

A Companhia Paranaense de Energia – Copel (“Copel” ou “Companhia”), maior empresa do Estado do Paraná¹, foi criada em 26 de outubro de 1954, com controle acionário do Estado do Paraná. Em abril de 1994, a Companhia abriu seu capital na BM&FBovespa (atual B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão (“B3”)) e tornou-se, em julho de 1997, a primeira empresa do setor elétrico brasileiro listada na Bolsa de Valores de Nova Iorque. A Companhia também está presente, desde junho de 2002, na comunidade econômica europeia, por meio de seu ingresso na Latibex - Mercado de Valores Latino-Americanos em Euros, bolsa de valores sediada em Madri na qual os títulos de empresas latino-americanas são negociados em euros.

A partir de maio de 2008, as ações da Copel passaram a integrar oficialmente o Nível 1 de Governança Corporativa da B3.

Em 1º de dezembro de 2021, a Companhia aderiu às regras do Nível 2 de Governança Corporativa da B3.

Em 22 de dezembro de 2025, a Copel passou a integrar o Novo Mercado da B3, segmento que representa o mais elevado padrão de governança corporativa do mercado brasileiro.

Atualmente, em razão do processo de capitalização da Companhia concluído em agosto de 2023, a Copel é uma companhia de capital disperso e sem acionista controlador, estruturada como *holding*.

A Companhia opera um abrangente sistema elétrico, contando com parque gerador próprio de usinas, linhas de transmissão, subestações, linhas e redes elétricas do sistema de distribuição, que integra 394 municípios do Paraná e Porto União (cidade localizada no Estado de Santa Catarina).

Abaixo, um resumo dos principais eventos societários, de negócios e operacionais da história da Copel:

- | | |
|-------------|---|
| 1954 | Por meio do Decreto nº 14.947, de 26 de outubro de 1954, o Governo do Estado do Paraná criou a Copel, tendo como base principal para a integralização de seu capital o Fundo Estadual de Eletrificação. |
| 1956 | Com o Decreto nº 1.412, de 1956, a Copel passou a centralizar todas as ações governamentais de planejamento, construção e exploração dos sistemas de produção, transmissão, transformação, distribuição e comércio de energia elétrica e serviços correlatos, tendo incorporado todos os bens, serviços e obras em poder de diversos órgãos. Coube-lhe, então, a responsabilidade pela construção dos grandes sistemas de integração energética e dos empreendimentos hidrelétricos previstos no Plano de Eletrificação do Estado do Paraná. |
| 1963 | A entrada em operação da Usina Hidrelétrica Chopim I, a primeira construída pela Copel, e da Usina Termelétrica de Figueira (20 MW), no Norte Pioneiro, foi de fundamental importância para a implantação do Plano Estadual de Eletrificação, viabilizando os sistemas de interligação que beneficiaram as regiões norte e centro do Estado do Paraná. |
| 1967 | A Copel inaugurou a Usina de Salto Grande do Iguaçu (15,6 MW), que veio atender ao sul do Estado do Paraná. |
| 1970 | Entrou em operação a Usina Julio de Mesquita Filho (Foz do Chopim), com 44 MW, redenção energética do sudoeste e oeste do Estado do Paraná. |

¹ Ranking 500 Maiores do Sul: <https://amanha.com.br/500maiores/#100maioresparana>

- 1971** Foi inaugurada a Usina Governador Parigot de Souza, inicialmente conhecida como Capivari-Cachoeira. É, atualmente, a maior central subterrânea do sul do Brasil e possui potência de 260 MW. No momento da sua inauguração, era a principal unidade geradora da Copel e a maior usina em funcionamento no sul do Brasil, passo definitivo na constituição de uma infraestrutura energética capaz de suportar e acelerar o desenvolvimento paranaense.
- 1973** A Copel incorporou a Companhia Força e Luz do Paraná, a Companhia Prada de Eletricidade e a Empresa de Eletricidade Alexandre Schlemm.
- 1974** A Copel incorporou a Empresa Elétrica de Londrina S.A.
- 1979** A Companhia ampliou seu campo de atuação, incluindo, além da eletricidade, outros setores energéticos. Neste momento, passou a denominar-se Companhia Paranaense de Energia – Copel. No mesmo ano, foi inaugurado o Centro de Operação do Sistema, o primeiro sistema de supervisão e controle digital do país.
- 1980** Foi inaugurada a Hidrelétrica Governador Bento Munhoz da Rocha Netto, anteriormente denominada Foz do Areia. Possui a potência de 1.676 MW, equipada com unidades geradoras que eram à época as maiores existentes no Brasil. A barragem de enrocamento compactado foi a primeira do Brasil e, então, a maior do mundo deste gênero. Com sua operação, a geração própria da Copel atingiu 2,9 bilhões de kWh, contra 1,9 bilhão de kWh do ano anterior.
- 1986** Em outubro de 1986, a Copel alcançou a marca de 1.500.000 consumidores.
- 1987** A Copel elaborou, para a Usina Hidrelétrica de Segredo, o primeiro Estudo de Impacto Ambiental/Relatório de Impacto Ambiental (EIA/RIMA) do setor elétrico brasileiro.
- 1990** Neste período, houve no Estado do Paraná um intenso crescimento do mercado de energia, exigindo esforços cada vez maiores para atender à demanda da população. Foram elaborados novos projetos, destacando-se o início do empreendimento da Usina Hidrelétrica de Segredo e a concessão para construir a Usina Hidrelétrica de Salto Caxias, ambas consolidadas na década de 90.
- 1992** Em setembro deste ano, foi inaugurada a Usina Hidrelétrica Governador Ney Aminthas de Barros Braga (“UHE GNB”), anteriormente denominada de Usina Hidrelétrica de Segredo. A usina possui a potência de 1.260 MW, tendo reduzido a dependência paranaense de energia comprada de outros Estados.
- 1994** Copel abriu o seu capital na BM&FBovespa (atual B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão (“B3”)).
- 1997** Foram lançadas ações da Copel na Bolsa de Valores de Nova Iorque no valor equivalente a US\$ 580 milhões. A Copel foi a sexta companhia brasileira e a primeira do setor elétrico nacional a ter suas ações negociadas na referida bolsa de valores.
- 1998** A Copel obteve autorização da Agência Nacional de Telecomunicações (“ANATEL”) para prestar serviços especializados em telecomunicações. A Copel comprou 35% do capital social da Sercomtel Telecomunicações S.A.

- 1999** Entrou em operação a Usina Hidrelétrica Governador José Richa, anteriormente denominada de Salto Caxias. É uma das usinas mais importantes da Copel e possui capacidade de 1.240 MW de potência.
- 2001** Antes de 2001, a Copel operava como uma companhia integrada que atuava na geração, transmissão e distribuição de energia e demais atividades correlatas. Para aderir às modificações da Resolução da Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”) nº 258, de 04 de julho de 2001, a Companhia, em julho de 2001, realizou uma reestruturação societária, que teve como resultado a transferência de suas operações de geração, transmissão, distribuição e telecomunicações para quatro subsidiárias integrais, enquanto seus investimentos em outras empresas foram transferidos para uma quinta subsidiária integral.
- Entrou em funcionamento a primeira célula a combustível a operar no Hemisfério Sul, para suprir o Centro de Processamento de Dados - CPD da Copel, em Curitiba. Foi criada a Copel Telecomunicações S.A. (“Copel Telecomunicações”).
- 2002** Inaugurada a Usina de Gás de Araucária (UEGA), com 469 MW de capacidade instalada. Em junho, as ações da Copel começaram a ser negociadas na comunidade econômica europeia, na Latibex, bolsa de valores sediada em Madri na qual os títulos de empresas latino-americanas são negociados em euros.
- 2005** Inaugurada a Usina Hidrelétrica de Santa Clara, no rio Jordão, com 120 MW de capacidade instalada.
- 2006** Inaugurada a Usina Hidrelétrica de Fundão, no rio Jordão, com 120 MW de capacidade instalada.
- 2007** Em 2007, para cumprir com a legislação do setor elétrico, a Companhia dividiu os ativos do seu negócio de transmissão (Copel Transmissão S.A.) entre o negócio de distribuição (Copel Distribuição S.A. (“Copel Distribuição”)) e o negócio de geração (Copel Geração S.A.). A Companhia renomeou esta última para Copel Geração e Transmissão S.A. (“Copel GeT”).
- 2008** As usinas de propriedade da Elejor (Santa Clara e Fundão) receberam autorização da Organização das Nações Unidas (“ONU”) e tornaram-se as primeiras hidrelétricas no Brasil a poderem comercializar certificados de Créditos de Carbono. As ações da Copel passaram a integrar oficialmente o Nível 1 de Governança Corporativa da BM&FBovespa (atual B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão (“B3”)).
- 2010** A Copel conquistou a concessão para implantação e exploração da UHE Colíder por 35 anos no leilão de energia realizado pela Aneel em 30.07.2010, com 300 MW de capacidade instalada. A usina, localizada no Rio Teles Pires, entre os municípios de Nova Canaã do Norte e Itaúba, em Mato Grosso.
- 2011** A Copel adquiriu quatro parques eólicos no Rio Grande do Norte, com potência instalada de 94 MW.

2012 A Copel passou a atender a todos os municípios paranaenses com rede digital. O Estado do Paraná foi o primeiro Estado a alcançar a marca de 100% digital. Além disso, foi inaugurada a Usina Hidrelétrica de Mauá, no rio Tibagi, com 361 MW de capacidade instalada.

2013 A Companhia adquiriu onze parques eólicos localizados no Estado do Rio Grande do Norte, que entraram em operação no início de 2015. Também foi inaugurada a Pequena Central Hidrelétrica Cavernoso II, com 19 MW de capacidade.

No mesmo ano, a Companhia foi reorganizada para melhorar a eficiência da sua estrutura corporativa e reduzir seus custos operacionais. Neste ano, foi criada a Copel Renováveis S.A., uma subsidiária integral da Copel, tendo por principal finalidade aumentar a participação de fontes alternativas de energia renovável na matriz energética do Grupo Copel de forma rentável e sustentável.

2014 Dando continuidade à estratégia de expansão de seus negócios, a Copel chegou a 10 Estados brasileiros com empreendimentos de geração e transmissão, primando pela eficiência e excelência técnica. Entre os novos projetos de geração, destacaram-se 28 centrais eólicas em cinco complexos no Rio Grande do Norte (RN).

2015 Em 25 de novembro de 2015, foi arrematada a Usina Hidrelétrica Gov. Pedro Viriato Parigot de Souza – GPS, no Leilão de Contratação de Concessões de Usinas Hidrelétricas em Regime de Alocação de Cotas de Garantia Física e Potência, realizado pela ANEEL. A usina tem capacidade instalada de 260 MW. Entrada em operação de 15 parques eólicos, com capacidade instalada de 330,5 MW. Em dezembro de 2015, a Companhia assinou o quinto termo aditivo ao Contrato de Concessão de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica da Copel Distribuição, o qual prorroga a concessão até 07 de julho de 2045.

Neste mesmo ano, os ativos eólicos da Companhia foram transferidos para a subsidiária integral Copel GeT.

2016 Foi alterado o Estatuto Social da Copel Participações S.A. a fim de alterar seu objeto social e denominação para Copel Comercialização S.A. (“Copel Comercialização”). Essa subsidiária tem como principal atividade a compra e venda de energia e prestação de serviços de gestão no mercado livre de energia para seus clientes. A reestruturação que criou a Copel Comercialização foi realizada com objetivo de fortalecer o posicionamento da Copel no mercado de energia e melhorar sua eficiência, permitindo maior agilidade e flexibilidade na venda de energia no mercado livre.

Entrada em operação de 1.678 km de linhas de transmissão e duas subestações.

2017 A Copel foi escolhida pela ONU para coordenar o escritório do Programa Cidades do Pacto Global na Região Sul do Brasil. O anúncio foi feito em Nova York, durante a Cúpula de Líderes do Pacto Global realizada dia 22 de setembro de 2017.

A partir de 1º de setembro de 2017, com a finalidade de otimizar a gestão das atividades operacionais, a Companhia iniciou o processo de reestruturação organizacional da subsidiária integral Copel Renováveis S.A., por meio da incorporação de suas atividades pela Copel GeT.

A Copel participou, como vendedora, da oferta pública de distribuição secundária de certificados de depósitos de ações (*Units*), representativos cada um de uma ação ordinária e quatro ações preferenciais, de emissão da Sanepar, e alienou a totalidade de *Units* detidas pela Copel.

2018 A Copel GeT, subsidiária integral da Copel, venceu o leilão para construção da PCH Bela Vista, por meio do Consórcio Bela Vista Geração. A PCH Bela Vista, que tem 29 MW de capacidade instalada e garantia física de 16,6 MW, foi construída no Rio Chopim, nos municípios de São João e Verê, localizados no sudoeste do Estado do Paraná.

A Copel GeT arrematou o Lote J do Leilão Eletrobras nº 01/2018, que compreende 75% da SPE Uirapuru Transmissora de Energia S.A. O empreendimento, que já estava em operação comercial e correspondia à LT Ivaiporã – Londrina, composta por 120 Km de linha de transmissão e uma RAP de R\$ 32,4 milhões, propiciaria a iminente geração de caixa, tendo sido conquistado por R\$ 105,0 milhões.

A Copel GeT passou a deter 100% de participação nos empreendimentos Costa Oeste e Marumbi.

Em 21 de dezembro de 2018, a Copel foi incluída pela B3 no Programa Destaque em Governança de Estatais e foi a primeira estadual a realizar o feito. O programa foi lançado em 2017 para incentivar a adoção de boas práticas de governança pelas companhias estatais, tais como transparência na prestação de informações.

2019

Em 2019, quatro novas empresas passaram a fazer parte do grupo Copel, alterando a estrutura societária da Companhia com o objetivo de expansão do negócio, conforme detalhado nos parágrafos abaixo.

Em março de 2019, a UHE Colíder entrou em operação comercial com sua primeira unidade geradora e em dezembro de 2019 com a terceira e última unidade. Ao longo de sua implantação a usina enfrentou diversos impactos decorrentes de casos fortuitos e de força maior, tais como incêndio no canteiro de obras, além de atos do poder público, atrasos no fornecimento de equipamentos, nos serviços de montagem eletromecânica, na construção da linha de transmissão associada à usina, e na emissão da Licença de Operação pela Secretaria de Meio Ambiente do Estado de Mato Grosso - SEMA/MT, que postergaram seu cronograma inicial.

Em março de 2019, a SPE Uirapuru Transmissora de Energia S.A. se tornou subsidiária integral da Copel GeT.

A Copel GeT venceu o leilão de geração de energia nova A-6, em 18 de outubro de 2019, e vendeu 14,4 MW médios do Complexo Eólico Jandaíra, ao preço de R\$ 98,00/MWh. O montante de energia vendida representou 30% da garantia física, sendo que o restante da energia foi comercializado por meio de contratos no ambiente livre de contratação. O contrato de venda de energia teve início de suprimento em 1 de janeiro de 2025, com prazo de 20 anos e reajuste anual pelo IPCA. Com um investimento estimado em R\$ 412,0 milhões, o complexo Eólico Jandaíra tem 90,1MW de capacidade instalada e garantia física de 47MWm.

Em 04 de dezembro de 2019, foi constituída a empresa FDA Geração SPE S.A. como subsidiária integral da Copel GeT, com a intenção de alienar o seu controle acionário e de transferir o ativo UHE GBM para o enquadramento ao Decreto Federal nº 9.271/2018 (alterado pelo Decreto nº 10.135/2019).

Em 18 de dezembro de 2019, o empreendimento PCH Bela Vista passou a ser 100% da Copel GeT.

2020

A Copel GeT, em março de 2020, se manifestou perante o Ministério de Minas e Energia – MME pelo enquadramento, nos termos do Decreto Federal nº 9.271/2018, da sua subsidiária SPE F.D.A. Geração de Energia Elétrica S.A. (“GEE S.A.”). Na mesma data, a GEE S.A. assinou junto à ANEEL o contrato de concessão para exploração da UHE Gov. Bento Munhoz da Rocha Neto (“Foz do Areia”), concretizando a transferência de titularidade desta usina da Copel GeT para a GEE S.A. A manifestação tinha por objetivo possibilitar uma nova outorga pelo prazo de 30 anos para a UHE Foz do Areia, condicionada a um processo de alienação do controle da GEE S.A., de acordo com as prerrogativas do Decreto Federal acima citado, dentro do prazo de até 18 meses antes do vencimento do contrato de concessão, que foi renovado em 18 de novembro de 2024 por mais trinta anos.

Em maio de 2020, a Copel adquiriu 49% da participação da Solar Paraná GD Participações S.A., uma holding de seis sociedades de propósito específico, que atuam no ramo de geração distribuída: Pharma Solar II Geração Distribuída SPE Ltda., Pharma Solar III Geração Distribuída SPE Ltda., Pharma Solar IV Geração Distribuída SPE Ltda., Bandeirantes Solar I Geração Distribuída SPE Ltda., Bandeirantes Solar II Geração Distribuída SPE Ltda. e Bandeirantes Solar III Geração Distribuída SPE Ltda.

Em junho de 2020, as ações preferenciais classe B (PNB) da Copel (CPLE6) passaram a compor o índice MSCI Brazil e, dessa forma, também passaram a compor os índices MSCI *Emerging Markets* e MSCI ACWI (*All Country World Index*). Os índices MSCI são referência mundial para investidores institucionais, que utilizam os índices como referência para compor a carteira de investimentos dos fundos passivos ao redor do mundo.

Em 09 de novembro de 2020, ocorreu a sessão pública de leilão relativa à alienação de 100% das ações de emissão da Copel Telecomunicações de titularidade da Companhia.

2021

Em 14 de janeiro de 2021, foi celebrado o Contrato de Compra e Venda de Ações com a Bordeaux Participações S.A., sociedade do grupo econômico do Bordeaux Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia, vencedora do leilão, referente à alienação da Copel Telecomunicações. O fechamento da operação ocorreu em 03 de agosto de 2021.

As ações preferenciais categoria “B” da Companhia (CPLE6) foram incluídas na carteira teórica do Ibovespa, que passou a vigorar a partir de 04 de janeiro de 2021. O Ibovespa é o principal índice de desempenho das ações negociadas na B3 e reúne as empresas mais importantes do mercado de capitais brasileiro.

As ações preferenciais categoria “B” da Companhia (CPLE6) passaram a compor a carteira do Índice Carbono Eficiente (“ICO2”) da B3, com vigência a partir de 04 de janeiro de 2021. O ICO2 demonstra o comprometimento das companhias com a transparência de suas emissões e antecipa a visão de como estão se preparando para uma economia de baixo carbono. A entrada no ICO2 é o reconhecimento das medidas que a Copel vem realizando desde então, com o objetivo de reduzir o impacto ambiental de suas atividades operacionais. O ICO2 atualmente contempla as ações ordinárias da Companhia (CPLE3).

Em 11 de março de 2021, foi aprovada a reforma do Estatuto Social da Copel, com destaque para: (i) aplicação integral do reajuste tarifário, (ii) instituição de três comitês de monitoramento da Companhia, quais sejam: Comitê de Investimento e Inovação, Comitê de Desenvolvimento Sustentável e Comitê de Minoritários, (iii) Programa de Units e (iv) adesão ao Nível 2 de governança corporativa da B3, que se tornou eficaz mediante a realização e liquidação de oferta pública de distribuição secundária de ações ou de Units de titularidade do Estado do Paraná e de emissão da Companhia.

