sustentabilidade da Copel.

Atualiza a NPC 0102 de 16/02/2022, e atualiza e incorpora o conteúdo da NPC 0103 Política de Divulgação de Informações e Preservação de Sigilo.

A presente Política foi aprovada na 261ª Reunião Ordinária do Conselho de Administração – ROCAD de 16.04.2025.

**NPC 0102 POLÍTICA DE DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÕES SOBRE ATO OU FATO RELEVANTE E DE
NEGOCIAÇÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS**

ECONÔMICO/FINANCEIRO/CONTÁBIL

Versão 07 de 16/04/2025

9/9

ANEXO I

TERMO DE ADESÃO

**POLÍTICA DE DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÕES SOBRE ATO OU FATO RELEVANTE
E DE NEGOCIAÇÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS**

Pelo presente instrumento, [nome], [qualificação], residente e domiciliado(a) em [endereço], inscrito(a) no CPF/ME sob número [nº], portador(a) da cédula de identidade nº [inserir número e órgão expedidor], na qualidade de [indicar o cargo, função ou posição], declaro neste ato, tomei conhecimento da Política de Divulgação de Informações Sobre Ato ou Fato Relevante e de Negociação com Valores Mobiliário, disponível no site ri.copel.com, aprovada pelo Conselho de Administração da Companhia Paranaense de Energia – COPEL, em sua reunião de [.] de [.] de 2024, encaminhada à CVM, nos termos da Resolução CVM n.º 44/2021, e, manifesto plena ciência e concordância com os termos desta Política, obrigando-me a cumpri-la incondicional e irrestritamente, assim como, contribuir para que as pessoas vinculadas/ligadas, conforme as definições, também as cumpram integralmente.

Para os fins do art. 11 da Resolução CVM 44, declaro ainda, que eu, na qualidade de pessoa vinculada, e as pessoas ligadas a mim, nos termos desta política:

- Não possuímos, nesta data, valores mobiliários de emissão da Companhia Paranaense de Energia – Copel; ou
- Possuímos, nesta data, os seguintes valores mobiliários de emissão da Companhia Paranaense de Energia – Copel, apresentados no quadro abaixo.

Valor mobiliário	Espécie/Classe	Nome da pessoa vinculada/ligada	CPF/CNPJ	Qualificação	Classificação da pessoa ligada (se aplicável)	Quantidade

(*) Pessoa ligada: a) cônjuge do qual não esteja separado judicial ou extrajudicialmente; b) companheiro (a); c) qualquer dependente incluído em sua declaração de ajuste anual do imposto sobre a renda; e d) sociedades controladas direta ou indiretamente pela Pessoa Vinculada.

_____, ____ de _____ de _____.
Cidade e data

Assinatura

CERTIFICAÇÃO CONFORME AS REGRAS 13a-14(a) E 15d-14(a) DA SEÇÃO 302 DA LEI SARBANES-OXLEYSARBANES-OXLEY ACT

I, Eu, Daniel Pimentel Slaviero, certifico que:

1. Revisei este relatório anual em Formulário 20-F da Companhia Paranaense de Energia – Copel (“Companhia”);
2. Baseado em meu conhecimento, este relatório não contém qualquer afirmação inverídica de fato relevante ou deixa de mencionar fato relevante necessário para tornar as afirmações feitas, à luz das circunstâncias sob as quais essas afirmações foram feitas, não enganosas em relação ao período coberto por este relatório;
3. Baseado em meu conhecimento, as demonstrações contábeis e outras informações financeiras incluídas neste relatório representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a condição financeira, os resultados das operações e os fluxos de caixa da Companhia para os períodos apresentados neste relatório;
4. O outro diretor certificador da Companhia e eu somos responsáveis por estabelecer e manter controles e procedimentos de revelação (definidos nas normas 13a-15(e) e 15d-15(e) do “Exchange Act”) e controle interno de informações financeiras (definido nas normas 13a-15(f) e 15d-15(f) do “Exchange Act”) para a Companhia e:
 - (a) Estabelecemos tais controles e procedimentos de revelação, ou fizemos com que esses controles e procedimentos de revelação fossem estabelecidos sob nossa supervisão, para garantir que as informações relevantes relativas à Companhia, incluindo suas subsidiárias consolidadas, sejam trazidas a nosso conhecimento por outros naquelas entidades, em particular durante o período em que este relatório é preparado;
 - (b) Estabelecemos tal controle interno de informações financeiras, ou fizemos com que esse controle interno de informações financeiras fosse estabelecido sob nossa supervisão, para fornecer garantia razoável quanto à confiabilidade das informações financeiras e à preparação de demonstrações contábeis para fins externos de acordo com princípios contábeis geralmente aceitos;
 - (c) Avaliamos a eficácia dos controles e procedimentos de revelação da Companhia e apresentamos neste relatório nossas conclusões quanto à eficácia dos controles e procedimentos de revelação, no fim do período coberto por este relatório com base em nossa avaliação; e
 - (d) Divulgou neste relatório qualquer alteração no controle interno da Empresa sobre relatórios financeiros ocorrida durante o período coberto pelo relatório anual que tenha afetado de forma significativa, ou tenha probabilidade razoável de afetar de forma significativa, o controle interno da Empresa sobre relatórios financeiros; e
5. O outro diretor certificador da Companhia e eu revelamos, com base em nossa mais recente avaliação do controle interno de informações financeiras, aos auditores da Companhia e ao comitê de auditoria do conselho de administração da Companhia (ou às pessoas que exercem as funções equivalentes):
 - (a) Todas as deficiências significativas e limitações relevantes na concepção ou operação do controle interno de informações financeiras que poderiam razoavelmente afetar adversamente a capacidade da Companhia de registrar, processar, resumir e divulgar informações financeiras; e
 - (b) Qualquer fraude, relevante ou não, que envolva a administração ou outros empregados que tenham papel significativo no controle interno de informações financeiras da Companhia.

Date: 16 de abril de 2025.

Por: /s/ Daniel Pimentel Slaviero
Nome: Daniel Pimentel Slaviero
Cargo: Diretor Presidente

CERTIFICAÇÃO CONFORME AS REGRAS 13a-14(a) E 15d-14(a) DA SEÇÃO 302 DA LEI SARBANES-OXLEYSARBANES-OXLEY ACT

I, Eu, Felipe Gutterres Ramella, certifico que:

1. Revisei este relatório anual em Formulário 20-F da Companhia Paranaense de Energia – Copel (“Companhia”);
2. Baseado em meu conhecimento, este relatório não contém qualquer afirmação inverídica de fato relevante ou deixa de mencionar fato relevante necessário para tornar as afirmações feitas, à luz das circunstâncias sob as quais essas afirmações foram feitas, não enganosas em relação ao período coberto por este relatório;
3. Baseado em meu conhecimento, as demonstrações contábeis e outras informações financeiras incluídas neste relatório representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a condição financeira, os resultados das operações e os fluxos de caixa da Companhia para os períodos apresentados neste relatório;
4. O outro diretor certificador da Companhia e eu somos responsáveis por estabelecer e manter controles e procedimentos de revelação (definidos nas normas 13a-15(e) e 15d-15(e) do “Exchange Act”) e controle interno de informações financeiras (definido nas normas 13a-15(f) e 15d-15(f) do “Exchange Act”) para a Companhia e:
 - (a) Estabelecemos tais controles e procedimentos de revelação, ou fizemos com que esses controles e procedimentos de revelação fossem estabelecidos sob nossa supervisão, para garantir que as informações relevantes relativas à Companhia, incluindo suas subsidiárias consolidadas, sejam trazidas a nosso conhecimento por outros naquelas entidades, em particular durante o período em que este relatório é preparado;
 - (b) Estabelecemos tal controle interno de informações financeiras, ou fizemos com que esse controle interno de informações financeiras fosse estabelecido sob nossa supervisão, para fornecer garantia razoável quanto à confiabilidade das informações financeiras e à preparação de demonstrações contábeis para fins externos de acordo com princípios contábeis geralmente aceitos;
 - (c) Avaliamos a eficácia dos controles e procedimentos de revelação da Companhia e apresentamos neste relatório nossas conclusões quanto à eficácia dos controles e procedimentos de revelação, no fim do período coberto por este relatório com base em nossa avaliação; e
 - (d) Divulgou neste relatório qualquer alteração no controle interno da Empresa sobre relatórios financeiros ocorrida durante o período coberto pelo relatório anual que tenha afetado de forma significativa, ou tenha probabilidade razoável de afetar de forma significativa, o controle interno da Empresa sobre relatórios financeiros; e
5. O outro diretor certificador da Companhia e eu revelamos, com base em nossa mais recente avaliação do controle interno de informações financeiras, aos auditores da Companhia e ao comitê de auditoria do conselho de administração da Companhia (ou às pessoas que exercem as funções equivalentes):
 - (a) Todas as deficiências significativas e limitações relevantes na concepção ou operação do controle interno de informações financeiras que poderiam razoavelmente afetar adversamente a capacidade da Companhia de registrar, processar, resumir e divulgar informações financeiras; e
 - (b) Qualquer fraude, relevante ou não, que envolva a administração ou outros empregados que tenham papel significativo no controle interno de informações financeiras da Companhia.