Em 17 de março de 2021, o Conselho de Administração aprovou a Política de Investimentos da Companhia, com o objeto de aprimorar a disciplina na alocação de capital, que estabelece diretrizes para avaliação, seleção, aprovação e acompanhamento de investimentos em projetos, aquisição de participações societárias ou novos negócios, objetos de orçamento de capital, a serem observadas e aplicadas na Companhia, nas suas subsidiárias integrais (diretas e indiretas) e controladas (diretas e indiretas) .

Em 17 de março de 2021, o Conselho de Administração aprovou o Plano de Neutralidade de Carbono com o objetivo de contribuir com os compromissos estabelecidos no Acordo de Paris. O referido Plano de Neutralidade de Carbono visa até 2030 neutralizar a Emissão de Gases de Efeito Estufa (GEE) para os ativos que a Copel detém controle operacional (conforme conceito estabelecido na metodologia GHG Protocol), por meio da redução e compensação de emissões residuais.

Em 23 de abril de 2021, o Conselho de Administração homologou a conversão de ações e a formação de Units no âmbito do 1º Programa de Conversão de Ações e Formação de Certificados de Depósito de Ações.

2022

Em 06 de outubro de 2022, foi celebrado contrato para a aquisição de 100% dos Complexos Eólicos Santa Rosa & Mundo Novo e Aventura detidos à época pela EDP Renováveis Brasil S.A., que totalizavam 260,4 MW de capacidade instalada.

Com antecedência de dois anos em relação aos prazos dos contratos de venda de energia, em 2022, o Complexo Eólico Jandaíra, que reúne 26 aerogeradores, e adiciona 90,1 MW de potência à geração da companhia, entrou 100% em operação.

Em 27 de dezembro de 2022, a Companhia celebrou, por meio da Companhia Paranaense de Gás (Compagas), contrato que renova por 30 anos a concessão referente à exploração do serviço público de fornecimento de gás canalizado, com exclusividade de distribuição, no Estado do Paraná e demais atividades correlatas.

2023

Em 30 de janeiro de 2023, a Copel adquiriu os Complexos Eólicos Aventura e Santa Rosa & Mundo Novo, no valor atualizado (*Enterprise Value*) de R\$ 1.760,6 milhões, com o pagamento de R\$ 1.005,2 milhões para a EDP Renováveis Brasil S.A. Com a adição dessa capacidade, a fonte eólica da Companhia passou a representar 17% do portfólio de geração de energia do grupo Copel, à época.

Em 30 de março de 2023, o Ministério de Minas e Energia (“MME”) e o Ministério da Fazenda estabeleceram o valor de outorga de concessão de geração de energia elétrica do conjunto das UHEs Foz do Areia, GNB (Segredo) e Governador José Richa (“UHE Salto Caxias”), no montante de R\$ 3,7 bilhões.

Em 10 de julho de 2023, a Assembleia Geral Extraordinária - AGE aprovou a proposta de reforma do estatuto da Copel, que se tornou eficaz a partir da data de liquidação da oferta pública de ações, em agosto de 2023. As principais alterações estão descritas a seguir:

- Permissão para o Conselho de Administração aprovar o aumento do capital social, entre outras possibilidades, com a finalidade de colocação mediante venda em bolsa de valores ou subscrição pública de novas ações ordinárias;
- Criação e emissão de ação preferencial de classe especial de titularidade do Estado do Paraná (*Golden Share*);
- Criação de limitação para que nenhum acionista ou grupo de acionistas exerça votos correspondentes a mais de 10% do total de votos conferidos pelas ações com direito a voto em cada deliberação;
- Inclusão de dispositivo estatutário de proteção à dispersão acionária (*Poison Pill*), de forma que o acionista ou grupo de acionistas que, direta ou indiretamente, vier a se tornar titular de ações ordinárias que, em conjunto, ultrapassem 25% do capital votante da Copel deverá realizar uma oferta pública para a aquisição da totalidade das demais ações ordinárias, por valor, no mínimo, 100% superior à maior cotação das ações ordinárias nos últimos 504 pregões anteriores à aquisição, atualizada pela Selic, enquanto quem ultrapassar 50% deverá ofertar por valor, no mínimo, 200% superior sob os mesmos critérios; e
- Exclusão dos dispositivos previstos pela Lei das Estatais (Lei 13.303/16).

Em 11 de agosto de 2023, ocorreu a liquidação financeira de oferta base secundária de ações de titularidade do Estado do Paraná e da oferta base primária de novas ações da Copel, resultando na transformação da Companhia em sociedade anônima de capital disperso e sem acionista controlador. Com a liquidação da Oferta Base, o Estado do Paraná reduziu sua participação nas ações com direito de voto, de modo que a Copel deixou de ser sociedade de economia mista integrante da administração pública indireta do Estado do Paraná e de se sujeitar às disposições previstas na Lei das Estatais.

Em 18 de outubro de 2023, a Companhia anunciou o resultado do Programa de Demissão Voluntária de 2023 (“PDV” ou “Programa”), em que foram efetivadas 1.438 adesões. O programa foi parte integrante da gestão estratégica para criação de valor, da aceleração da transformação digital e representou mais um passo na melhoria contínua de eficiência operacional da Companhia.

Em 14 de dezembro de 2023, a Companhia celebrou, com a Âmbar Energia S.A., contrato de Compra e Venda de Ações (CCVA) da participação societária total de 81,2% na UEG Araucária (“UEGA”), tendo sido a venda concluída em 2024. O desinvestimento desse ativo fez parte do processo de descarbonização da matriz de geração, fortalecendo os pilares para a perenidade e o crescimento sustentável dos negócios, além de estar aderente ao Planejamento Estratégico Empresarial da Copel – Visão 2030.

Em Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 18 de dezembro de 2023, foi aprovado o desfazimento do Programa de Units da Companhia, que resultou no cancelamento dos certificados de depósito de ações (“Units”) (CPLE11) e a consequente entrega das 5 (cinco) ações de emissão da Companhia subjacentes a cada Unit, sendo 1 (uma) ação ordinária (CPLE3) e 4 (quatro) ações preferenciais classe “B” (CPLE6), preservando aos titulares das Units os mesmos direitos, vantagens e restrições dessas ações.

2024

Em 25 de janeiro de 2024, a Companhia formalizou acordo envolvendo processo arbitral, que teve início em 2015 e que tramita em sigilo no Centro de Arbitragem e Mediação Brasil-Canadá. Os pleitos do litígio alcançavam cerca de R\$ 3 bilhões, mas após as partes transigirem, chegaram ao consenso, que dá quitação geral e recíproca entre elas, mediante o pagamento, pela Companhia, do montante total de R\$ 672 milhões, em duas parcelas, sendo a primeira em 31 de janeiro de 2024 e a última, devidamente atualizada, até 31 de março de 2025, cujos pagamentos foram devidos e tempestivamente realizados.

Em 26 de janeiro de 2024, a Companhia recebeu o prêmio *Subnational Deal of the Year* pela revista LatinFinance, como reconhecimento do processo da transformação da Copel em corporação com capital disperso e sem acionista controlador, que ocorreu em 2023. A LatinFinance é uma importante fonte de inteligência sobre mercado financeiro e economias da América Latina e do Caribe. O prêmio recebido pela Companhia é baseado em indicações de participantes especialistas do mercado de capitais que leva em conta fatores como inovação, timing, previsão, qualidade da execução e o impacto da transação.

Em 22 de abril de 2024, a 210ª Assembleia Geral Extraordinária da Companhia aprovou a proposta do “Plano de Outorga de Ações Restritas e de Ações Restritas por Desempenho (performance shares) da Companhia” (“Plano”), que tem como participantes administradores e empregados da Companhia e de suas controladas. O Plano fez parte do contexto do aperfeiçoamento das práticas de remuneração dos membros dos órgãos estatutários e de pessoas-chave da Companhia, com o objetivo de: i) alinhar a remuneração da alta administração aos objetivos de longo prazo da Copel; ii) atrelar parte da remuneração à geração de valor da Companhia (ILP); iii) fomentar a cultura de meritocracia e alta performance; e iv) reter e atrair novos talentos.

Em 1º de julho de 2024, a Companhia concluiu o desinvestimento da totalidade de suas ações na participação (81,2%) na UEG Araucária para a Âmbar Energia S.A, após cumpridas todas as condições previstas no respectivo Contrato de Compra e Venda de Ações. Em linha com a diretriz estratégica de ter uma matriz energética 100% renovável, o desinvestimento desse ativo foi o maior passo da Companhia nesse sentido, fortalecendo os pilares para a perenidade e o crescimento sustentável dos negócios.

Em 10 de julho de 2024, a Companhia celebrou Contrato de Compra e Venda do Bloco de Controle com a Compass Dois Ltda., subsidiária da Compass Gás e Energia S.A., referente à venda da totalidade das ações representativas de 51% da Companhia Paranaense de Gás – Compagas. O valor de venda foi de R\$ 906 milhões referente à sua participação, tendo como data-base 31 de dezembro de 2023, a ser corrigido conforme previsto em contrato. O pagamento ocorrerá em três parcelas, 40% até o fechamento da operação, 30% até 31 de dezembro de 2025 e 30% até 31 de dezembro de 2026. A conclusão da transação ocorreu em 16 de setembro de 2024, após cumpridas todas as condições precedentes e obtidas as aprovações dos órgãos competentes. O desinvestimento faz parte da estratégia da Copel de focar em seu core business e na descarbonização do seu portfólio.

Em 14 de agosto de 2024, a Companhia concluiu o Programa de Desligamento Voluntário 2023 (“PDV”). Dos 1.437 funcionários com adesão efetivada, 180 deixaram a Companhia até 30 de junho de 2024, 1.078 desligaram-se em 14 de agosto de 2024 e outros 179 empregados, cujas funções foram consideradas de maior criticidade, deixaram a Companhia entre dezembro de 2024 e início de 2025. Nessa fase de sua transformação organizacional, a Copel fez extenso mapeamento de processos e atividades, desenvolvendo um plano detalhado de transferência de conhecimento, mobilidade e promoções internas para substituir os que ingressaram no programa, além da automatização de processos para garantir a transição segura de atividades e os níveis de qualidade dos serviços. O reconhecimento contábil referente às indenizações já fora provisionado em 2023, portanto sem impactos materiais em 2024.

Em 18 de novembro de 2024, a Companhia celebrou, junto ao poder concedente, os contratos que renovam por trinta anos as concessões de geração de energia elétrica das Usinas Hidrelétricas Governador Bento Munhoz da Rocha Netto (“Foz do Areia”), Governador Ney Aminthas de Barros Braga (“Segredo”) e Governador José Richa (“Salto Caxias”), cujo valor conjunto das outorgas foi de, aproximadamente, R\$ 4,1 bilhões. Esse marco assegura mais 30 anos da operação de 64% da sua capacidade instalada e reforça o compromisso da Companhia com a perenidade do negócio e a sustentabilidade na geração de energia.

Em 25 de novembro de 2024, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a criação do primeiro Programa de Recompra de Ações Ordinárias e Preferenciais Classe B, de emissão própria, visando maximizar a geração de valor para os acionistas por meio de uma gestão de capital eficiente. O Programa de Recompra tem por objetivo a aquisição de ações da Copel para manutenção em tesouraria, cancelamento ou alienação, sem redução da cifra do capital social da Companhia, bem como atender ao plano de Outorga(s) de ações restritas e de ações restritas por desempenho (Performance Shares). As condições e demais características do Programa de Recompra estão descritos, de forma detalhada, na ata da reunião do Conselho de Administração, disponível para consulta nas páginas eletrônicas da Companhia (<https://ri.copel.com>), da CVM (<https://www.gov.br/cvm/pt-br>) e da B3 (https://www.b3.com.br/pt_br/).

Em 12 de dezembro de 2024, a Copel GeT celebrou contrato com as Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras e sua subsidiária integral Eletrobras CGT Eletrosul, tendo sido concluído o descruzamento dos ativos em 2025. A operação em questão trouxe benefícios imediatos à Copel, gerando ganhos de sinergia pela simplificação da estrutura operacional e administrativa, até então compartilhada, bem como permitiu Copel compensar, imediatamente após o closing, aproximadamente R\$ 170 milhões de prejuízos fiscais contabilizados referentes à impairment de Colíder.

2025

Em 21 de fevereiro de 2025, a Copel GeT exerceu o direito de preferência para a aquisição da totalidade das ações da Geração Azul S.A. (“Céu Azul”), detentora de 70% do Consórcio Empreendedor Baixo Iguaçu (“CEBI”), que explora a Usina Hidrelétrica de Baixo Iguaçu, e se comprometeu a alienar tanto a participação adquirida quanto sua participação minoritária de 30%. Posteriormente, em 30 de junho de 2025, a Copel GeT concluiu a aquisição de 100% da Céu Azul pelo valor R\$ 1.050 milhões, já ajustados, e a alienação da totalidade do CEBI pelo equity value R\$ 1.554. A transação inclui a participação minoritária de 30% da Copel GeT no CEBI, pelo equity value de R\$ 570 milhões. Por fim, em 22 de outubro de 2025, a Companhia concluiu o desinvestimento na UHE Baixo Iguaçu, cujo equity value totalizou R\$ 1.683,3 milhões, após o cumprimento de todas as condições precedentes e a obtenção das aprovações pelos órgãos competentes. Desse montante, R\$ 155,4 milhões foram pagos em fevereiro de 2025, R\$ 1.517,9 milhões foram creditados em outubro de 2025 e os R\$ 10,0 milhões restantes serão liberados assim que forem concluídas algumas etapas pós-fechamento. O desinvestimento evidencia a agilidade e eficiência da Copel na reciclagem de ativos e participações minoritárias.

Em 31 de março de 2025, a Copel GeT realizou a conclusão parcial dos desinvestimentos dos ativos de pequeno porte, com o recebimento do valor de R\$ 219,5 milhões (49,0% do total da transação), após cumpridas todas as condições precedentes relativas aos ativos envolvidos neste fechamento. Os ativos que consolidam esta etapa de fechamento foram constituídos pela totalidade do Bloco 1 apresentado no *Teaser*, adicionado da UHE Guaricana, totalizando 60,4 MW de capacidade instalada. Em 30 de abril de 2025, foi realizado o fechamento parcial da venda da PCH Chaminé, com 18 MW de capacidade instalada, no montante de R\$ 82,6 milhões. Com as operações, a Companhia concluiu 67,0% do desinvestimento total. Em 10 de julho de 2025, a Copel realizou o closing das PCHs Cavernoso I e II, com 20,3 MW de capacidade instalada, recebendo o valor de R\$ 123,3 milhões (27,0% do total da transação), após cumpridas todas as condições precedentes relativas aos ativos envolvidos na operação. Com isso, foi concluído 100% do desinvestimento dos pequenos ativos que compõem a transação (Blocos 1 e 2), apresentados no *Teaser*, totalizando 98,7 MW de capacidade instalada. O valor do desinvestimento da UTE Figueira (Bloco 3) será recebido conforme atendimento às condições precedentes usuais estabelecidas no Contrato de Compra e Venda de Ações (“CCVA”). O valor total a ser recebido pelo desinvestimento será de R\$ 450,5 milhões, a ser corrigido pela variação do IPCA a partir de 31 de março de 2025, até a data do fechamento. Ainda, compõe a transação uma dívida no valor de R\$ 21,4 milhões com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES.

Em 08 de maio de 2025, o Conselho de Administração aprovou a Estrutura Ótima de Capital e a nova Política de Dividendos da Copel, que define as diretrizes e critérios para a distribuição de proventos e seu endividamento. A formulação desta Política envolve meticulosa análise que busca equilibrar fatores como a remuneração dos acionistas, a manutenção da estabilidade financeira da Companhia e o apoio do crescimento a longo prazo. A estrutura de capital definida considera os seguintes fatores: alavancagem financeira de 2,8x, mensurado pela dívida líquida/Ebitda (faixa de tolerância de 2,5x e 3,1x, desde que haja convergência em até 24 meses para o centro da faixa). Em relação à Política de Dividendos, são considerados os seguintes parâmetros: alavancagem financeira definida para estrutura ótima de capital; mínimo de 75% do Lucro Líquido e frequência mínima de pagamento de 2 vezes ao ano; que promovem a previsibilidade do fluxo de pagamentos de proventos aos acionistas.

Em 30 de maio de 2025, a Copel GeT concluiu o descruzamento de ativos com a Axia Energia (anteriormente denominada Centrais Elétricas Brasileiras - Eletrobras), passando a consolidar em seu portfólio a totalidade das participações na Usina Hidrelétrica Mauá e na transmissora Mata de Santa Genebra S.A., com a consequente transferência integral da participação na Usina Hidrelétrica Colíder para a Axia. A operação envolveu o pagamento de R\$ 196,6 milhões para a Axia, já considerados todos os ajustes previstos no contrato. Com isso, o valor total do desembolso atinge os R\$ 365,0 milhões estipulados inicialmente nos termos da operação. O descruzamento de ativos foi um movimento sinérgico para a Companhia com a consolidação de dois ativos: UHE Mauá e a transmissora Mata de Santa Genebra, ambos mais próximos aos demais ativos da Companhia.

Em 23 de junho de 2025, o Conselho de Administração aprovou a proposta de migração da Companhia para o Novo Mercado, segmento especial de listagem da B3, sendo a adesão ao segmento, bem como a unificação das ações, aprovada pela Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 22 de agosto de 2025 ("AGE 22.08.2025"). A deliberação foi condicionada: i) à obtenção dos *waivers* de credores cujos instrumentos financeiros previam vencimento antecipado em razão das deliberações da AGE 22.08.2025; ii) à ratificação da conversão mandatória da totalidade das ações preferenciais na proporção de uma nova ação ordinária e uma nova ação preferencial classe "C", compulsoriamente resgatável, pelo valor de resgate de R\$ 0,7749 por ação, pela Assembleia Especial de Acionistas Preferencialistas; e iii) à apresentação do pedido de migração ao Novo Mercado à B3, com a efetiva admissão das ações da Companhia à negociação nesse segmento. Todas as condições estabelecidas foram atendidas, tendo ocorrido a obtenção dos *waivers*, em 4 de novembro de 2025, o deferimento pela B3 do pedido de migração ao Novo Mercado, em 5 de novembro de 2025, condicionado à operacionalização da conversão das ações preferenciais classe B (PNB) em ações preferenciais classe A (PNA), em 10 de novembro de 2025. Por fim, em 22 de dezembro de 2025, concluiu-se o processo de migração para o Novo Mercado da B3, passando a Companhia a deter ações ordinárias negociadas sob o código CPLE3 e uma ação preferencial de classe especial (Golden Share) exclusivamente pelo Estado do Paraná, consolidando uma estrutura societária mais simples e transparente e reforçando as melhores práticas de governança corporativa, incluindo o fortalecimento das regras corporativas adotadas e seu alinhamento às melhores práticas internacionais.