Date: 16 de abril de 2025.

Por: /s/ Felipe Gutterres Ramella
Nome: Felipe Gutterres Ramella
Cargo: Vice-Presidente de Finanças e de Relações com
Investidores

CERTIFICAÇÃO
CONFORME A SEÇÃO 906 DA LEI “SARBANES-OXLEY” DE 2002
(SUBSEÇÕES (A) E (B) DA SEÇÃO 1350, CAPÍTULO 63 DO TÍTULO 18 DO “UNITED STATES
CODE”)

Conforme a seção 906 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002 (Subseções (a) e (b) da seção 1350, Capítulo 63 do Título 18 do “United States Code”), o diretor signatário da Companhia Paranaense de Energia – COPEL (“Companhia”) certifica por meio desta, de acordo com seu conhecimento, que:

O relatório anual em Formulário 20-F da Companhia para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024 está em plena consonância com as exigências da Seção 13(a) ou 15 (d) do “Securities Exchange Act” de 1934 e que as informações contidas no Formulário 20-F representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a condição financeira e os resultados das operações da Companhia.

Date: 16 de abril de 2025.

Por: /s/ Daniel Pimentel Slaviero

Nome: Daniel Pimentel Slaviero

Cargo: Diretor Presidente

CERTIFICAÇÃO
CONFORME A SEÇÃO 906 DA LEI “SARBANES-OXLEY” DE 2002
(SUBSEÇÕES (A) E (B) DA SEÇÃO 1350, CAPÍTULO 63 DO TÍTULO 18 DO “UNITED STATES
CODE”)

Conforme a seção 906 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002 (Subseções (a) e (b) da seção 1350, Capítulo 63 do Título 18 do “United States Code”), o diretor signatário da Companhia Paranaense de Energia – COPEL (“Companhia”) certifica por meio desta, de acordo com seu conhecimento, que:

O relatório anual em Formulário 20-F da Companhia para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024 está em plena consonância com as exigências da Seção 13(a) ou 15 (d) do “Securities Exchange Act” de 1934 e que as informações contidas no Formulário 20-F representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a condição financeira e os resultados das operações da Companhia.

Date: 16 de abril de 2025.

Por: /s/ Felipe Gutterres Ramella
Nome: Felipe Gutterres Ramella
Cargo: Vice-Presidente de Finanças e de Relações com
Investidores

CONSENTIMENTO DA FIRMA DE AUDITORIA EXTERNA INDEPENDENTE

Nós, por meio deste, consentimos com a incorporação por referência do nosso relatório datado de 16 de abril de 2025 na Declaração de Registro no Formulário F-3 (Nº 333-273432) da Companhia Paranaense de Energia – Copel, referente às demonstrações financeiras e à efetividade dos controles internos sobre relatórios financeiros, que aparece neste Formulário 20-F.

/s/ PricewaterhouseCoopers
PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes Ltda.
Curitiba, Brasil
16 de abril de 2025

CONSENT OF INDEPENDENT REGISTERED PUBLIC ACCOUNTING FIRM

We consent to the incorporation by reference in Registration Statement No. 333-273432 on Form F-3 of our report dated April 10, 2024, relating to the financial statements of Companhia Paranaense de Energia - Copel, appearing in this Annual Report on Form 20-F of Companhia Paranaense de Energia - Copel for the year ended December 31, 2024.

April 16, 2025

/s/ DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes Ltda.
Curitiba, Brazil

Deloitte refers to one or more of Deloitte Touche Tohmatsu Limited ("DTTL"), its global network of member firms, and their related entities (collectively, the "Deloitte organization"). DTTL (also referred to as "Deloitte Global") and each of its member firms and related entities are legally separate and independent entities, which cannot obligate or bind each other in respect of third parties. DTTL and each DTTL member firm and related entity is liable only for its own acts and omissions, and not those of each other. DTTL does not provide services to clients. Please see www.deloitte.com/about to learn more.