Em 2025, a Copel consolidou um novo capítulo de sua trajetória ao atualizar a Cultura Copel. Sustentada pela Razão de Ser — “Iluminar vidas com pura energia” —, pela Ambição e pelos Valores que orientam o jeito de agir. A nova Cultura reforça o protagonismo das pessoas, o foco no cliente, a busca por resultados extraordinários, o compromisso com o futuro e a postura inegociável de segurança e ética. Esse movimento fortalece o alinhamento estratégico e prepara a organização para os desafios e oportunidades dos próximos anos. Os Valores da Copel foram reafirmados e representam os comportamentos essenciais para fortalecer uma cultura consistente: Nossa força é nossa gente – protagonismo, desenvolvimento, responsabilidade e reconhecimento. Cada cliente importa – confiança, qualidade, agilidade e foco em necessidades reais. Entregamos resultados extraordinários – sustentabilidade, senso de dono, disciplina e decisões baseadas em dados. Movidos a futuro – inovação, curiosidade, ousadia e valorização de perspectivas diversas. Segurança e ética são inegociáveis – exemplo, integridade, cuidado mútuo e responsabilidade pelos atos.

Como resultado da reestruturação iniciada em 2001, a Copel possui, atualmente, quatro principais subsidiárias integrais nos setores de geração, transmissão, distribuição e comercialização, quais sejam: a Copel Geração e Transmissão, a Copel Distribuição, a Copel Comercialização e a Copel Serviços.

Por fim, a Copel possui 100% de participação acionária em diversas outras sociedades de propósito específico, indicadas, conforme aplicável, no item 6.4 deste Formulário de Referência.

Visão geral da companhia

A Copel é uma sociedade anônima de capital disperso e sem acionista controlador, criada por meio da Lei Estadual nº 1.384, de 10 de novembro de 1953, e do Decreto nº 14.947, em 26 de outubro de 1954, que teve alguns dispositivos revogados pela Lei Estadual nº 21.272, de 24 de novembro de 2022, aprovada pela Assembleia Legislativa do Estado do Paraná, que possibilitou sua transformação em *corporation*, por meio da alienação parcial de ações. A Companhia é listada na B3 (há 32 anos), na NYSE (há 28 anos) e na LATIBEX (há 23 anos), bolsa de valores sediada em Madri na qual os títulos de empresas latino-americanas são negociados em euros.

A Companhia é uma empresa integrada, que atua nos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, e está presente em 10 estados brasileiros.



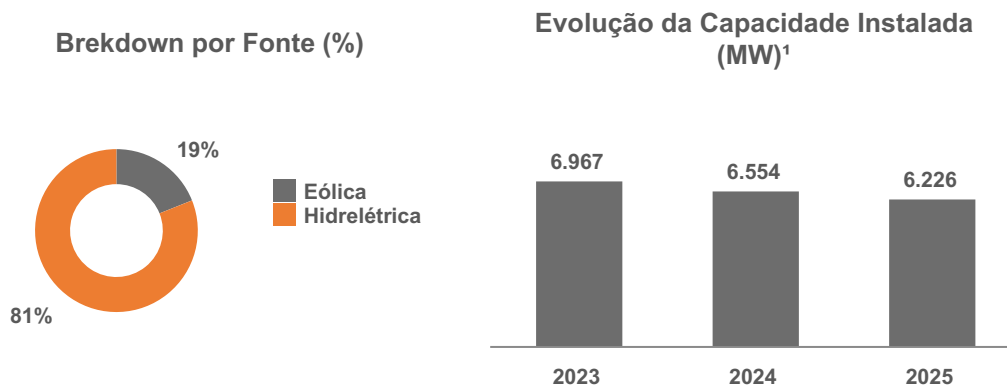
No período de 12 meses correspondente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025, a Companhia gerou um EBITDA de R\$ 6.526,9 milhões.

A operação é composta pelos seguintes segmentos:

- **Geração**

O segmento de Geração está presente em três estados (Rio Grande do Norte, Paraná e Rio Grande do Sul), possuindo uma capacidade instalada proporcional de 5.993,52 MW, 2.576,15 MW médios de garantia física proporcional e 59¹ unidades de geração. A matriz energética da Companhia é composta, nesta data, por 100% de fontes renováveis, sendo 81% hidrelétricas e 19% eólicas, conforme gráficos abaixo:

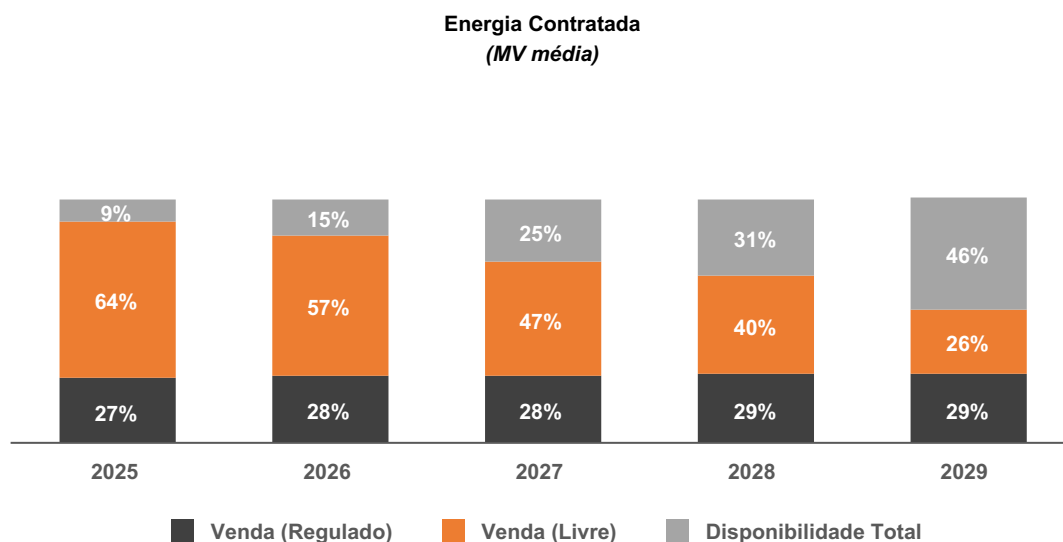
¹ Desconsidera UTE Figueira, cujo desinvestimento foi concluído em 30 de abril de 2026. Concessão em processo de extinção, em avaliação pelo MME.



Fonte: Companhia. Nota: (1) Considera valores proporcionais à participação da Copel.

O segmento de Geração registrou um EBITDA de R\$ 2.919,5 milhões no período dos últimos 12 meses encerrado em 31 de dezembro de 2025.

A Companhia atua nos dois ambientes de contratação de energia elétrica no Brasil, quais sejam: o Ambiente de Contratação Livre (“ACL”), também conhecido como Mercado Livre de Energia, o qual confere aos seus consumidores a liberdade de negociar a compra de energia com as geradoras e comercializadoras que escolherem, e o Ambiente de Contratação Regulada (“ACR”), também denominado de Mercado Regulado, no qual a energia é comercializada por meio de leilões regulados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”) e realizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Para 2025, o ACR representou aproximadamente 27% da energia contratada, enquanto o ACL representou 64% da energia contratada. A evolução da energia contratada pela Companhia e a disponibilidade nos próximos anos pode ser observada no gráfico abaixo:



Fonte: Companhia.

• Transmissão

A Companhia possui 9.687 km de linhas de transmissão, com potência de transformação de suas subestações na ordem de 21.112 MVA, considerando ativos próprios e em parceria com outras empresas. Construímos, mantemos e operamos uma ampla rede de transmissão de energia.

Este segmento possui cerca de 20 anos remanescentes de concessão e uma RAP Ciclo 25/26 de aproximadamente R\$1,8 bilhão².

O segmento de Transmissão gerou um EBITDA de R\$ 979 milhões no período dos últimos 12 meses encerrado em 31 de dezembro de 2025.

- **Distribuição**

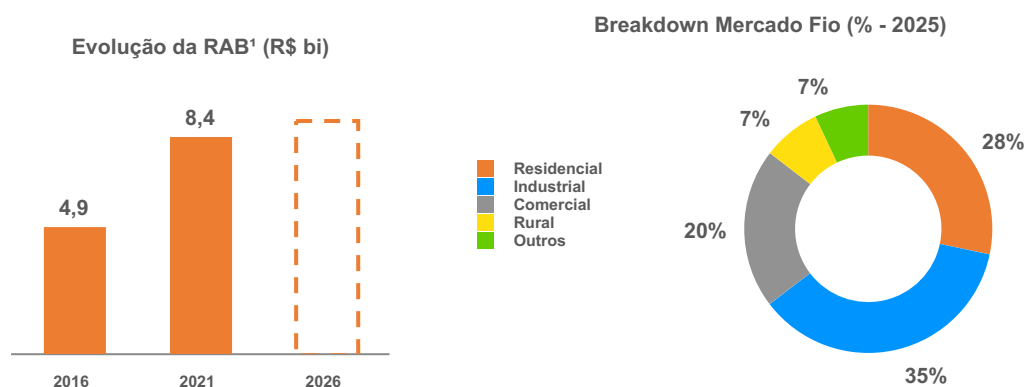
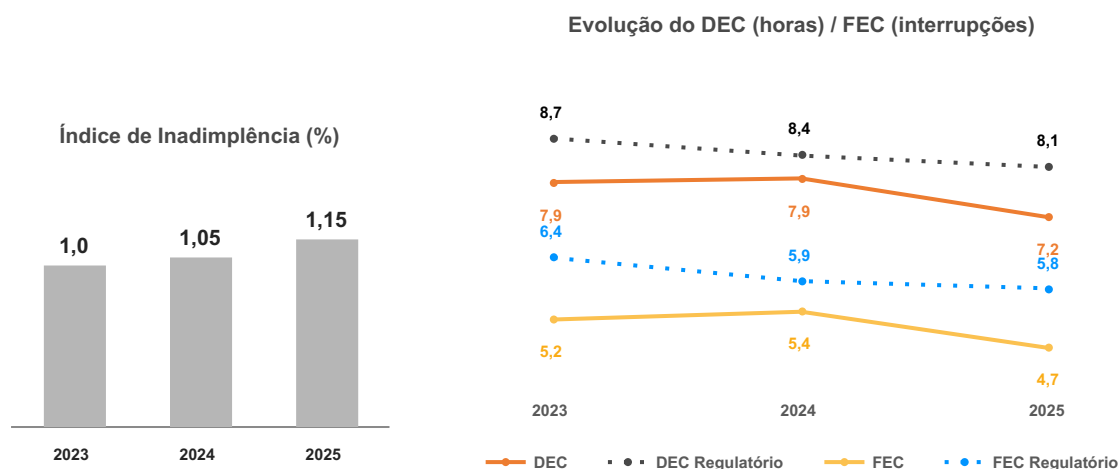
A Companhia possui uma concessão com prazo remanescente de 20 anos para distribuição de energia no Estado do Paraná, conforme Contrato de Concessão nº 46/1999 e atua em uma área de concessão de 194.854 km². Além disso, a Companhia apresenta o índice de Inadimplência Critério Corporativo de 1,15 (dez/25), que compreende o percentual de pendências de energia de 16 a 360 dias no faturamento de 12 meses da Companhia.

Adicionalmente, a Companhia dispõe de índices de qualidade suficientes para o cumprimento dos requisitos regulatórios do setor, como Duração Equivalente por Consumidor ("DEC"), que mede o tempo médio em horas durante o qual os domicílios permaneceram desligados ao longo do ano, e Frequência Média por Consumidor ("FEC"), que informa a quantidade média de desligamentos no ano. Os índices de qualidade DEC e FEC são itens de controle do contrato de concessão da Companhia com o poder concedente, calculados com base nos Procedimentos de Distribuição ("PRODIST") constantes do Módulo 8, item 176 do Anexo VIII da Resolução Normativa nº 956 da ANEEL, de 07 de dezembro de 2021.

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025, o DEC foi de 7,17 (com o limite regulatório de 8,14) e FEC de 4,65 (com o limite regulatório de 5,80), atendendo, portanto, aos patamares regulatórios.

² A receita das transmissoras de energia, conhecida como Receita Anual Permitida ("RAP"), é definida por resoluções homologatórias da Aneel, divulgadas por ciclos anuais (normalmente compreendidos de junho a junho) na Revisão Tarifária Periódica, que estabelece a previsão da RAP para os próximos 12 meses, corrigida pela inflação.

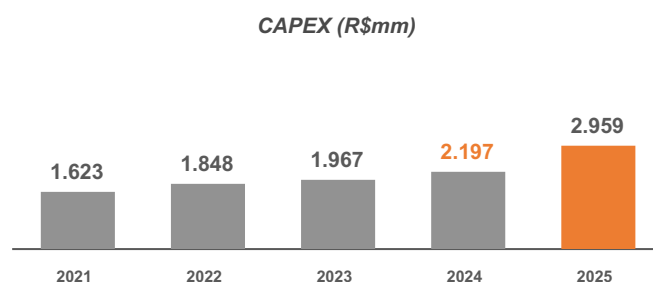
A evolução dos índices de inadimplência, os indicadores DEC e FEC e a RAB³ do segmento de distribuição podem ser verificados nos gráficos abaixo:



Fonte: Companhia. Nota: (1) Valores nominais. Próxima revisão em 06/26.

O segmento de Distribuição gerou um EBITDA de R\$ 2.641,5 milhões no período dos últimos 12 meses encerrado em 31 de dezembro de 2025.

A Companhia investe constantemente em sua rede de distribuição para que seu crescimento ocorra de forma orgânica. No ciclo tarifário, compreendido entre julho de 2016 e dezembro de 2020, a RAB da Companhia aumentou 71,4%⁴, de R\$ 4,9 bilhões para R\$ 8,4 bilhões. O Capex histórico da Companhia, com objetivo de crescimento orgânico, pode ser observado no gráfico abaixo:



Fonte: Companhia

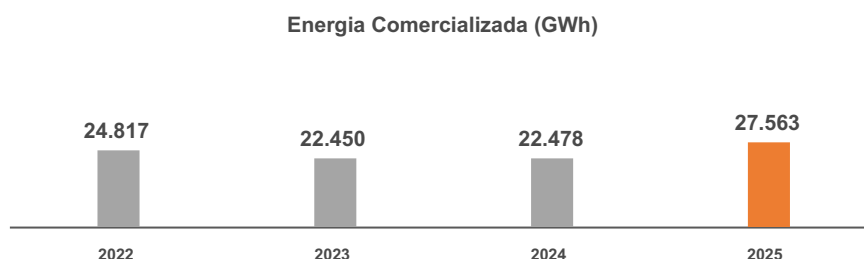
³ Base de Ativos Regulatórios (*Regulatory Asset Base*).

⁴ Em valores correntes.

- **Comercialização de Energia**

A carteira de clientes da Copel Mercado Livre em 2025 era composta por mais de 1,5 mil consumidores livres, atendidos em 23 estados do Brasil, e tendo comercializado mais de 3,2 GWh no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025.

O segmento de comercialização de energia da Copel apresenta o seguinte histórico de energia vendida:



Fonte: Companhia

O segmento de Comercialização gerou um EBITDA de R\$ 55 milhões nos 12 meses correspondentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025.

Processo de se tornar uma Corporação

Em novembro de 2022, o Governo do Estado do Paraná, na qualidade de então acionista controlador, anunciou a intenção de transformar a Copel em uma companhia de capital disperso e sem acionista controlador ("Corporação"). Abaixo estão listados os principais marcos deste processo, concluído em 2023:

- **Novembro de 2022:** a Lei Estadual nº 21.272 de 24 de novembro de 2022 ("Lei 21.272"), foi aprovada pela Assembleia Legislativa do Estado do Paraná com o intuito de transformar a Copel em uma Corporação;
- **Dezembro de 2022:** nos termos do Decreto nº 9.271, de 25 de janeiro de 2018, conforme alterado, a transformação da Copel em uma Corporação permitiria à Companhia renovar integralmente as concessões das Usinas Hidrelétricas Governador Bento Munhoz da Rocha Netto ("Foz do Areia"), Governador Ney Braga ("Segredo") e Governador José Richa ("Salto Caxias"). A Copel anunciou um estudo para tais renovações e divulgou a sua intenção em realizar uma potencial oferta pública de distribuição de ações ("Oferta") para captação de recursos visando o pagamento dos respectivos bônus de outorga. Adicionalmente, o Estado do Paraná solicitou a contratação única de assessores e consultores, visando eficiência e otimização de custos;
- **Janeiro de 2023:** a Copel celebrou Acordo Coletivo de Trabalho referente ao período de 2022/2024 e anunciou a contratação de assessoria especializada para a estruturação da Oferta para transformação da Copel em Corporação;
- **Abril de 2023:** definição do pagamento da outorga das Usinas Hidrelétricas Foz do Areia, Segredo e Salto Caxias pela Portaria Interministerial do Ministério de Minas e Energia ("MME") e do Ministério da Fazenda nº 01, de 30 de março de 2023, no valor de R\$3,7 bilhões, a título de cessão onerosa. Nesse mesmo contexto, foram aprovadas a revisão das garantias físicas das UHEs, condicionadas à vigência do novo contrato de concessão (Portaria do MME nº 2.107/SPTE/MME/2023);

- **Maio de 2023:** solicitação de aprovações gerais para implementação da Oferta, incluindo pedidos de *waivers* dos debenturistas da Copel e/ou de outros credores. Também foi dado início aos trabalhos de avaliação e diligência da Copel e de assessores especializados. Após conclusão da avaliação da Copel, tal avaliação foi encaminhada ao então acionista controlador da Companhia e ao Tribunal de Contas do Estado do Paraná (“TCE-PR”) para análise⁵;
- **Julho de 2023:** aprovação da proposta de reforma do Estatuto Social da Copel em Assembleia Geral Extraordinária, cuja redação entrou em vigência após a transformação da Copel em Corporação; e
- **Agosto de 2023:** liquidação financeira de oferta base secundária de ações de titularidade do Estado do Paraná e da oferta base primária de novas ações da Copel, resultando na transformação da Companhia em sociedade anônima de capital disperso e sem acionista controlador.

Os principais pontos referentes à organização societária e governança corporativa presentes no Estatuto Social da Copel e/ou na Lei 21.272 para a transformação da Companhia em Corporação estão elencados abaixo:

- O poder de voto de qualquer acionista ou grupo de acionistas, inclusive do Estado do Paraná, é limitado a 10% das ações em que se dividir o capital votante;
- 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% da quantidade total de ações em que se dividir o capital votante da Companhia;
- A Copel é obrigada a manter sua sede no Estado do Paraná;
- O estatuto social da Copel também possui uma cláusula de *Poison Pill*, prevendo que nos casos de alienação de 25% ou 50% do capital social votante da Companhia, haverá obrigação de lançamento de oferta pública de aquisição de ações com prêmio de 100% e 200%, respectivamente; e
- Criação de uma *Golden Share* que efetivamente concede ao Estado do Paraná, dentre outros poderes, o de veto sobre os planos de *Capex* da Copel Distribuição a partir do ciclo tarifário de 2021 a 2025, com o objetivo de garantir que a Copel Distribuição invista mais de duas vezes a Quota de Reintegração Regulatória (“QRR”) daquele mesmo ciclo de Revisão Tarifária Ordinária e/ou, no acumulado, até o final da concessão.