Deloitte provides industry-leading audit and assurance, tax and legal, consulting, financial advisory, and risk advisory services to nearly 90% of the Fortune Global 500® and thousands of private companies. Our people deliver measurable and lasting results that help reinforce public trust in capital markets, enable clients to transform and thrive, and lead the way toward a stronger economy, a more equitable society, and a sustainable world. Building on its 175-plus year history, Deloitte spans more than 150 countries and territories. Learn how Deloitte's approximately 457,000 people worldwide make an impact that matters at www.deloitte.com.

NPC 0321 POLÍTICA DE REMUNERAÇÃO DOS ÓRGÃOS ESTATUTÁRIOS
GOVERNANÇA CORPORATIVA
Versão 2 de 13.12.2023

1. FINALIDADE

Estabelecer diretrizes a serem observadas e aplicadas na estruturação da remuneração de membros de órgãos estatutários da Companhia Paranaense de Energia – Copel (Holding), de suas subsidiárias integrais e de suas participações societárias diretas ou indiretas.

Também é aplicável, no que couber, às controladas e controladas em conjunto, e em caráter indicativo para as empresas coligadas e outras participações societárias, respeitados seus trâmites societários, proporcionalmente à relevância, à materialidade e aos riscos do negócio do qual são partícipes. Para efeito desta Política, o conjunto de empresas relacionadas no parágrafo anterior, doravante, será denominado Copel.

2. CONCEITOS

2.1 ADMINISTRADOR

O Administrador desta Política é o Conselho de Administração – CAD.

2.2 - ADMINISTRADORES

Membros do Conselho de Administração e da Diretoria.

2.3 - CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Órgão de deliberação estratégica e colegiada responsável pela orientação superior da empresa.

2.4 - CONSELHO FISCAL

Órgão responsável por fiscalizar os atos dos Administradores e verificar os cumprimentos dos seus deveres legais e estatutários.

2.5 - COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO

Órgão independente, de caráter consultivo e permanente, de assessoramento ao Conselho de Administração – CAD, relativamente ao exercício das seguintes funções de auditoria, supervisão e fiscalização dos processos de apresentação de relatórios contábeis e financeiros, dos controles internos e da gestão de riscos e das atividades dos auditores internos e externos independentes.

2.6 – COMITÊ DE GENTE - CDG

Órgão estatutário de caráter consultivo e permanente, de assessoramento ao Conselho de Administração – CAD, considerando a competência do CAD no que diz respeito à elaboração e acompanhamento da estratégia de remuneração dos administradores, membros de comitês de assessoramento e conselheiros fiscais, entre outras.

2.7 - COMITÊ DE DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL - CDS

Órgão estatutário de caráter consultivo e permanente, de assessoramento ao Conselho de Administração – CAD, considerando a competência deliberativa daquele órgão, no que tange ao desenvolvimento sustentável da Companhia e de suas SIs, com ênfase nas dimensões ambiental, social e de governança corporativa (ASG), dentro das melhores práticas, bem como na análise e emissão de recomendações e pareceres relacionados ao cumprimento das exigências legais e regulatórias, aos dispositivos internos e aos compromissos assumidos pela Companhia.

2.8 - COMITÊ DE INVESTIMENTO E INOVAÇÃO

Órgão independente, de caráter consultivo e permanente, de assessoramento ao Conselho de Administração – CAD, responsável por analisar e emitir recomendações para as propostas de investimento da Companhia, encaminhadas pela Diretoria da Copel Holding.

2.9 - REMUNERAÇÃO VARIÁVEL ELEGÍVEL PARA RECUPERAÇÃO

Compreende o montante de remuneração variável atrelada a indicadores financeiros-contábeis, que sofreram alterações em função de uma atualização financeiro-contábil posteriormente ao pagamento ordinário do incentivo remuneratório.

NPC 0321 POLÍTICA DE REMUNERAÇÃO DOS ÓRGÃOS ESTATUTÁRIOS
GOVERNANÇA CORPORATIVA
Versão 2 de 13.12.2023

2/4

2.10 – REEMBOLSO DA REMUNERAÇÃO VARIÁVEL ELEGÍVEL PARA RECUPERAÇÃO

Refere-se à recuperação do montante de remuneração variável elegível para a empresa, aplicável a cada Diretor Executivo e colaboradores indicados pelo Administrador, diante de atualizações financeiros-contábeis.