Após a transformação da Copel em Corporação, a Companhia cumpriu com os requisitos para a renovação das concessões das usinas de Foz do Areia, Segredo e Salto Caxias. A renovação foi concretizada após o pagamento do bônus de outorga, estabelecido pelo MME em 23 de abril de 2023 de R\$ 3.719,428.214,95 bilhões⁶, conforme o quadro abaixo:

⁵ O TCE-PR é o órgão responsável pela fiscalização do uso do dinheiro público, do Estado e dos Municípios paranaenses, em complemento à atividade fiscalizadora do Poder Legislativo. Nos termos do Regimento Interno do TCE-PR, também compete ao Tribunal o acompanhamento, a fiscalização e a avaliação dos processos de desestatização realizados pela administração pública estadual, compreendendo as privatizações de empresas. Até por conta dessa função fiscalizadora, muito embora não haja previsão regulamentar acerca da necessidade de autorização prévia do TCE-PR para realização da transformação da Companhia em corporação, o TCE-PR recebeu os documentos que embasam jurídica e financeiramente a operação de transformação da Companhia em corporação e discutiu com o Estado do Paraná e com a própria Companhia a condução desse processo, tendo inclusive solicitado os esclarecimentos necessários a respeito das decisões tomadas pelo Poder Executivo do Estado do Paraná nesse âmbito, devendo continuar a realizar sua função fiscalizadora no âmbito dessa operação mesmo após a liquidação da Oferta.

⁶ Data base 31.12.2023.

Usinas hidrelétricas	Capacidade Instalada (MV)	COD	Término da Nova Concessão
Foz do Areia	1.676	1980	2053
Segredo	1.260	1992	2053
Salto Caxias	1.240	1999	2053

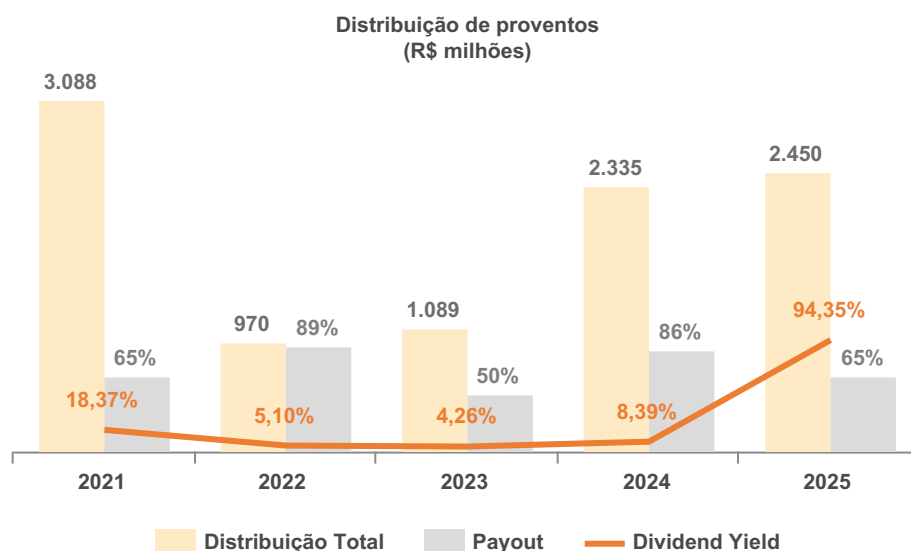
Fonte: Companhia.

Política de Dividendos

A Política de Dividendos da Copel (“Política de Dividendos”) estabelece as diretrizes para a distribuição de proventos aos acionistas por meio de dividendos e/ou juros sobre capital próprio. Para o cálculo dos Dividendos Regulares são utilizados parâmetros financeiros definidos no final de cada exercício, conforme o índice de alavancagem financeira, com o objetivo de preservar a capacidade de investimento sustentável da Companhia. A periodicidade de pagamento é de ao menos dois eventos durante cada exercício.

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

Foram distribuídos R\$ 2.450 milhões brutos de remuneração aos acionistas sob a forma de dividendos e Juros sobre Capital, deliberados durante 2025. A distribuição de dividendos representou 91,13% do lucro líquido do exercício e 94,35% do lucro líquido ajustado (“Payout”) e o equivalente a 13,88% do preço da ação no mesmo período considerando o preço de fechamento ponderado pelo volume de ações do exercício (“Dividend yield”).



Fonte: Companhia

(a) Produtos e serviços comercializados

As receitas provenientes das atividades da Companhia no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025 provêm das seguintes atividades, desempenhadas por suas subsidiárias integrais, controladas, coligadas e consórcios, conforme aplicável: (i) geração de energia; (ii) transmissão de energia; (iii) distribuição de energia; (iv) comercialização de energia; e (v) *holding* e outros. Segue abaixo uma descrição dos principais segmentos de negócios da Companhia.

Geração e Transmissão de Energia

- **Geração**

No período de 12 meses encerrado em 31 de dezembro de 2025, considerando apenas as empresas nas quais a Copel detém participação acionária de 100,0%, a Companhia operou e vendeu energia através de 07 usinas hidrelétricas e 42 usinas eólicas, com garantia física proporcional média de 2.569 MW. A geração de energia varia em razão de condições hidrológicas e em razão das políticas operativas utilizadas no despacho centralizado do ONS (Operador Nacional do Sistema), que visa a otimização global da operação do sistema considerando os recursos disponíveis.

Para fins comparativos, nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2025, 2024 e 2023, foram gerados 21.805 GWh, 28.148 GWh e 25.123 GWh, respectivamente.

Os dados de potência e geração contemplam na integralidade a UHE Governador Parigot de Souza, que se encontra atualmente sob regime de alocação de cotas de garantia física com 70% da energia destinada as distribuidoras, conforme Contrato de Concessão nº 03/2016, assinado em 05 de janeiro de 2016 entre a Copel e a União Federal.

Além das unidades citadas acima, em 2025 a Copel possuía participação em quatro empreendimentos de geração de energia elétrica, sendo 211,7 MW integral ajustados referentes à participação da Copel, conforme demonstrado a seguir:

Usina	Capacidade Instalada (MW Proporc.)	Garantia física (MW Proporc.)	Participação da Copel	Vencimento da Concessão (Extensão)
Complexo Elejor (Santa Clara e Fundão) ¹	168,2	89,7	70,0%	Mai e Junho de 2040
Complexo Elejor (Santa Clara e Fundão I)	4,3	3,4	70,0%	Dezembro de 2032
Dona Francisca ²	28,8	16,7	23,0%	Setembro de 2037
PCH Arturo Andreoli (Foz do Chopim) ³	10,4	7,3	35,8%	Julho de 2034
Total	211,7	117,1		

¹Resolução Autorizativa no. 11.345/2022

²Resolução Autorizativa no. 11.345/2022

³Resolução Autorizativa no. 14.896/2023

A Copel possui também 49% de participação no Complexo Eólico Voltalia São Miguel do Gostoso I, localizado no Estado do Rio Grande do Norte. A energia foi comercializada no 4º Leilão de Energia de Reserva em contratos de 20 anos com início de suprimento em julho de 2015, conforme as informações detalhadas na tabela a seguir para o exercício de 2025:

Empreendimento	Capacidade Instalada¹ (MW Proporc.)	Garantia Física (MW Médios Proporc.)	Preço²	Início de Suprimento	Participação (%)	Localização do Parque	Vencimento da Autorização
Voltalia – São Miguel do gostoso I Participações S.A.							
Carnaúbas	13,2	6,4	219,54	jul-15	49% COPEL 51% Voltalia	São Miguel do Gostoso (RN)	9/4/2047
Reduto	13,2	7,1					16/4/2047
Santo Cristo	13,5	7,5					18/4/2047
São João	13,2	7,0					26/3/2047
Total	53,1	28,0	219,54				

¹ A capacidade instalada prevista no Leilão foi alterada de acordo com as características dos equipamentos da Acciona Windpower, respeitando o volume de energia vendido.

² Preço atualizado até dez/25 (referência nov/25). Fonte CCEE

Considerando a capacidade instalada de todas as empresas de geração em que a Companhia possui participação, sua capacidade instalada proporcional total é de 6.246 MW em 31 de dezembro de 2025.

A geração de energia elétrica nas usinas da Companhia é supervisionada, coordenada e operada pelo Centro de Operações de Geração e Transmissão, localizado na cidade de Curitiba. Esse centro de operações é responsável por coordenar as operações relacionadas a aproximadamente 100% de capacidade total instalada da Companhia, incluindo algumas das plantas nas quais detém participação parcial.

• Transmissão

O sistema de transmissão da Copel é formado em grande parte por ativos de 230 kV ou mais, complementados por uma pequena parcela de ativos de 69 kV e 138 kV, caracterizados como rede básica de fronteira, que são usados para conexão com as distribuidoras, transmitir a eletricidade gerada e a energia que é recebida de outras fontes. Além de utilizar suas linhas de transmissão para fornecer energia aos clientes no Estado do Paraná, a Copel também transmite energia por meio do Sistema Interligado Nacional. A Companhia, como todas as outras empresas proprietárias de instalações de transmissão, é obrigada a permitir o acesso de terceiros a suas instalações de transmissão em troca de remuneração em um nível estabelecido pela ANEEL.

A Copel conta com mais de 9,7 mil km de linhas de transmissão, considerando ativos próprios e em parceria com outras empresas. Além de construir, manter e operar uma ampla rede de transmissão de energia própria, a Copel presta serviços para empreendimentos de outras concessionárias com a qualidade de quem acumula mais de 60 anos de experiência no setor.

• Distribuição:

A Copel Distribuição S.A. (“Copel Distribuição”) é responsável pela prestação de serviço público de distribuição de energia elétrica em sua área de concessão, bem como prestar serviços correlatos, descritos no Contrato de Concessão nº 046/1999, firmado entre União e a Copel em 24 de junho de 1999, prorrogado até 07 de julho de 2045 por meio do Quinto Termo Aditivo.

A área de concessão da Copel Distribuição inclui 394 dos 399 municípios do Estado do Paraná e um em Santa Catarina (Porto União), o que corresponde a 1.068 localidades e 5,3 milhões de unidades consumidoras de energia elétrica. A Companhia atende parcialmente os municípios de Guarapuava e Coronel Vivida com seu sistema de distribuição de energia elétrica.

Entre as principais atividades desenvolvidas estão o estudo, planejamento, projeto, implantação, operação e manutenção dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

A Companhia opera e mantém o sistema de distribuição nos níveis de baixa, média e alta tensão.

A Copel Distribuição conta com 218.470 km de linhas e redes de distribuição, sendo 32.579 km em área urbana, 177.510 km de redes rurais e 8.381 km de linhas de distribuição, conforme dados de 31 de dezembro de 2025.

- Mercado Cativo**

A quantidade de consumidores cativos faturada pela Copel em 2025 era de aproximadamente 5,3 milhões de consumidores, representando um acréscimo de 1,8% ou 95 mil novos consumidores em relação ao verificado em 2024.

O consumo de energia do mercado cativo em 2025, por sua vez, teve um decréscimo de 5,7% em relação a 2024, conforme pode ser observado na tabela abaixo:

Energia Consumida (GWh)	2025	2024	AV(%) 2025/2024
Residencial	10.108	9.887	2,2
Industrial	1.252	1.718	(27,1)%
Comercial	4.442	4.782	-7,1
Rural	2.426	2.507	(3,2)%
Outros	1.838	2.391	-23,1
Total Cativo	20.066	21.285	-5,7

Mercado Fio de Energia	Nº Consumidores / Contratos		
	2025	2024	AV (%) 2025/2024
Mercado Cativo	5.279.053	5.184.322	1,8
Concessionárias e Permissionárias	2	2	—
Consumidores Livres	7.219	4.902	47,3
Concessionárias Fio	5	5	—
Energia distribuída (GWh)	5.286.279	5.189.231	1,9

- **Mercado Fio (TUSD)**

Em 2025, o consumo do mercado fio (energia distribuída - GWh), que considera todos os consumidores que acessaram a rede da distribuidora cresceu 5,7% em relação a 2024, conforme detalhado no quadro abaixo:

Mercado Fio de Energia	Energia (GWh)		
	2025	2024	AV (%) 2025/2024
Mercado Cativo	20.066	21.285	(5,7)%
Concessionárias e Permissionárias	35	79	(55,7)%
Consumidores Livres	15.636	14.022	11,5 %
Concessionárias Fio	2.625	923	184,4 %
Energia distribuída (GWh)	38.362	36.309	5,7 %

- **Comercialização**

A Copel Comercialização S.A (“Copel Mercado Livre”), criada em 2016, atua na compra e venda de energia elétrica e na prestação de serviços no Mercado Livre de Energia.

A Companhia possui uma carteira com 1.763 consumidores, atendidos em 23 estados brasileiros, atingindo o volume de 3,2 GW médios de energia comercializados na CCEE, representando um aumento de 22,6% de comercialização em comparação ao ano anterior. Para fins comparativos, nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2025, 2024 e 2023, foram comercializados 27.563, 22.478 GWh, e 22.450 GWh, e o número de clientes/contratos foi de 1.763, 1.698, e 1.753, respectivamente.

- **Participações:**

A Copel participa, direta ou indiretamente, em controladas, em empreendimentos controlados em conjunto, em operações em conjunto e em coligadas, que atuam em diversos setores além da área de energia.

(b) Receita proveniente do segmento e sua participação na receita operacional líquida do emissor

As receitas operacionais líquidas provenientes dos segmentos de negócio da Companhia, bem como suas participações na receita total da Companhia, estão apresentadas no quadro abaixo:

Receita Líquida	2025	% Participação	2024*	% Participação
Geração	3.913.035	15,0%	3.477.696	15,4%
Transmissão	1.388.544	5,3%	1.144.481	5,1%
Distribuição	19.202.210	73,5%	17.030.454	75,2%
Comercialização	4.402.327	16,9%	3.568.463	15,8%
Gás	—	0,0%	562.129	2,5%
Serviços	12.128	0,0%	6.333	0,0%
Holding	—	0,0%	—	0,0%
(-) Operações intersegmento/reclassificações*	(2.801.388)	-10,7%	(3.138.520)	-13,9%
Consolidado	26.116.856	100,0%	22.651.036	100,0%

* Contém o saldo de operações intersegmento e reclassificações decorrentes dos processos de desinvestimento da Compagas (segmento Gás) e da UEGA (segmento Geração)

(c) Lucro ou prejuízo resultante do segmento e sua participação no lucro líquido do emissor

Os resultados provenientes dos segmentos de negócio da Companhia, bem como suas participações no lucro (prejuízo) líquido da Companhia, estão apresentados no quadro abaixo:

Lucro/(Prejuízo)	2025	% Participação	2024	% Participação
Geração	1.382.794	51,4%	474.102	16,9%
Transmissão	473.709	17,6%	807.352	28,8%
Distribuição	1.072.507	39,9%	1.134.022	40,5%
Comercialização	67.642	2,5%	44.084	1,6%
Gás	—	0,0%	30.705	1,1%
Serviços	(5.968)	-0,2%	(4.352)	-0,2%
Holding	(302.745)	-11,3%	313.457	11,2%
Consolidado	2.687.939	100,0%	2.799.370	100,0%

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

Segmentos reportáveis da Companhia:

1. **Geração e transmissão de energia elétrica** - tem como atribuição produzir energia elétrica a partir de empreendimentos de fontes hidráulica, eólica e térmica 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.
2. **Distribuição de energia elétrica** – tem como atribuição prestar serviço público de distribuição de energia elétrica, sendo responsável por operar e manter a infraestrutura, bem como prestar serviços correlatos.
3. **Comercialização** – tem como atribuição a comercialização de energia elétrica e a prestação de serviços correlatos.
4. **Holding e Serviços** - tem como atribuição a prestação de serviços e participação em outras empresas.

Tendo em vista os segmentos de atuação da Companhia, o item (a) contém informações apenas sobre o processo de geração de energia e o item (b) contém informações apenas sobre os processos de transmissão e distribuição de energia.

(a) Características do Processo de Produção

- **Geração de Energia**

Ativos em Operação

A seguir são apresentadas as principais informações do parque gerador da Copel GeT e a energia produzida referente ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2025:

USINAS	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW médio)	Geração* (GWh)	Data Fim de Concessão Prorrogada (usina)
Hidrelétricas	4.621,50	1.899,13	17.775,76	
UHE Gov. José Richa (Salto Caxias)	1.240,00	553,30	5.728,53	21.11.2054
UHE Gov. Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo)	1.260,00	552,80	5.640,24	21.11.2054
UHE Gov. Bento Munhoz da Rocha Netto (Foz do Areia - FDA)	1.676,00	567,60	4.923,74	20.11.2054
UHE Gov. Pedro Viriato Parigot de Souza (GPS) ¹	78,00	31,08	247,14	06.01.2053
UHE GOV. Jayme Canet Júnior (Mauá) ²	361,00	188,50	1.186,99	28.06.2049
UHE Derivação do Rio Jordão	6,50	5,85	49,12	21.06.2032
Termelétrica	20,00	17,70	—	
UTE Figueira ³	20,00	17,70	—	—
TOTAL	4.641,50	1.916,83	17.775,76	

¹ Usina Gov. Pedro Viariato Parigot de Souza: 30% da energia destinada ao ACL

² Usina incorporada ao portfólio, conforme Fato Relevante 03/25

³ Em processo de desinvestimento

* Considera consumo interno de geradores

Em relação à concessão da UTE Figueira, vencida em março de 2019, a Companhia submeteu, em 30 de outubro de 2023, ao Poder Concedente o pedido de desistência ao requerimento de prorrogação da concessão da usina e em 27 de fevereiro de 2024, através do Despacho ANEEL 561/2024, a operação comercial da UTE Figueira foi suspensa. Em 09 de dezembro de 2024, solicitou-se à ANEEL a extinção da concessão com a dispensa da reversão dos bens. Ainda, em 25 de novembro de 2024, foi celebrado o Contrato de Compra e Venda de Ações e Outras Avenças de 13 ativos de geração de pequeno porte da subsidiária integral Copel GeT. Ao longo de 2025 foram concluídos os desinvestimentos de 12 SPEs. A conclusão do último ativo, a UTE Figueira, ocorreu em 30 de abril de 2026, após cumpridas todas as condições precedentes aplicáveis.

Adicionalmente, a Copel GeT realiza a operação de uma usina sob o regime de cotas, conforme detalhado abaixo:

USINAS	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW médios)	RAG (jul.25 - jun.26) (R\$ milhões)	Vencimento de Outorga	Data Fim de Concessão Prorrogada (usina)	Bonificação de Outorga (R\$ milhões)
UHE Gov. Pedro Viariato Parigot de Souza (GPS) ¹	182,00	72,52	176,534	05.01.2046	06.01.2053	574,8

¹Proporcional a energia alocada de cotas de garantia física (70% da energia da usina). Para essa parcela de energia, a Copel GeT não arcará com os riscos hidrológicos nem com os resultados financeiros do MRE associados à usina. Atualizada pela Resolução Homologatório nº 3.506, de 22 de julho de 2025, da ANEEL.

Em agosto de 2018, a Copel conquistou o direito de construir a PCH Bela Vista, usina com 29,8 MW de capacidade instalada. Com um investimento estimado em R\$ 224 milhões, o empreendimento tem garantia física de 18,6 MW médios e está situado no Rio Chopim, nos municípios de São João e Verê, localizados no sudoeste do Estado do Paraná. No Leilão A-6/2018 da ANEEL, PCH Bela Vista vendeu o seguinte volume de energia:

USINAS	Contrato de Concessão	Capacidade Instalada ¹ (MW)	Garantia Física ² (MW)	Energia vendida no ACR (MW médio)	Início de Suprimento	Preço ³ (R\$/ MWh)	CAPEX (R\$/ MWh)	Vencimento da Concessão
PCH Bela Vista 100% Copel GeT	Resolução Autorizativa nº 7.802/2019	29,8	18,6	14,7	01.01.2024	285,32	217	06.01.2041

¹ Alteração de Potência Despacho 1150/2021
² Alteração Garantia Física Portaria MME 1155/2022
³ Preço Atualizado índice nov/25

As unidades geradoras 1, 2 e 3 do empreendimento entraram em operação comercial nos dias 12 de junho de 2021, 7 de julho de 2021 e 12 de agosto de 2021, respectivamente, com mais de dois anos de antecipação com relação ao edital de Leilão 03/2018. A unidade geradora 4, cuja capacidade instalada é de 0,488 MW, entrou em operação comercial no dia 7 de junho de 2023.