3. PRINCÍPIOS

Para fins desta política, são princípios básicos a serem considerados na definição da remuneração dos Órgãos Estatutários:

3.1 - Foco no Resultado: a remuneração deve se vincular ao estabelecimento de estratégias para a realização com alta performance do objeto social da empresa, em busca da maximização do valor, geração de lucro, distribuição de dividendos, mantendo a sustentabilidade econômico-financeira da empresa.

3.2 - Diligência: a remuneração não deverá estimular ações que induzam os membros dos órgãos estatutários a adotarem medidas de curto prazo sem sustentação ou que, ainda, prejudiquem a organização no longo prazo. Deve-se evitar o caráter imediatista de metas relacionadas à remuneração variável ou, ainda, a criação de desafios inatingíveis ou inconsistentes, que induzam a diretoria a expor a organização a riscos extremos ou desnecessários.

3.3 - Transparência: a política de remuneração deverá ser disponibilizada aos acionistas e às partes interessadas atendendo à legislação e às boas práticas de Governança Corporativa.

3.4 - Equidade: tratamento justo e isonômico de todos os órgãos estatutários, acionistas e demais partes interessadas, levando em consideração, a complexidade das atribuições, seus direitos, deveres, necessidades, interesses, resultados alcançados e expectativas.

3.5 – Competitividade: a remuneração deverá ser alinhada às referências de mercado, através da adoção de instrumentos de incentivo de curto e longo prazo para garantir a atração e retenção de profissionais com as competências e valores requeridos pela Companhia.

3.6 - Responsabilidade corporativa: a remuneração dos membros dos órgãos estatutários deve pautar-se no zelo da viabilidade econômico-financeira da Companhia e na redução de externalidades negativas do seu negócio e de suas operações e aumentar as positivas, observando o curto, médio e longo prazo.

3.7 – Compromisso com as questões ESG - Environmental, Social and Governance: a remuneração dos membros dos órgãos estatutários deve considerar objetivos e metas relacionados aos aspectos ESG, que considera as melhores práticas, para orientar o desempenho de organizações em relação à sustentabilidade e ao desenvolvimento responsável, como forma de estimular a agenda de sustentabilidade.

4. DIRETRIZES

4.1 - Zelar para que a remuneração dos membros dos órgãos estatutários, fixada pela Assembleia Geral ou por outro órgão máximo com essa atribuição, da empresa em que a Copel detenha participação societária, considere a legislação aplicável, as responsabilidades, o tempo dedicado às funções, a qualificação e competência necessárias, bem como os riscos inerentes de cada cargo.

4.2 - Estabelecer as práticas de remuneração da Copel e demais participações societárias, alinhadas às referências de mercado com base em pesquisas salariais, observando, entre outras características, porte similar ao da Companhia, faturamento, número de empregados; abrangência, diversidade e complexidade, visando garantir a atração e retenção de profissionais com as competências requeridas.

4.3 - Reforçar a meritocracia, promovendo uma cultura alinhada a resultados, motivando os membros dos Órgãos Estatutários a superarem resultados e criar valor sustentável e de longo prazo para os acionistas e demais partes interessadas.

4.4 - Incluir na estrutura da remuneração variável sistema de freios e contrapesos que indique os limites de atuação dos envolvidos e evite que uma mesma pessoa controle o processo decisório e a sua respectiva fiscalização.

4.5 - Incluir na estrutura da remuneração dos membros dos órgãos estatutários a necessidade do alcance das

NPC 0321 POLÍTICA DE REMUNERAÇÃO DOS ÓRGÃOS ESTATUTÁRIOS
GOVERNANÇA CORPORATIVA
Versão 2 de 13.12.2023

3/4

metas ESG, estipuladas pela Companhia, reforçando o compromisso com a criação de valor de forma sustentável para os acionistas e demais partes interessadas.

4.6 - Alinhar as prioridades e esforços da Diretoria Executiva e dos órgãos estatutários a fim de agregar valor à Companhia, buscando constantemente o equilíbrio nas relações com as partes interessadas.

4.7 – Estabelecer prática de reembolso de remuneração variável elegível para recuperação e assegurar que os Diretores Executivos, nos termos da NAC 040132 – Recuperação de Remuneração Variável Elegível, assinem o Termo de Reconhecimento e Aceitação referente à remuneração variável elegível para recuperação, conforme anexo I da referida NAC.

5. DA GOVERNANÇA DA REMUNERAÇÃO

5.1 REMUNERAÇÃO GERAL

5.1.1 Nos termos do seu Regimento interno, o Comitê de Gente - CDG tem a prerrogativa de analisar, avaliar e recomendar ao Conselho de Administração da Copel (Holding), diretrizes estratégicas ou aperfeiçoamentos nas práticas de remuneração da Diretoria Executiva, dos Conselhos e Comitês Estatutários da Companhia.