A energia produzida pela PCH Bela Vista pode ser observada na tabela abaixo:

USINAS	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW Médios)	Geração (GWh)	Vencimento de Outorga
PCH Bela Vista	29,8	18,6	104,7	06.01.2041

Complexos Eólicos

A Copel possui 42 parques eólicos em operação, sendo que, em 31 de dezembro de 2025 os parques geraram 3.382,6 GWh de energia, conforme apresentado na tabela a seguir:

Complexo Eólico	Leilão¹	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW Médios)	Geração (GWh)	Preço²	Vencimento de Outorga
São Bento Energia, Invest. e Part. S.A.		94,0	38,1	257,8	318,95	
GE Boa Vista S.A.		14,0	5,2	27,9	327,29	28.04.2046
GE Farol S.A.	2º LFA	20,0	8,8	82,4	317,76	20.04.2046
GE Olho D'Água S.A.	(26/08/2010)	30,0	12,8	76,4	317,76	01.06.2046
GE São Bento do Norte S.A.		30,0	11,3	71,1	317,76	19.05.2046
Copel Brisa Potiguar S.A.		183,6	89,4	461,6	278,58	
Nova Asa Branca I Energias Renováveis S.A.		27,0	12,1	65,5	321,15	25.04.2046
Nova Asa Branca II Energias Renováveis S.A.	2º LFA	27,0	11,9	65,3	321,15	31.05.2046
Nova Asa Branca III Energias Renováveis S.A.	(26/08/2010)	27,0	12,3	59,0	321,15	31.05.2046
Nova Eurus IV Energias Renováveis S.A.		27,0	12,4	65,4	321,15	27.04.2046
Santa Maria Energias Renováveis S.A.		29,7	15,7	75,2	226,33	08.05.2047
Santa Helena Energias Renováveis S.A.	4º LER	29,7	16,0	87,7	226,33	09.04.2047
Ventos de Santo Uriel S.A.	(18/08/2011)	16,2	9,0	43,5	224,57	09.04.2047
Complexo Eólico Cutia		180,6	71,4	431,7	266,22	
UEE Cutia S.A.		23,1	9,6	62,7	266,22	05.01.2042
UEE Esperança do Nordeste S.A.		27,3	9,1	57,9	266,22	11.05.2050
UEE Guajiru S.A.	6º LER	21,0	8,3	47,0	266,22	05.01.2042
UEE Jangada S.A.	(31/10/2014)	27,3	10,3	73,8	266,22	05.01.2042
UEE Maria Helena S.A.		27,3	12,0	69,1	266,22	05.01.2042
UEE Paraíso dos Ventos do Nordeste S.A.		27,3	10,6	58,3	266,22	11.05.2050
UEE Potiguar S.A.		27,3	11,5	62,9	266,22	11.05.2050
Complexo Eólico Bento Miguel		132,3	58,7	322,0	252,17	
CGE São Bento do Norte I S.A.		23,1	10,1	60,4	252,17	04.08.2050
CGE São Bento do Norte II S.A.		23,1	10,8	65,8	252,17	04.08.2050
CGE São Bento do Norte III S.A.	20º LEN	23,1	10,2	58,0	252,17	04.08.2050
CGE São Miguel I S.A.	(28/11/2014)	21,0	9,3	48,9	252,17	04.08.2050
CGE São Miguel II S.A.		21,0	9,1	43,7	252,17	04.08.2050
CGE São Miguel III S.A.		21,0	9,2	45,2	252,17	04.08.2050
Complexo Eólico Vilas		186,9	98,6	553,2	128,70	
EOL Vila Ceará I		32,0	17,8	89,8	135,59	14.01.2054
EOL Vila Maranhão I	28º LEN	32,0	17,8	97,3	135,59	11.01.2054
EOL Vila Maranhão II	(31/08/2018)	32,0	17,8	97,9	135,59	14.01.2054
EOL Vila Maranhão III		32,0	16,6	98,5	135,59	14.01.2054
EOL Vila Mato Grosso I	29º LEN	58,9	28,6	169,7	113,11	06.12.2054
Complexo Eólico Jandaira		90,1	46,9	266,0	138,32	
EOL Jandaira I		10,4	5,6	34,9	138,22	02.04.2055
EOL Jandaira II	30º LEN-Q	24,3	12,3	72,8	138,22	02.04.2055
EOL Jandaira III	(18/10/2019)	27,7	14,8	75,5	138,22	02.04.2055
EOL Jandaira IV		27,7	14,2	82,8	138,22	02.04.2055
Complexo Eólico Aventura		105,0	65,0	394,4	146,22	
EOL Aventura II		21,0	13,1	81,0	146,22	05.06.2053
EOL Aventura III	26º LEN	25,2	15,5	94,7	146,22	11.06.2053
EOL Aventura IV	(05/2017)	29,4	18,5	108,0	146,22	05.06.2053
EOL Aventura V		29,4	17,9	110,7	146,22	05.06.2053
Complexo Eólico Santa Rosa e Mundo Novo		155,4	92,8	695,9	149,24	
EOL Santa Rosa e Mundo Novo I		33,6	17,3	131,1	149,24	04.06.2053
EOL Santa Rosa e Mundo Novo II	26º LEN	29,4	17,2	146,2	149,24	04.06.2053
EOL Santa Rosa e Mundo Novo III	(05/2017)	33,6	21,5	160,2	149,24	04.06.2053
EOL Santa Rosa e Mundo Novo IV		33,6	21,0	161,1	149,24	01.06.2053
EOL Santa Rosa e Mundo Novo V		25,2	15,8	97,3	149,24	01.06.2053
TOTAL		1.127,9	560,9	3.382,6		

¹LFA - Leilão de Fontes Alternativas / LER - Leilão de Energia de Reserva / LEN - Leilão de Energia Nova

²Preço atualizado até dez/2025 (referência nov/25). Fonte CCEE

O Complexo de Jandaíra, Jandaíra I a VI são plantas eólicas cujas energias foram comercializadas no 30º Leilão de Energia Nova ao preço de R\$ 98/MWh, com início de suprimento em 2025 e 14,4 MWm de energia vendida, conforme apresentado na tabela a seguir:

USINAS	Capacidade Instalada (MW) ¹	Garantia Física (MW Médios)	Energia vendida no ACR (MW médio)	Início de Suprimento	Preço ¹ (R\$/MWh)	CAPEX (R\$/MWh)	Vencimento da Concessão
Complexo Eólico Jandaíra 100% Copel GeT (Cutia Empreendimentos Eólicos)	90,1	46,9	14,4	01.01.2025	138,32	400	02.04.2055

¹Preço Atualizado índice nov./25 (referência dez./25)

Participação em Empreendimentos de Geração

A Copel tem participação em sete empreendimentos de geração de energia elétrica em fase operacional, com capacidade instalada total de 400,6 MW, sendo 211,7 MW ajustados à participação da Copel, conforme apresentado na tabela a seguir:

Empreendimento	Capacidade Instalada (MW) Total	Garantia Física (MW médio)	Sócios	PPA assinado com	Vencimento da Concessão	Data Fim de Concessão Prorrogada ¹
UHE Santa Clara (Elejor)	120,2	66	COPEL - 70% Paineira Participações 30%	- Copel Dis Consumidores Livres	28.05.2037	15.05.2040
PCH Santa Clara I (Elejor)	3,6	2,79	COPEL - 70% Paineira Participações 30%	- Consumidores Livres	18.12.2032	—
UHE Fundão (Elejor)	120,2	62,1	COPEL - 70% Paineira Participações 30%	- Copel Dis Consumidores Livres	28.05.2037	15.06.2040
PCH Fundão I (Elejor)	2,5	2,1	COPEL - 70% Paineira Participações 30%	- Consumidores Livres	18.12.2032	—
UHE Dona Francisca (DFESA)	125,0	72,5	COPEL - 23,03% Gerdau - 51,82% Celesc - 23,03% Statkraft - 2,12%	COPEL Gerdau Celesc Statkraft	27.08.2033	24.09.2037
PCH Arturo Andreoli (Foz do Chopim)	29,1	20,4	COPEL GeT - 35,77% Silea Participações 64,23%	- Consumidores Livres	23.04.2030	07.07.2034
Total	400,6	225,9				

¹As usinas com direito a extensão de outorga tiveram suas atas finais de Concessão atualizadas.

Participação em Parques Eólicos

A Copel possui 49% de participação no Complexo Eólico Voltalia São Miguel do Gostoso I, localizado no Estado do Rio Grande do Norte. A energia foi comercializada no 4º Leilão de Energia de Reserva em contratos de 20 anos, com início de suprimento em julho de 2015, conforme apresentado na tabela a seguir:

Empreendimento	Capacidade Instalada (MW) ¹	Garantia Física (MW Médios)	Preço ²	Início de Suprimento	Participação (%)	Localização do Parque	Vencimento da Autorização
Voltalia - São Miguel do Gostoso I Participações S.A.							
Carnaúbas	27,2	13,1	219,54	jul/15	49% COPEL 51% Voltalia	São Miguel do Gostoso (RN)	09.04.2047
Reduto	28,8	14,4					16.04.2047
Santo Cristo	28,8	15,3					18.04.2047
São João	28,8	14,3					26.03.2047
Total	113,6	57,1	219,54				

¹A capacidade instalada prevista no Leilão foi alterada de acordo com as características dos equipamentos da Acciona Windpower, respeitando o volume de energia vendido.

²Preço Atualizado dez/25 (referência nov/25). Fonte: CCEE

(b) Características do processo de distribuição

• Transmissão

A tabela a seguir apresenta os contratos de concessão de transmissão e o dimensionamento do parque de subestações e linhas de transmissão em operação:

Subsidiária / SPE	Contrato de Concessão	Empreendimento	LT			RAP¹ (R\$ milhões)	Vencimento da Concessão
			Extensão (km)²	Quantidade	MVA		
Copel GeT	060/2001	Diversos	2.132	35	13.090	663,6	01.01.2043
Copel GeT	075/2001	LT Bateias - Jaguariaiva	137	—	—	18,2	17.08.2031
Copel GeT	006/2008	LT Bateias - Pilarzinho	32	—	—	3,1	17.03.2038
Copel GeT	027/2009	LT Foz - Cascavel Oeste	117	—	—	16,9	19.11.2039
Copel GeT	010/2010	LT Araraquara II — Taubaté	334	—	—	47,7	06.10.2040
Copel GeT	015/2010	SE Cerquilho III	—	1	300	7,7	06.10.2040
Copel GeT	022/2012	LT Foz do Chopim - Salto Osório LT Londrina - Figueira	102	—	—	8,5	27.08.2042
Copel GeT	002/2013	LT Assis — Paraguaçu Paulista II	83	1	150	12,3	25.02.2043
Copel GeT	005/2014	LT Bateias - Curitiba Norte	31	1	300	14,0	29.01.2044
Copel GeT	021/2014	LT Foz do Chopim - Realeza	52	1	300	16,2	05.09.2044
Copel GeT	022/2014	LT Assis – Londrina	122	—	—	28,1	05.09.2044
Copel GeT	006/16	Lote E: LT Baixo Iguaçu - Realeza; LT Uberaba - Curitiba Centro; LT Curitiba Leste - Blumenau; SE Medianeira; SE Curitiba Centro; SE Andirá leste; Demais Seccionamentos	255	4	900	169,4	07.04.2046
Costa Oeste Copel GeT - 100%	001/2012	LT Cascavel Norte - Cascavel Oeste LT Cascavel Norte - Umuarama Sul SE Umuarama Sul	159	1	300	20,7	12.01.2042
Marumbi Copel GeT - 100%	008/2012	LT Curitiba - Curitiba Leste	29	1	672	29,9	10.05.2042
Uirapuru Transmissora Copel GeT - 100%	002/2005	LT Ivaiporã - Londrina	122	—	—	28,9	04.03.2035
Mata de Santa Genebra Copel GeT - 100%³	001/14	LT Araraquara II - Bateias	887	1	3.600	338,7	14.05.2044
Subtotal Copel GeT⁴			4.594	46	19.612	1.423,9	
Caiuá Transmissora Copel GeT - 49% Elecnor - 51%	007/2012	LT Guaíra - Umuarama Sul LT Cascavel Norte - Cascavel Oeste SE Santa Quitéria / SE Cascavel Norte	142	2	700	17,9	10.05.2042
Integração Maranhense Copel GeT - 49% Elecnor - 51%	011/2012	LT Açailândia - Miranda II	365	—	—	27,0	10.05.2042
Matrinchã Copel GeT - 49% State Grid - 51%	012/2012	LT Paranaíba - Ribeirãozinho	2.033	4	800	146,2	10.05.2042
Guaraciaba Copel GeT - 49% State Grid - 51%	013/2012	LT Ribeirãozinho - Marimbondo	930	1	—	75,5	10.05.2042
Paranaíba Copel GeT - 24,5% Furnas - 24,5% State Grid - 51%	007/2013	LT Barreiras II - Pirapora II	967	—	—	50,2	02.05.2043
Cantareira Copel GeT - 49% Elecnor - 51%	19/2014	LT Estreito - Fernão Dias	656	—	—	70,6	05.09.2044
Subtotal SPEs⁵			5.093	7	1.500	387,4	
Total			9.687	53	21.112	1.811,3	

¹ Proporcional à participação da Copel no empreendimento. Valores referentes ao ciclo 2024/2025, com vigência a partir de 01 de julho de 2025, conforme REH 3.481/2025.

Valores de RAP consideram RAP Ativa, que é a parcela de RAP referente aos ativos em operação no início do ciclo tarifário.

² Considera trechos em circuito duplo (circuitos que compartilham a mesma torre de transmissão).

³ Linha de Transmissão consolidada ao portfólio, conforme Fato Relevante 03/25.

⁴ Resultado Consolidado.

⁵ Resultado por Equivalência Patrimonial.

As concessões de transmissão em operação geram atualmente uma RAP (receita anual permitida) à Copel Geração e Transmissão de R\$ 1,8 bilhão, proporcional à sua participação nos empreendimentos.

Em 17 de julho de 2025, a ANEEL, por meio da Resolução Homologatória nº 3.481, estabeleceu o reajuste das Receitas Anuais Permitidas - RAP para os ativos de transmissão de energia elétrica para o ciclo 2025-2026, com vigência de 1º.07.2025 até 30.06.2026. De acordo com esta resolução, a RAP para o ciclo 2025-2026 dos ativos de transmissão em operação da Copel GeT e suas participações passou a ser de R\$ 1.811,2 milhões, aumento de aproximadamente 1,9%, já considerando os efeitos da redução do componente Financeiro da Rede Básica Sistema Existente - RBSE.

Por meio da REH nº 3.467/2025, a ANEEL fixou o reposicionamento tarifário da RAP a ser aplicado sobre o componente Financeiro da RBSE vigente em 01/07/2018. Na definição dos novos valores, houve uma redução de aproximadamente 16% para as concessões renovadas afetadas pela decisão. Para o contrato de concessão nº 060/2001 da Copel GeT, o valor homologado foi de R\$ 176 milhões (preços de junho/2025). Como referência, o valor no ciclo 2024-2025 (preços de junho/2024) foi de R\$ 209 milhões.

Por meio da Resolução Homologatória nº 3.475/2025, a ANEEL aprovou a revisão da RAP dos Contratos de Concessão relativos aos empreendimentos licitados com data de revisão em julho de 2025. Para a Copel GeT, o valor homologado foi de R\$ 61,2 milhões (preços de junho/2025), com um reposicionamento total de RAP de 4,9%. Como referência, o valor no ciclo 2024-2025 (preços de junho/2024) foi de R\$ 58,3 milhões.

- **Distribuição de Energia Elétrica:**

A Copel Distribuição é responsável pela prestação de serviço público de distribuição de energia elétrica em sua área de concessão, bem como pela prestação de serviços correlatos, descritos no Contrato de Concessão nº 046/1999, firmado entre a União e a Copel em 24 de junho de 1999, prorrogado até 07 de julho de 2045 por meio do Quinto Termo Aditivo.

A área de concessão da Copel Distribuição inclui 394 dos 399 municípios do Estado do Paraná e um em Santa Catarina (Porto União), o que corresponde a 1.068 localidades e 5,3 milhões de unidades consumidoras de energia elétrica. A Companhia atende parcialmente os municípios de Guarapuava e Coronel Vivida com seu sistema de distribuição de energia elétrica.

Entre as principais atividades desenvolvidas estão o estudo, o planejamento, o projeto, a implantação, a operação e a manutenção dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

Até 31 de dezembro de 2025, a Copel Distribuição conectou subestações e linhas em alta tensão para reforçar o sistema elétrico de distribuição, melhorando a qualidade e aumentando a disponibilidade de energia aos consumidores. As obras de novas subestações e ampliações concluídas em 2025 foram as seguintes:

Subestação	Potência (MVA)	Localidade
Implantações e Ampliações		
SE Prudentópolis	20,8	Prudentópolis
SE Campo Tenente	3,0	Campo Tenente
SE Cruz Machado	3,3	Cruz Machado
SE Quitandinha	2,8	Quitandinha
SE Imbituva	20,8	Imbituva
SE Cafelândia do Oeste	21,7	Cafelândia do Oeste
SE Rio do Areia	1,70	Rio do Areia
SE Witmarsum	3,50	Witmarsum
SE Santa Terezinha do Itaipú	2,70	Santa Terezinha do Itaipú
SE Capitão Leônidas Marques	41,66	Capitão Leônidas Marques
SE Santo Antônio do Sudoeste	20,83	Santo Antônio do Sudoeste
SE Sete Quedas	7,00	Sete Quedas
SE Contenda	7,00	Contenda
SE Mamborê	10,00	Mamborê
SE Tapira	2,80	Tapira
SE Quatiguá	4,20	Quatiguá
SE Marialva	21,67	Marialva
SE Nova Londrina	2,80	Nova Londrina
SE Santa Cecília do Pavão	1,70	Santa Cecília do Pavão
SE Florai	4,00	Florai
SE Unioeste	14,00	Foz do Iguaçu
SE Santa Helena	21,67	Santa Helena
SE Planalto	4,20	Planalto
SE Jardim Figueira	83,34	Apucarana
SE São João do Ivaí	4,20	São João do Ivaí
SE Rondon	7,00	Rondon
SE Vitorino	14,00	Vitorino
SE Nova Olímpia	3,75	Nova Olímpia
SE Mercedes	4,20	Mercedes
SE Araruna	2,80	Araruna
SE Santana do Itararé	2,20	Santana do Itararé
SE Warta	1,70	Warta
SE Mandaguari	41,67	Mandaguari
SE Minérios	14,00	Minérios
SE Rio Claro do Sul	7,00	Mallet
SE Aparecida	7,00	Aparecida
SE Domício Gomes	14,00	São Pedro do Paraná
SE Tatuquara	41,67	Curitiba
SE Boa Esperança	1,70	Boa Esperança
SE Canteiro Segredo	41,67	Canteiro Segredo
SE Verê	7,00	Verê
SE Tamboara	5,00	Tamboara
SE Bandeira	60,00	Campo Mourão
SE Roncador	1,40	Roncador
SE Céu Azul	20,84	Céu Azul
SE São Jorge do Ivaí	2,80	São Jorge do Ivaí
SE Atlântica	83,34	Cianorte
SE Purunã	7,00	São Luiz do Paraná
SE Paula Freitas	8,40	Paula Freitas
SE Nova Londrina	83,34	Nova Londrina
SE Querência do Norte	4,95	Querência do Norte
SE Alto Paraná	10,00	Alto Paraná
SE Pitanga	20,00	Pitanga
SE Ibaiti	20,00	Ibaiti
SE Quarto Centenário	1,70	Quarto Centenário

As novas linhas de alta tensão em 69 kV e 138 kV concluídas em 2025 foram as seguintes:

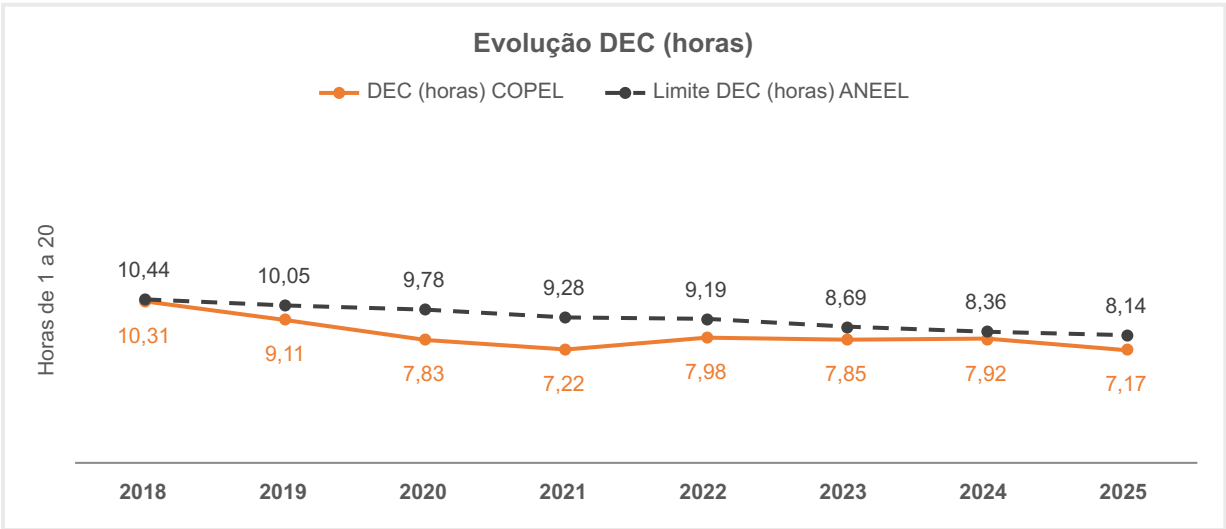
Local	Tensão	Extensão
LDAT SABARÁ - VENDRAMI	138 kV	14,8
LDAT CASTRO NORTE - TIBAGI	138 kV	58,09
LDAT IMBITUVA - IRATI NORTE	138 kV	32,56
LT 138 kV - CASTRO NORTE - DISTRITO INDUSTRIAL DE TELÊMACO BORBA	138 kV	89
LDAT BARÃO DE CAPANEMA - CAPITÃO LEONIDAS MARQUES	138 kV	47,32
LT 138 kV - GUARAPUAVA OESTE - GUARAPUAVA	138 kV	18
LDAT 138 kV JARDIM FIGUEIRA - MANDAGUARI	138 kV	1
LDAT 138 kV CRISTO REI - JARDIM FIGUEIRA	138 kV	1
LDAT 138 kV ATLÂNTICA - CIANORTE	138 kV	7,5
LDAT 138 kV SANTA TEREZINHA - ATLÂNTICA	138 kV	7,5
LDAT LOANDA - NOVA LONDRINA	138 kV	1
LDAT LUCIA CHERUBIN - PALMEIRA	138 kV	19,24
LT 138 kV - UNIÃO DA VITÓRIA NORTE - SEPAC	138 kV	60,34

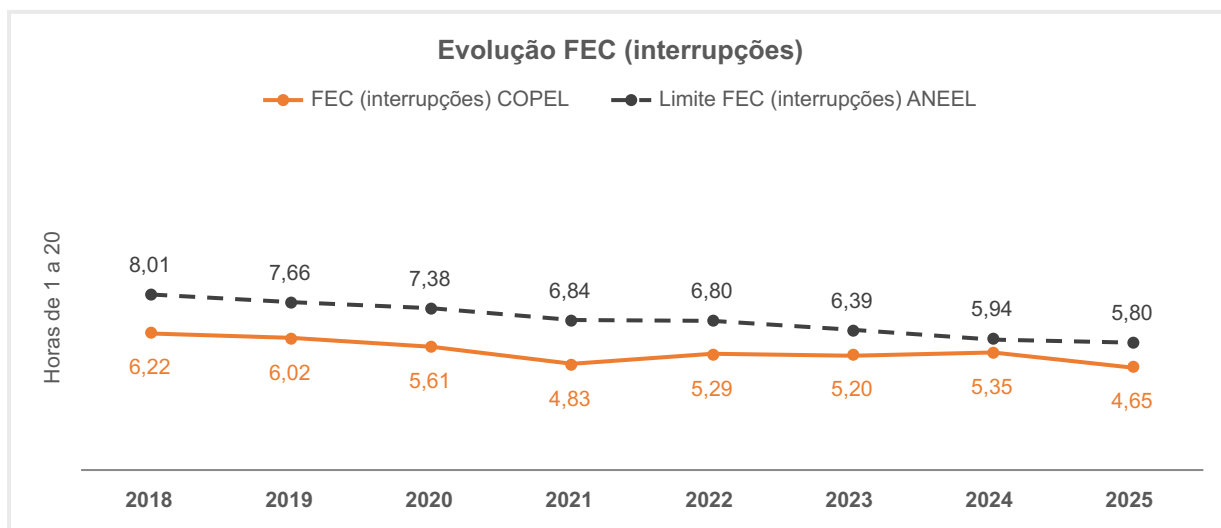
Neste período, esses empreendimentos adicionaram aproximadamente 871,48 MVA ao sistema de distribuição e 357,35 km de novas linhas de transmissão de 138 kV.

Qualidade de Fornecimento

Para monitorar a qualidade de fornecimento de energia, a praxe setorial consiste em avaliar a performance por meio de dois indicadores. O primeiro, denominado DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, indica o número de horas que, em média, os consumidores ficaram sem energia elétrica durante o período em análise. O segundo, FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, indica quantas vezes, em média, o consumidor fora submetido a interrupções no período em análise.

Os indicadores DEC e FEC da Copel Distribuição encontram-se dentro da meta regulatória para o acumulado entre 1º de janeiro de 2025 e 31 de dezembro de 2025, acompanhando os bons resultados de anos anteriores, consequência dos investimentos realizados pela Copel Distribuição em obras de melhoria e ampliação do sistema de distribuição, adoção de novas tecnologias, além da sistemática realização de manutenções e inspeções preventivas e corretivas, apresentados nos gráficos a seguir:





Fonte: Companhia

Gestão de Perdas de Energia

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

Neste contexto, as perdas podem ser segmentadas entre perdas na rede básica, que são externas ao sistema de distribuição da concessionária e têm origem eminentemente técnica, e as perdas na distribuição, que podem ser de natureza técnica ou não técnica.

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

Em 2025, as perdas globais representaram 8,7% de toda energia injetada no sistema da distribuidora, sendo 5,8% de perdas técnicas, 1,9% de perdas não técnicas e 1,0% de perdas na rede básica, conforme tabela abaixo:

	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Perda Técnica	6,0%	5,8%	5,8%	5,9%	5,6%	5,8%
Perda Não Técnica	1,8%	1,9%	1,9%	1,9%	2,4%	1,9%
Perda Rede Básica	1,6%	1,5%	1,4%	1,2%	1,1%	1,0%
Perdas Globais	9,4%	9,2%	9,1%	9,0%	9,1%	8,7%

As perdas na distribuição também podem ser definidas como a diferença entre a energia elétrica adquirida pelas distribuidoras e a faturada aos seus consumidores, ou seja, apurada por meio do sistema de medição e do mercado faturado pela Companhia.

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

- Aperfeiçoamento das ações de combate ao procedimento irregular, melhorando o desempenho das inspeções direcionadas;
- Investimentos destinados à disponibilização e ou aquisição de equipamentos para inspeção;
- Elaboração e execução de treinamentos específicos e reciclagem relacionados a perdas comerciais;
- Realização de inspeções, tanto na média como na baixa tensão;
- Notas educativas na imprensa e mensagens na fatura de energia elétrica;
- Operações conjuntas com a Polícia Civil e Ministério Público;
- Abertura de inquérito policial nas regiões onde constatados números expressivos de procedimentos irregulares; e
- Instalação e operação de Sistema de Medição Centralizada em áreas de alto índice de procedimentos irregulares e/ou perdas não técnicas.

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

(c) Características dos mercados de atuação, em especial:

O Setor Elétrico Brasileiro

O setor elétrico brasileiro abrange os negócios de geração, distribuição, transmissão e comercialização de energia elétrica. O sistema elétrico brasileiro é composto por um sistema interligado nacional ("SIN"), constituído por quatro subsistemas elétricos (os quais representam, juntos, mais de 99% do consumo de energia elétrica do Brasil, de acordo com dados da Empresa de Pesquisa Energética ("EPE")) e por vários sistemas individuais menores na região Norte. Esses quatro subsistemas elétricos estão interligados por uma rede de linhas de transmissão de alta tensão que se estende por todo o país interligando sistemas de geração.

Segundo dados preliminares da Empresa de Pesquisa Energética, o consumo de energia elétrica no Brasil atingiu 680 TWh no ano de 2025, sendo aproximadamente 408 TWh no mercado cativo e 272 TWh no mercado livre.

De acordo com os estudos do Plano Decenal de Energia ("PDE 2035"), estima-se que o consumo de energia elétrica crescerá em média 3,3% ao ano no período decenal até 2035, atingindo cerca de 1.122 TWh, montante que inclui o consumo atendido pela rede como também suprido por micro e minigeração distribuída ("MMGD"). Para atender a expectativa de crescimento da demanda, a Capacidade Instalada do Brasil deverá atingir 366 GW até 2035, dos quais estima-se que 86% seja de fontes renováveis.

- **Geração**

Desempenhando o papel inicial do fluxo de energia, o segmento de geração de energia é caracterizado pela produção e injeção de energia no SIN para que, por meio das atividades exercidas pelas transmissoras e distribuidoras, chegue às unidades consumidoras finais.

O segmento de geração é formado por concessões obtidas por meio de licitação ou da segregação das instalações de geração hídrica, térmica, solar ou eólica. No caso da geração, a venda da energia produzida ocorre por meio de leilões no Ambiente de Contratação Regulado (“ACR”) e contratos bilaterais no Ambiente de Contratação Livre (“ACL”). Com o vencimento dos contratos de compra e venda de energia elétrica existentes das geradoras, a energia liberada poderá ser comercializada em leilões regulados para atender às demandas das distribuidoras como energia existente e/ou negociada no ACL para consumidores livres, outros geradores ou comercializadores.

As características físicas do Brasil, em especial a grande extensão territorial e a abundância de recursos hídricos foram determinantes para a implantação de um parque gerador de energia elétrica de base predominantemente hidráulica.

Segundo o último Boletim de Monitoramento Elétrico do Sistema Elétrico, publicado pelo MME, referente ao mês de outubro de 2025, a geração hidrelétrica verificada no mês de Setembro de 2025 correspondeu a 47,1% do total gerado no país. As fontes renováveis (hidráulica, eólica, solar, biomassa e MMGD) representaram cerca de 89,5% da geração de energia elétrica brasileira

Por sua vez, em fevereiro de 2026 a capacidade total instalada de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 259 GW, incluindo MMGD, que alcançou 43 GW de potência instalada. Em comparação com o mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo de 18.433 MW (+7,7%), com destaque para o aumento em 13.440 MW de geração de fonte solar, incluindo MMGD e 1.862 MW em fonte eólica. A geração distribuída alcançou participação de 16,8% da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica e com crescimento de 29,7% nos últimos 12 meses.

Mecanismo de Realocação de Energia

O Mecanismo de Realocação de Energia (“MRE”) visa mitigar os riscos a que estão expostos os geradores hidrelétricos devido à variação nas vazões dos rios (risco hidrológico). De acordo com a legislação brasileira, a cada usina hidrelétrica é atribuído determinado volume de “garantia física”, conforme os critérios de risco de suprimento de energia definidos pelo MME, com base nos históricos de vazão dos rios. A garantia física também representa a energia máxima que pode ser vendida pelo gerador conforme previsto no contrato de concessão, independentemente do volume de energia elétrica efetivamente gerado pela usina.

O MRE tenta assegurar que todas as usinas participantes recebam a receita correspondente à sua garantia física, independentemente do volume de energia elétrica gerado por elas. Em outras palavras, o MRE efetivamente realoca a energia elétrica, transferindo o excedente dos que produziram além de sua garantia física para os que produziram menos que sua garantia física. A realocação, que ocorre no Sistema Interligado de Transmissão, é determinada pelo ONS, levando em conta a demanda nacional de energia elétrica e as condições hidrológicas, independentemente do contrato de compra de energia de cada gerador individual. O volume de energia elétrica efetivamente gerado pela usina, seja maior ou menor que o quociente de garantia física atribuído, faz jus a uma tarifa conhecida como “Tarifa de Energia de Otimização”, calculada para cobrir apenas os custos variáveis de operação e manutenção da usina, de modo que os geradores são pouco afetados pelo despacho efetivo de suas usinas.

Para usinas hidrelétricas cujo contrato de concessão tenha sido prorrogado de acordo com a Lei nº 12.783/2013, o risco hidrológico ficará sob a responsabilidade das concessionárias de distribuição do Sistema Interligado Nacional, enquanto as usinas licitadas nos termos da Lei nº 12.783/2013 têm 30% da energia gerada disponível à concessionária para venda no mercado livre, sujeitas, também ao MRE.

Com o advento da Lei nº 15.269/2015, surgiram novas condições, a serem impostas aos concessionários, nos casos em que o poder concedente opte por prorrogar ou licitar hidrelétricas com capacidade instalada superior a 50.000 kW (cinquenta mil quilowatts), outorgadas antes de 11 de dezembro de 2003. Dentre as principais condições e prerrogativas previstas em prorrogações efetivadas no contexto da nova lei citam-se: (i) o pagamento à Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, de que trata de 50% (cinquenta por cento) do valor estimado da concessão; (ii) o pagamento pela outorga correspondente a 50% (cinquenta por cento) do valor estimado da concessão; (iii) a adoção da produção independente como regime de exploração, quanto às condições de extinção das outorgas e de encampação das instalações e da indenização porventura devida; (iv) a assunção do risco hidrológico pelo concessionário, vedada, após a prorrogação, qualquer repactuação nos termos da Lei nº 13.202/2015; (v) recálculo da garantia física, com validade a partir da data de início da prorrogação da outorga; e (vi) prazo de prorrogação de até 30 (trinta) anos.

Esse risco não afeta nosso segmento de distribuição, pois podemos aumentar as tarifas de distribuição de nossos clientes para compensar os custos resultantes de tal risco hidrológico.

O Mercado Regulado

No mercado regulado, as concessionárias de distribuição devem comprar energia para seus consumidores cativos por meio de leilões públicos. Os leilões são administrados pela ANEEL, diretamente ou por meio da CCEE, sob certas diretrizes fornecidas pelo MME.

As compras de energia elétrica são normalmente realizadas mediante três tipos de contratos bilaterais: (i) Contratos de Quantidade de Energia, (ii) Contratos de Disponibilidade de Energia e (iii) alocação de cotas de energia, conforme definido pela ANEEL.

Em um Contrato de Quantidade de Energia, o gerador compromete-se a suprir determinado montante de energia elétrica e assume o risco de o suprimento de energia elétrica ser afetado adversamente por condições hidrológicas e níveis baixos de reservatórios, entre outras condições que possam interromper o suprimento de energia, caso em que o gerador deverá adquirir essa energia de outras fontes para cumprir suas obrigações de suprimento. Sob um Contrato de Disponibilidade de Energia, o gerador compromete-se a disponibilizar certa quantidade de capacidade assegurada ao mercado regulado. Nesse caso, a receita do gerador é garantida, e os distribuidores correm o risco de escassez no suprimento. Em relação ao terceiro método, introduzido pela Lei nº 12.783/2013, as usinas que tiveram sua concessão renovada perderam direito de vender energia e passaram a receber remuneração apenas a título de operação e manutenção, sendo que a energia gerada é repassada às distribuidoras a custo menor por meio de cotas proporcionais ao tamanho do mercado atendido.

Com relação às usinas de geração licitadas nos termos da Lei nº 12.783/2013, em consonância com as diretrizes do CNPE e do leilão, o vencedor pode ser obrigado a alocar até 100% da energia gerada em cotas para o mercado regulado.

A estimativa de demanda dos distribuidores é o principal fator da determinação do volume de energia elétrica que o sistema como um todo contratará. Os distribuidores são obrigados a adquirir 100% de suas necessidades de energia elétrica projetadas. Discrepâncias entre a demanda efetiva e a demanda projetada podem resultar em penalidades aos distribuidores. No caso de subcontratação, os distribuidores são penalizados diretamente em valor que aumenta à medida que a diferença entre a demanda contratada e a demanda efetiva aumenta. Os distribuidores subcontratados também devem pagar para suprir sua demanda comprando energia no mercado de curto prazo.

Em caso de contratação excedente, em que o volume contratado esteja entre 100% e 105% da demanda real, a distribuidora não será penalizada e os custos adicionais serão compensados por tarifas repassadas aos clientes. Caso o volume contratado seja superior a 105% da demanda real, a distribuidora deverá vender a energia no mercado de curto prazo. A Resolução Normativa da ANEEL nº 1009/2022 e suas atualizações posteriores, estabelece as regras atinentes à contratação de energia pelos agentes nos ambientes de contratação regulado e livre. Importante destacar que, a partir de 2024, os contratos firmados nos leilões de energia existente passaram a ser celebrados sem atualização monetária, como parte da política de desindexação das tarifas no ambiente de contratação regulada.

Quanto à outorga de novas concessões, os regulamentos exigem que as propostas submetidas nas licitações para novas instalações de geração hidrelétrica incluam, entre outros itens, a porcentagem mínima de energia elétrica a ser fornecida em leilões no mercado regulado.

O Mercado Livre

O ACL abrange as transações realizadas entre concessionárias de geração, Produtores Independentes de Energia (“PIEs”), autoprodutores, comercializadoras, importadores, exportadores e consumidores livres ou especiais. Esse ambiente também engloba os contratos bilaterais legados, firmados entre geradoras e distribuidoras sob o modelo setorial anterior, até a data de seus respectivos vencimentos. Após o término de sua vigência, essas contratações devem passar a observar as diretrizes estabelecidas pela Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico (Lei nº 10.848/2004).