5.1.2 A remuneração anual global dos membros dos órgãos estatutários será fixada pelos acionistas da Companhia em Assembleia Geral, nos termos do artigo 152 da Lei 6.404 de 15 de dezembro de 1976 ou, para os casos das empresas em que a Copel detenha participação societária, da forma como a legislação ou seus instrumentos societários definirem.

5.2 – REMUNERAÇÃO VARIÁVEL ELEGÍVEL PARA RECUPERAÇÃO

5.2.1 - DO REEMBOLSO DA REMUNERAÇÃO VARIÁVEL ELEGÍVEL PARA RECUPERAÇÃO

Havendo necessidade de recuperar remuneração variável elegível, deverão ser observadas as regras contidas na NAC 040132 - Recuperação de Remuneração Variável Elegível.

5.2.2 - RELATÓRIOS DE DIVULGAÇÃO

A Companhia deverá arquivar todas as divulgações relativas a esta Política de acordo com os requisitos das normas ou leis federais de valores mobiliários, do Brasil e dos EUA, incluindo qualquer divulgação exigida pelas regras aplicáveis da Security Exchange Commission - SEC, órgão estadunidense equivalente à Comissão de Valores Mobiliários.

6. DOS COMPONENTES DA REMUNERAÇÃO

6.1 - A remuneração total da Diretoria Executiva é composta por:

6.1.1 - Remuneração Básica: Parcela fixa (honorários) que tem o objetivo de reconhecer e refletir o valor do cargo internamente e externamente, bem como o desempenho individual, experiência, formação e conhecimento do executivo.

6.1.2 - Incentivos: Parcela variável definida com objetivo de premiar o atingimento e superação de metas da Companhia e/ou individuais, alinhadas ao orçamento, planejamento estratégico e mercado. É vinculada ao desempenho da Companhia e de cada Diretoria Executiva com relação a objetivos econômico-financeiros, ESG e operacionais concretos, predeterminados quantificáveis que capturarão a criação de valor a longo prazo e de maneira sustentável para os acionistas e demais partes interessadas.

6.1.3 - Benefícios: Parcela complementar composta por plano de previdência privada, plano de saúde, auxílio alimentação (verba de representação) e recolhimento do Fundo de Garantia por Tempo de Serviço – FGTS.

6.2 - A remuneração do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e dos Comitês Estatutários de Assessoramento do Conselho de Administração é composta por:

6.2.1 - Remuneração básica – parcela fixa (honorários).

NPC 0321 POLÍTICA DE REMUNERAÇÃO DOS ÓRGÃOS ESTATUTÁRIOS
GOVERNANÇA CORPORATIVA
Versão 2 de 13.12.2023

4/4

6.2.2 - Benefícios – parcela complementar composta por plano de previdência privada e plano de saúde.

Obs. Os membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e demais Comitês de Assessoramento do Conselho de Administração serão reembolsados pela Companhia das despesas de locomoção, alimentação e hospedagem, eventualmente necessárias ao desempenho de sua função.

7. REFERÊNCIAS

- a) Section 303A.14 da Securities and Exchange Act de 1934;
- b) Securities and Exchange Act de 1934;
- c) Sarbanes-Oxley, de 2002.
- d) Lei Dodd-Frank (Dodd-Frank Wall Street Reform and Consumer Protection Act), de 2010;
- e) Lei nº 6.404/1976 - Lei das Sociedades Anônimas;
- f) Estatutos Sociais da Companhia Paranaense de Energia - Copel e de suas Subsidiárias Integrais;
- g) Código das Melhores Práticas de Governança Corporativa do Instituto Brasileiro de Governança Corporativa – IBGC; e
- h) NPC 0315 POLÍTICA DE INDICAÇÃO.

Atualiza a NPC 0321 de 08.12.2021.

A presente política foi aprovada na 245ª Reunião Ordinária do Conselho de Administração - ROCAD de 13.12.2023, após a recomendação favorável da 2.582ª Reunião de Diretoria - REDIR, de 08.12.2023.

A presente Política entra em vigor com a sua aprovação em reunião ordinária do CAD e, no que diz respeito ao Reembolso da Remuneração Variável Elegível para Recuperação (item 5.2), produz efeitos a partir de 2 de outubro de 2023.