Consumidores elegíveis para escolher o seu fornecedor só podem fazê-lo após o vencimento de seus contratos com os distribuidores locais e com aviso prévio ou, no caso de contrato sem data de vencimento, com aviso prévio de 15 dias em relação à data em que o distribuidor deve informar o MME sobre sua demanda anual de energia estimada. Nesse último caso, o contrato só será rescindido no ano seguinte. Após ter optado pelo mercado livre, o consumidor só pode retornar ao sistema regulado depois de fornecer aviso prévio de cinco anos ao distribuidor de sua região, mas o distribuidor pode reduzir esse prazo como lhe convier. Esse longo período de aviso visa assegurar que, se necessário, o distribuidor possa adquirir energia adicional em leilões no mercado regulado sem impor custos extras ao mercado cativo.

A migração de consumidores elegíveis para o mercado livre — grupo que, desde janeiro de 2024 (conforme a Portaria MME nº 50/2022), passou a incluir todos os consumidores conectados em alta tensão (Grupo A) — está condicionada ao encerramento de seus contratos com as distribuidoras locais. A denúncia do contrato deve ocorrer mediante aviso prévio, respeitando os prazos estipulados pela regulamentação vigente da ANEEL (especialmente a Resolução Normativa nº 1.000/2021), que, em regra geral, exige a comunicação com até 180 dias de antecedência ao vencimento ou aniversário do contrato.

Caso opte por retornar ao ACR, o consumidor deverá notificar a distribuidora de sua área de concessão com cinco anos de antecedência. Esse prazo extenso tem como objetivo principal garantir a previsibilidade para que a distribuidora possa adequar seu planejamento e adquirir o volume necessário de energia nos leilões regulados, evitando o repasse de custos adicionais aos consumidores cativos. A distribuidora, contudo, possui a prerrogativa de reduzir esse período de carência, caso seja de seu interesse comercial e operacional.

Em relação à oferta, as empresas de geração de capital privado podem comercializar energia livremente com os consumidores no ACL. As geradoras sob controle estatal continuam obrigadas a realizar a venda de energia por meio de leilões públicos ou processos competitivos, assegurando a transparência nas negociações. A dinâmica desse segmento foi alterada com a desestatização de companhias, como Axia (anteriormente denominada Eletrobras) e Copel, que passaram a operar integralmente sob as regras privadas. Por fim, conforme autorizado pela Lei nº 13.360/2016, a comercialização de excedentes de energia pelas empresas de distribuição no mercado livre regulamentada e operacionalizada pela ANEEL, ocorrendo principalmente por meio do Mecanismo de Venda de Excedentes (“MVE”).

Regulamentação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico e outras regras promulgadas

O decreto nº 5.163, de julho de 2004, regulamentou a compra e venda de energia elétrica no mercado regulado e no mercado livre, assim como a outorga de autorizações e concessões para projetos de geração de energia. Esse decreto estabelece, entre outras diretrizes, os procedimentos para realização de leilões, a forma dos contratos de comercialização de energia elétrica e os mecanismos de repasse de custos aos consumidores finais.

A regulamentação setorial define as regras sob as quais os agentes que adquirem energia devem contratar sua demanda. Os agentes que comercializam energia devem comprovar que a energia a ser vendida provém de instalações de geração existentes ou planejadas. O não cumprimento dessas exigências pode sujeitar a Companhia a penalidades aplicadas pela CCEE e pela ANEEL.

Esses regulamentos também exigem que as companhias de distribuição contratem 100% de suas necessidades de energia primordialmente por meio de leilões públicos. Além desses leilões, as companhias de distribuição podem adquirir montantes limitados, de até 10% de sua demanda) de geração distribuída conectada diretamente ao seu sistema elétrico, além de adquirir energia proveniente de: (i) Itaipu Binacional, (ii) usinas participantes do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), e (iii) cotas de garantia física e potência de usinas prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783/2013. Cabe ressaltar, contudo, que estas últimas estão em processo de descotização progressiva, conforme determinado pela Lei nº 14.182/2021 (Lei da desestatização da Eletrobras).

O MME estabelece o montante total de energia a ser contratado no mercado regulado, o número e tipo de empreendimentos de geração que serão leiloados a cada ano. Todas as companhias de geração, distribuição e comercialização de energia elétrica, todos os produtores independentes de energia e os consumidores livres são obrigados a notificar a MME, até 1º de agosto de cada ano, quanto a sua demanda ou geração estimada de energia elétrica, conforme o caso, para cada um dos cinco anos subsequentes. Antes de cada leilão de energia, as companhias de distribuição são também obrigadas a notificar o MME quanto aos volumes de energia que pretendem contratar no leilão. Além disso, as companhias de distribuição são obrigadas a especificar a parcela do volume contratado que pretendem usar para suprir consumidores livres potenciais.

- **Transmissão**

O segmento de transmissão de energia elétrica é regulado pela ANEEL e formado majoritariamente por concessões **i)** prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783 de 2013; **ii)** licitadas, além das concessões; **iii)** de agentes equiparados às transmissoras sob a Lei nº 12.111 de 2009; e **iv)** oriundas da segregação de atividades de transmissão e distribuição conforme Lei nº 10.848 de 2004.

As instalações de transmissão compõem a Rede Básica que é operada pelo Operador Nacional do Sistema (“ONS”). Os agentes concessionários são responsáveis por manter as instalações de transmissão, entre elas linhas de transmissão e equipamentos de transformação, disponíveis à operação do ONS, com relação jurídica estabelecida por meio de Contrato de Prestação de Serviço de Transmissão (“CPST”).

A legislação estabelece o direito ao acesso à Transmissão aos consumidores livres da Rede Básica, e a agentes de geração e de distribuição mediante o estabelecimento de contrato de Conexão à Transmissão (“CCT”) que pauta contrapartida pecuniária por meio da Tarifa do Uso do Sistema de Transmissão (“TUST”), regulada pela ANEEL.

Segundo informações do Boletim de Monitoramento Elétrico do Sistema Elétrico, publicado pelo MME, em outubro de 2025, o Sistema Elétrico Brasileiro - SEB (“SEB”) atingiu 192.648 km de linhas de transmissão em operação. Deste total, 47,2% correspondem às classes de tensão entre 230 kV até 440 kV e 52,8% correspondem às classes de tensão entre 500 kV até 800 kV. A previsão da expansão estima até o final de 2026 acréscimo em linhas de transmissão de 1,142 km na faixa de 230 kV até 440 kV, e de 5.124 km na faixa de 500 kV e acima, bem como 15.011 MVA de capacidade instalada de transformação.

- **Distribuição**

O segmento de distribuição é responsável por receber grande quantidade de energia do sistema de transmissão e distribuí-la, de forma pulverizada, para o consumidor final (varejo). Portanto, a conexão, o atendimento e a entrega efetiva de energia elétrica ao usuário final da região regulada são conduzidas pelas distribuidoras de energia.

No Brasil, o segmento de distribuição é composto por concessionárias e permissionárias que, em conjunto, totalizam mais de 100 agentes entre públicos, privados e de economia mista. Esses agentes são responsáveis pela gestão de linhas de alta, média e baixa tensão, atendendo mais de 94 milhões de Unidades Consumidoras, segundo informações da ANEEL. As distribuidoras operam, geralmente, com linhas de transmissão com tensão abaixo de 230 kV e, na grande maioria, linhas de transmissão com tensão entre 69 kV e 138 kV. Esses sistemas de transmissão são também conhecidos no setor como linhas de subtransmissão.

Historicamente, o segmento de distribuição no país é caracterizado por ser majoritariamente controlado e desenvolvido pelo poder público. No entanto, ao longo dos últimos anos, o panorama do setor apresentou uma significativa modificação nesta estrutura em decorrência de diversos movimentos de consolidação e privatização, invertendo este quadro, sendo o setor privado hoje o maior responsável pelo sistema de distribuição de, aproximadamente, 80% do total de energia no Brasil, enquanto as empresas públicas se responsabilizam por, aproximadamente, 20%, de acordo com informações publicadas pela ANEEL.

Nesse contexto de transformações, um marco para o segmento de distribuição em 2025 foi o processo de renovação de concessões. A agência reguladora aprovou o termo aditivo ao contrato de concessão do serviço público de distribuição, abrindo caminho para a prorrogação por 30 anos dos contratos das 19 distribuidoras com vigência prevista para encerrar entre 2025 e 2031. Os novos contratos preveem obrigações voltadas à modernização e digitalização de redes, medição inteligente, resiliência frente a eventos climáticos, sustentabilidade econômico-financeira e maior participação dos consumidores na avaliação da qualidade do serviço prestado.

As concessões de distribuição abrangem toda a população da área geográfica em que atuam, sendo asseguradas iguais condições aos usuários, de acordo com a legislação aplicável e a regulamentação da ANEEL. O segmento de distribuição é um dos mais regulados e fiscalizados do setor elétrico, e as tarifas cobradas pelas concessionárias de distribuição são definidas pela ANEEL visando preservar o equilíbrio econômico-financeiro das empresas e, por isso, estão sujeitas a reajustes anuais e revisões periódicas e extraordinárias. O setor de distribuição de energia é organizado sob a forma de monopólios naturais e a sua exploração se dá por meio de concessões reguladas pela ANEEL.

Tarifas de Distribuição

As tarifas de distribuição a consumidores finais estão sujeitas a revisão pela ANEEL, que possui autoridade para reajustar e rever tarifas em resposta a mudanças nos custos de aquisição de energia e nas condições de mercado. Ao reajustar tarifas de distribuição, a ANEEL divide os custos das concessionárias de distribuição entre custos que estão fora do controle das concessionárias ("Custos da Parcela A") e custos que estão sob o controle das concessionárias ("Custos da Parcela B"). A fórmula de reajuste tarifário da ANEEL trata essas duas categorias de maneira diferente.

Os Custos da Parcela A incluem, entre outros, os seguintes:

- Os custos da energia elétrica adquirida pela concessionária para suprir consumidores cativos, de acordo com o modelo regulatório vigente;
- Encargos de conexão e uso das redes de transmissão e distribuição; e
- Encargos regulamentares setoriais.

Os Custos da Parcela B incluem, entre outros, os seguintes:

- A remuneração pelo investimento nos ativos da concessão;
- Custos de depreciação; e
- Custos operacionais e de manutenção.

O contrato de concessão de cada companhia de distribuição também prevê um reajuste anual de tarifas. Os Custos da Parcela A são repassados integralmente aos consumidores. Os Custos da Parcela B, entretanto, são apenas corrigidos pela inflação menos o Fator X.

As concessionárias de distribuição de energia elétrica também fazem jus a uma revisão periódica a cada quatro ou cinco anos. Neste processo, a Parcela B é recalculada, considerando estímulos à eficiência, melhoria da qualidade e modicidade das tarifas. Essas revisões visam assegurar receitas necessárias para cobrir custos operacionais eficientes da Parcela B e compensação adequada para investimentos considerados essenciais para os serviços no âmbito da concessão de cada concessionária e determinar o Fator X. O quinto termo aditivo ao nosso contrato de concessão, que estabelece a renovação de nosso contrato de concessão, determina uma revisão tarifária periódica a cada cinco anos.

O Fator X de cada concessionária de distribuição é calculado com base nos componentes a seguir:

- Pd, baseado na produtividade da concessionária, calculado através da produtividade do segmento de distribuição (PTF), apurada pela relação entre a variação do mercado faturado e dos custos operacionais e de capital, acrescida do crescimento médio do mercado faturado de cada distribuidora em relação ao crescimento médio do mercado faturado de todas as distribuidoras;
- T, baseado na trajetória dos custos operacionais da concessionária, medido como a diferença entre os valores de meta regulatória e a receita de custos operacionais no ano teste; e
- Q, baseado em indicadores de meta de qualidade que medem a interrupção no fornecimento de energia para consumidores finais e outros indicadores de qualidade.

Além disso, as concessionárias de distribuição podem solicitar Revisão Tarifária Extraordinária de suas tarifas em caso de evidente desequilíbrio econômico-financeiro, conforme critérios de admissibilidade estabelecidos através dos Procedimentos de Regulação Tarifária (“PRORET”), submódulo 2.9. Revisões extraordinárias foram concedidas: (i) em junho de 1999, para compensar os custos maiores da energia elétrica adquirida de Itaipu em razão da desvalorização do real frente ao dólar; (ii) em 2000, para compensar o aumento da COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social) de 2% para 3%; (iii) em dezembro de 2001, para compensar as perdas causadas pelo Programa de Racionamento; (iv) em janeiro de 2013, devido à promulgação da Lei nº 12.783/2013; (v) em março de 2015, para compensar os custos relacionados às cotas da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e aumento de custos com a compra de energia; (vi) em março de 2017, para compensar o valor indevidamente incluído nas tarifas para consumidores cativos em 2016, referente à planta de Angra III; e (vii) em 2022, para viabilizar a devolução aos consumidores dos valores de ICMS cobrados sobre o PIS/Cofins nas tarifas de energia, em decorrência da Lei nº 14.385/2022, beneficiando diversas distribuidoras ao longo daquele ano.

Importante destacar que algumas distribuidoras, como a Copel, não foram alcançadas pela revisão extraordinária de 2022 por já terem adotado, com autorização da ANEEL, mecanismo de devolução desses créditos aos consumidores — utilizando-os como fator de redução nos processos de reajuste e revisão tarifária ordinários quando obtiveram decisão judicial favorável transitada em julgado sobre a matéria.

Desde outubro de 2004, na data de seu reajuste anual ou revisão periódica subsequente, o que ocorrer antes, as companhias de distribuição têm sido obrigadas a celebrar contratos separados para conexão e uso da rede de distribuição e para a fornecimento de energia elétrica a seus consumidores potencialmente livres.

Principais Autoridades Regulatórias

As seguintes instituições federais e estaduais do setor de energia elétrica definem políticas, regras e normas que norteiam e influenciam as atividades da COPEL:

Ministério de Minas e Energia – MME

O MME é a principal instituição do setor elétrico e atua como órgão do governo federal detentor de competências para elaboração de políticas, regulamentação e supervisão.

Conselho Nacional da Política Energética - CNPE

O Conselho Nacional da Política Energética (“CNPE”), um conselho criado em agosto de 1997, presta serviços de consultoria ao Presidente da República do Brasil em relação ao desenvolvimento e à criação de uma política energética nacional. O CNPE é presidido pelo MME e é composto por dez ministros do Governo Federal e cinco membros escolhidos pelo Presidente do CNPE. O CNPE foi criado a fim de otimizar a utilização dos recursos energéticos no Brasil e garantir o suprimento nacional de energia elétrica.

Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL

O setor elétrico brasileiro é regulado pela ANEEL, uma agência reguladora federal independente. A responsabilidade principal da ANEEL é regular e supervisionar o setor elétrico de acordo com as políticas ditadas pelo MME e atuar em matérias que lhe forem delegadas pelo governo brasileiro e pelo MME. As responsabilidades da ANEEL incluem, entre outras, (i) conceder e fiscalizar as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia, incluindo a aprovação das tarifas elétricas; (ii) baixar normas para o setor elétrico; (iii) implementar e regular o uso de fontes de energia, incluindo o uso da energia hidrelétrica; (iv) promover, monitorar e administrar licitações para novas concessões; (v) resolver conflitos administrativos entre entidades do setor elétrico e compradores de energia; e (vi) definir os critérios e a metodologia para a fixação das tarifas de transmissão e distribuição.

Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (“ONS”) é uma entidade privada sem fins lucrativos composta de concessionárias de energia elétrica atuantes na geração, transmissão e distribuição de energia, além de outros participantes privados, como importadores, exportadores e consumidores livres. O papel primordial do ONS é coordenar e regular as operações de geração e transmissão no Sistema Interligado de Transmissão, sujeito a supervisão e regulamentação da ANEEL. Os objetivos e principais responsabilidades do ONS incluem, entre outros, o planejamento operacional para o setor da geração, a organização do uso do Sistema Interligado de Transmissão nacional e das interligações internacionais, a garantia de acesso para todos os participantes do setor à rede de transmissão de modo não discriminatório, a contribuição para a expansão do sistema elétrico, a apresentação de propostas ao MME sobre ampliação do Sistema Interligado de Transmissão e a formulação das normas de operação do sistema de transmissão para aprovação pela 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, fiscalização e regulamentação por parte da ANEEL. A CCEE é responsável, entre outras atribuições, por (i) registrar todos os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado e no Mercado Livre; (ii) contabilizar e liquidar transações de curto prazo; e (iii) promover a gestão de fundos gerados por alguns dos encargos regulatórios. A CCEE é composta de detentores de concessões, permissões e autorizações no setor elétrico e consumidores livres, e seu conselho de administração é composto de cinco membros, sendo quatro membros indicados por esses agentes e de um membro indicado pelo MME, que será o presidente do conselho de administração.

Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE

O CMSE foi criado pela Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico para monitorar as condições de serviço e recomendar medidas preventivas para garantir a adequação do fornecimento de energia, incluindo ações sobre a demanda e a contratação de reservas de energia.

Empresa de Pesquisa Energética - EPE

Em agosto de 2004, o governo brasileiro criou a EPE, uma empresa pública federal responsável pela condução de pesquisa e estudos estratégicos no setor da energia, incluindo as indústrias de energia elétrica, petróleo, gás natural, carvão e fontes de energia renováveis. Os estudos e pesquisas realizados pela EPE subsidiam a formulação da política energética do MME.

Organização das Operações

i. Participação no mercado de Energia Elétrica

A Companhia atua com tecnologia de alta qualidade nas áreas de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia, operando um abrangente e eficaz sistema elétrico com parque gerador próprio de usinas, linhas de transmissão, subestações, linhas e redes elétricas do sistema de distribuição.

A tabela a seguir demonstra a participação da Companhia em cada segmento de negócios, com destaque para o Estado do Paraná, onde está localizada a sede da Companhia.

Participação nos Mercados de Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica

Principais produtos (%)	Brasil	Região Sul	Paraná
Geração de energia elétrica ¹	² 2,8	³ 19,6	³ 47,5
Transmissão de energia elétrica ⁴	3,5	20,2	39,9
Distribuição de energia elétrica ⁵	⁶ 6,5	⁶ 35,3	⁷ 97,1
Comercialização energia elétrica ⁸	2,45	24	55

¹ Capacidade instalada. Não incluídas as participações da Copel e as usinas eólicas.

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

³ A usina de Itaipu não é considerada na região Sul.

⁴ O mercado refere-se à Receita Anual Permitida – RAP.

⁵ Mercado fio de distribuição.

⁶ Fonte: Empresa de Pesquisa Energética – EPE.

⁷ Dado estimado.

⁸ Em comparação com outras comercializadoras. Pela natureza da atividade, mensurado apenas em nível nacional. Referência dez/2025, conforme últimos dados disponíveis na CCEE.

ii. condições de competição nos mercados

A Companhia detém a concessão para a prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica em grande parte do Estado do Paraná, e atua sob a característica de monopólio natural da infraestrutura de rede, sem sobreposição de área de concessão com as demais distribuidoras de menor porte que atendem às regiões restantes do Estado.

Contudo, em decorrência do arcabouço regulatório do setor (iniciado com a Lei nº 10.848/2004 e intensificado recentemente pela Portaria MME nº 50/2022, que ampliou o acesso ao mercado livre), enfrentamos a concorrência de empresas comercializadoras e geradoras no ACL. Esses agentes possuem liberdade para ofertar energia aos consumidores livres e varejistas em condições comerciais frequentemente mais competitivas do que a tarifa de energia regulada, praticada no mercado cativo.

Além disso, em certas circunstâncias, os consumidores livres podem ter o direito de se conectar diretamente ao Sistema Interligado de Transmissão, dispensando o uso da rede de distribuição da Companhia. Diferentemente da migração para outro fornecedor de energia, situação em que o consumidor livre continua utilizando a rede de distribuição da Companhia e, conseqüentemente, paga a tarifa cabível à unidade de distribuição da Companhia e, portanto, está sujeito ao pagamento das tarifas correspondentes, a conexão direta ao Sistema Interligado de Transmissão implica a cessação do recolhimento dessas tarifas à unidade de distribuição. Tal migração representa, portanto, perda de receita para o negócio de distribuição da Copel.

As empresas de distribuição e transmissão são obrigadas a permitir o uso de suas linhas e instalações auxiliares para distribuição e transmissão de eletricidade por terceiros mediante o pagamento de uma tarifa. Os consumidores livres estão limitados a: a partir de 1º de janeiro de 2022, com demanda mínima de 1,0 MW em qualquer tensão; e, após 1º de janeiro de 2023, com demanda mínima de 500 kW em qualquer tensão.

A partir de 2022, clientes especiais são considerados clientes com demanda de no mínimo 500 kW que optam pelo fornecimento de energia por meio de fontes alternativas, como projetos eólicos, pequenas centrais hidrelétricas, projetos de biomassa, usinas solares e outros.

Com a publicação da Portaria MME nº 50/2022, a partir de 1º de janeiro de 2024, os consumidores com carga individual inferior a 500 kW e classificados como Grupo A poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional, desde que representados por agente varejista perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

Em 31 de dezembro de 2025, a distribuidora registrou 7.219 Consumidores Livres, representando aproximadamente 39% do volume total de eletricidade consumida na área de concessão da Companhia.

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

No negócio de transmissão, a legislação brasileira prevê licitação para concessões de transmissão para instalações com tensão de 230 kV ou superior que farão parte do Sistema Interligado Nacional de Transmissão.

A legislação brasileira exige que todas as concessões de geração, transmissão e distribuição da Companhia se sujeitem a licitações ao seu término. Desse modo, a Companhia pode enfrentar concorrência significativa de terceiros nas licitações para renovar tais concessões ou para concessões novas. A perda de algumas concessões poderia afetar adversamente os resultados das operações da Companhia.

Em junho de 2021, a EPE publicou um estudo em que projeta um crescimento de 30 GW da Geração Distribuída de energia nos próximos 10 anos. Geração Distribuída refere-se à geração de eletricidade próximo ou dentro do local do consumidor, e pode envolver qualquer energia, tecnologia ou fonte de energia. No início de 2022, o governo aprovou um novo marco legal para 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 ("SCEE") e do Programa de Energia Renovável Social ("PERS"). A expansão dos serviços de Distribuição da Geração pode afetar negativamente a demanda de energia elétrica e, portanto, impactar o setor elétrico e as concessionárias de distribuição como um todo no longo prazo.

Os mercados de atuação da Copel são altamente regulados e supervisionados pelo Governo Federal, por meio do MME, da ANEEL, do ONS e de outras autoridades normativas. O MME, a ANEEL e o ONS têm autoridade discricionária para implementar e alterar políticas, interpretações e regras aplicáveis a diferentes aspectos de nosso negócio, particularmente operações, manutenção, saúde e segurança, compensação e inspeção.

Tendo em vista que os serviços públicos de geração e transmissão de energia elétrica são objeto de contratos de concessão outorgados pelo poder público, não há concorrência na exploração de tais concessões durante o prazo de vigência dos referidos contratos. Contudo, há concorrência significativa no período de licitação para outorga de novas concessões, situação na qual a Copel concorre diretamente com outras companhias que exploram atividades ligadas ao setor elétrico nacional.

Conforme estabelecido na Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 (Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico), e de acordo com o novo modelo do setor elétrico, a energia poderá ser comercializada no ACR, que deverá ser precedida de licitação e formalizada por um contrato entre os geradores e os distribuidores nos termos do leilão, ou no ACL, segmento no qual se realizam operações de compra e venda de energia elétrica por meio de contratos bilaterais livremente negociados entre geradores, comercializadores e consumidores livres.

(d) Eventual sazonalidade

De acordo com o Sistema de Informações de Geração da ANEEL, SIGA, em abril de 2026, aproximadamente 47,3% da capacidade instalada fiscalizada na matriz elétrica brasileira 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.

Sobre este tema, vale destacar a Lei nº 14.052, de 08 de setembro de 2020, a qual estabeleceu novas condições para a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica, alterando o artigo 2º da Lei nº 13.203, de 08 de dezembro de 2015, dentre outras medidas. Este assunto foi regulamentado de forma infralegal, por meio da Resolução Normativa nº 895, de 1 de dezembro de 2020, posteriormente substituída pela Resolução Normativa nº 1.035, de 26 de julho de 2022, na qual a ANEEL estabeleceu e consolidou os atos regulatórios relativos a metodologia para cálculo da compensação aos titulares das usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, regulamentando a repactuação do risco hidrológico, buscando equacionar a questão do Fator de Geração em Escala ("GSE") e dos débitos em aberto na CCEE, permitindo o retorno da normalidade e de maior liquidez no mercado de curto prazo de energia elétrica, em troca da extensão em até sete anos dos prazos de outorgas de usinas hidrelétricas.

O GSF é um fator utilizado para ajustar a produção de energia garantida e representa o índice entre o total de energia produzida pelas usinas hidroelétricas que integram o MRE e sua potência garantida. Isto representa, em média, a quantidade de energia comprometida nos contratos de geração de energia. Se houver taxas de fluxo excessivamente baixas, o GSF será igual ou inferior a 1 e os geradores de hidrelétrica que contrataram as produções de energia garantidas terão de incorrer em custos adicionais para adquirir energia no mercado de curto prazo para honrar suas obrigações.

Outro ponto importante sobre segurança, flexibilidade e sustentabilidade de longo prazo do setor elétrico nacional são os novos desafios na gestão e operação do Sistema Interligado Nacional (“SIN”), em razão do peso cada vez maior de fontes renováveis de origem eólica e solar na matriz elétrica brasileira, incluindo a consolidação da geração descentralizada com o aumento da participação da MMGD. Em abril de 2026, o país celebrou a marca de 66,6 gigawatts (GW) de capacidade instalada operacional em energia solar, abrangendo tanto a MMGD quanto a geração centralizada, segundo informado pela Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (Absolar – Infográfico Mensal).

Se por um lado o maior crescimento das fontes renováveis eólica e solar fortalece a matriz energética nacional, auxiliando na preservação dos reservatórios hidrelétricos, tendo assim papel importante para suportar o suprimento energético em épocas de secas, por outro lado gera novos desafios para operação do sistema em razão de situações relacionadas com restrições de *curtailment*, no caso de cortes de geração de usinas eólicas e solares em razão da sobreoferta de energia, bem como da situação inversa, quando a demanda segue elevada com o aumento das curvas de carga nos horários da ponta noturna, mas a geração solar torna-se indisponível, sendo equacionada com o acionamento de térmicas ou aumento de potência das hidrelétricas quando disponíveis.

Dessa forma, este quadro vem impulsionando a adoção de novos mecanismos de equacionamento e gestão do SIN, sendo um dos grandes destaques no ano de 2026 a contratação de 18,97 GW no 2º Leilão de Reserva de Capacidade de 2026, realizado em 18 de março de 2026, onde foram contratadas ampliações de hidrelétricas, e usinas termelétricas novas ou existentes à gás natural e a carvão.

Referente às hidrelétricas, a Copel foi o grande destaque, uma vez que dos 5 projetos, que totalizaram 2.502 MW de potência contratada, a Copel logrou êxito com os maiores projetos, sendo contratadas 690,47 MW, referente à ampliação na UHE Bento Munhoz da Rocha Netto (Foz do Areia) e 1.172,344 MW, relativas à ampliação da UHE Governador Ney Braga (Segredo).

Em relação ao negócio de comercialização de energia da Companhia, a volatilidade nas condições hidrológicas implica na variação do Preço de Liquidação das Diferenças (“PLD”) do mercado de curto prazo da CCEE, afetando os resultados operacionais da Companhia.

O PLD é determinado por modelos matemáticos que consideram a prevalência de usinas hidrelétricas no contexto de geração brasileiro, condições hidrológicas, demanda de energia, preço de combustível, custos de déficit, entrada de novos projetos e disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão, cujo objetivo é encontrar um equilíbrio ideal entre o benefício atual do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento, medido em termos da economia esperada dos combustíveis nas usinas termelétricas. A CCEE calcula o PLD diariamente para cada hora do dia seguinte com base no Custo Marginal de Operação (“CMO”), considerando a aplicação dos limites máximos (horário e estrutural) e mínimo vigentes para cada período de apuração e para cada submercado.

Quando há grande disponibilidade de recursos hidrológicos, o PLD tende a permanecer em níveis baixos, o que pode não ser suficiente para cobrir os custos de geração dessa mesma energia quando relacionado ao negócio de geração da Companhia e cobrir o custo do contrato de compra e venda de energia no negócio de comercialização de energia da Companhia.

Por outro lado, se a disponibilidade hidrológica for afetada, o PLD tende a aumentar significativamente, além de impactar ocasionalmente o GSF, o que pode afetar adversamente nossos custos de compra de energia pois o preço estabelecido nos contratos de compra e venda de energia pode não ser suficiente.

(e) Principais insumos e matérias-primas:

A Companhia possui como principal matéria-prima de sua matriz energética os recursos hídricos utilizados nos aproveitamentos hidrelétricos no qual possui concessão dos órgãos reguladores.

Além da fonte hídrica, as eólicas também integram a matriz energética da Companhia. A energia eólica é muito vantajosa, tanto para quem gera, como para quem consome. Isso porque o vento é uma fonte natural e renovável de energia, adequada para a geração elétrica em grande escala.

Usinas eólicas podem compartilhar terra com pastagens e agricultura, dispensando desapropriações ou deslocamento de populações. A sua implantação é modular e mais rápida do que a de usinas convencionais.

Com tais características, as usinas eólicas potencializam a fixação de indústrias, tecnologia e geração de empregos em fabricação, operação e manutenção, na cidade e no campo.

i. descrição das relações mantidas com fornecedores, inclusive se estão sujeitas a controle ou regulamentação governamental, com indicação dos órgãos e da respectiva legislação aplicável

A Copel mantém uma cadeia de suprimentos diversificada para atender às demandas de geração, transmissão, comercialização e distribuição de energia, abrangendo fornecedores de diversos segmentos, como fabricantes de materiais, maquinário pesado e prestadores de serviços de engenharia. No âmbito da Companhia, destacam-se categorias relacionadas a serviços e apoio administrativo, como limpeza e conservação, vigilância, locação de imóveis, manutenção e reforma de instalações, consultorias e agência de viagens.

Em 2025, a Copel contou com 6.482 fornecedores ativos, assegurando o atendimento às demandas de suas subsidiárias por meio das áreas de suprimentos.

Com foco em uma gestão mais estratégica, a Companhia iniciou, em 2024, uma transformação baseada em tecnologia, processos e pessoas. Nesse contexto, foram implementadas a centralização dos processos de compras e logística das subsidiárias em uma Diretoria de Suprimentos, bem como a modernização da plataforma de compras e dos processos de homologação e gestão documental de terceiros. A Copel segue avançando nesse movimento, promovendo revisões e consolidação de processos e normas para alinhá-los às melhores práticas de mercado.

Como parte desse esforço, a Companhia publicou, em 2025, o 'Regulamento de Suprimentos e Logística' e a versão atualizada da 'Norma com Regras para Suprimentos e Processos de Contratação e Alteração Contratual'. Esses documentos, aderentes à Lei 10.406/2002, marco jurídico que passou a reger a Companhia desde 2023, orientam os processos de contratações e alteração de contratos, assim como trazem procedimentos e orientações complementares alinhados às suas diretrizes.

Além da conformidade com a legislação, a Copel também estabelece critérios adicionais para a seleção de fornecedores, abrangendo aspectos como cumprimento das leis trabalhistas e obrigações fiscais, respeito aos direitos humanos e compromissos ambientais. Esses critérios são detalhados nas cláusulas contratuais, manuais de cadastramento de fornecedores, normas e manuais técnicos.

ii. eventual dependência de poucos fornecedores

A eventual dependência de poucos fornecedores na Copel se manifesta em situações de contratações em que a disponibilidade de mercado é restrita devido à exclusividade ou inviabilidade de promover competição, como licenças específicas, manutenção de alguns tipos de equipamentos, serviços relacionados a telecomunicações, serviços ou aquisições que envolvam a necessidade de tecnologia de ponta e investimento intensivo. Este cenário ocorre quando a empresa se vê condicionada a contratar empresas específicas ou únicas em seus respectivos segmentos.

Em tais circunstâncias, as áreas requisitantes devem identificar o fornecedor e fundamentar tecnicamente as razões de sua escolha, seja como fornecedor único ou como a opção mais adequada para atender às necessidades da Companhia. Este processo visa garantir governança e transparência em eventuais situações de limitação de opções no mercado.

iii. eventual volatilidade em seus preços

Bandeiras Tarifárias

O sistema de bandeiras tarifárias foi regulamentado pela ANEEL em dezembro de 2012, com o objetivo de sinalizar à sociedade as condições de geração de energia elétrica no SIN, por meio de um acréscimo ao valor da tarifa de energia, nos períodos em que há o acionamento das usinas termelétricas, devido ao baixo nível de acumulação de água nos reservatórios das usinas hidráulicas.

No período entre julho de 2013 e dezembro de 2014, as bandeiras tarifárias foram apenas divulgadas em caráter didático, sem acréscimo às tarifas das distribuidoras. A partir de janeiro de 2015, deu-se início à aplicação dos adicionais das bandeiras tarifárias, de acordo com a regulamentação vigente e, a partir de março de 2018, foi estabelecido um único valor para cada bandeira tarifária em todo o país.

As bandeiras tarifárias consideram os custos de geração, pois estes variam em proporção direta ao cenário hidrológico, e são publicadas pela ANEEL em ato específico. A aplicação das tarifas segue regulamentação própria, definida pela ANEEL.

As definições, metodologias e procedimentos de aplicação das bandeiras tarifárias são estabelecidas por meio do submódulo 6.8 dos PRORET. A versão vigente, 1.9 C, foi regulamentada pela Resolução Normativa ANEEL nº 1.003/2022. As bandeiras verde, amarela e vermelha (patamares 1 e 2) indicam se a energia custa mais ou menos em função das condições de geração de energia. Com essa informação, o consumidor pode adequar seu nível de consumo ao custo/preço real da energia elétrica.

No que diz respeito ao histórico recente, ao longo de 2021, as bandeiras tarifárias foram progressivamente elevadas, passando de amarela para vermelha e, em setembro, para a bandeira de escassez hídrica, que resultou no maior acréscimo do período, de R\$ 14,20 a cada 100 kWh, vigorando até abril de 2022. Com a recuperação dos reservatórios, a bandeira verde prevaleceu de maio de 2022 a junho de 2024, sem custo adicional aos consumidores. A partir de julho de 2024, os adicionais voltaram a ser cobrados, variando entre as bandeiras amarela e vermelha patamar 2.

Em 2025, a bandeira tarifária permaneceu verde de janeiro a abril de 2025, refletindo as boas condições dos níveis dos reservatórios e a geração hidrelétrica suficiente no período chuvoso. Com a transição para o período seco, em maio de 2025 a bandeira passou para amarela devido à redução das chuvas. A partir de junho de 2025, as condições se deterioraram progressivamente: a bandeira foi vermelha – patamar 1 em junho e julho de 2025, avançando para vermelha – patamar 2 em agosto e setembro de 2025, diante de cenário de afluências abaixo da média em todo país, conforme indicado pela ONS. Em outubro e novembro de 2025, houve uma leve melhora, retornando para vermelha – patamar 1. Com a entrada do período chuvoso, a bandeira passou para amarela em dezembro de 2025.

Mudanças Regulatórias

O negócio de comercialização de energia da Copel é fortemente afetado por mudanças regulatórias que impactam a metodologia usada para a formação de preços de energia de curto prazo.

A Copel realiza as atividades de comercialização por meio de contratos de compra e venda de energia das suas empresas de geração e comercialização. Contratos no mercado livre podem ser celebrados com outras entidades de geração e comercialização, e principalmente com consumidores livres.

A negociação de energia é impactada por alterações na metodologia utilizada para o cálculo do Preço de Liquidação de Diferenças (“PLD”), referência de preços no mercado de curto prazo. O PLD é determinado a partir dos resultados dos modelos de otimização da operação dos sistemas interligados, elaborados pelo ONS e pela CCEE.

Nessa determinação, pode haver erros de entrada de dados ou erros no modelo, o que pode levar a uma mudança inesperada do PLD, assim como possíveis futuras republicações. Portanto, existe um risco para o negócio de comercialização de energia no que diz respeito à alteração desses modelos, erros de entrada de dados e republicação do PLD, causando incerteza de mercado, redução de liquidez e perdas financeiras com variação inesperada de preços.

Adicionalmente, qualquer alteração nas regras de comercialização de energia relacionadas ao aumento de restrições à entrada de novos consumidores no mercado livre poderá afetar a expansão de nossos negócios de comercialização de energia.

Em 28 de dezembro de 2018, foi publicada pelo MME a Portaria nº 514, que reduziu o limite mínimo para a contratação no mercado livre de energia, de tal forma que, a partir de 1º de janeiro de 2020, o limite passou de um valor igual ou superior a 2.500 kW para 2.000 kW.

De acordo com a Portaria MME 50/2022, a partir de 1º de janeiro de 2024, os consumidores classificados como Grupo A, nos termos da regulamentação vigente, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do SIN.

Os consumidores com carga individual inferior a 500kW, no exercício da opção de que tratam os arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, serão representados por agente varejista perante a CCEE.

Embora essa regulamentação tenha permitido uma maior migração do mercado cativo para o mercado livre, não podemos prever seu efeito nas negociações e preços do mercado livre. Como um cliente do mercado livre é responsável por contratar seu próprio consumo diretamente com uma empresa de geração ou comercialização de energia, um aumento no número de tais clientes pode aumentar a negociação no mercado livre e, conseqüentemente, afetar os preços da energia.

Em 2025 o ambiente regulatório amadureceu, com a sanção da Lei nº 15.269/2025 que define um cronograma até 2028 para a inclusão da baixa tensão no mercado livre, além disso, dispõe de comandos com o objetivo de reequilíbrio no rateio de encargos, tais como os custos das Usinas Nucleares de Angra e da CDE, entre consumidores livres e cativos.

Paralelamente, as empresas de distribuição podem enfrentar excedentes de contratos de energia e terem que participar do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits - MCSD para mitigar eventuais perdas financeiras.

As empresas do grupo Copel que atuam no mercado livre, quais sejam, a Copel Comercialização e a Copel Geração e Transmissão, baseadas nas condições de mercado, podem decidir operar em posições longas e curtas (comprada ou vendida), e podem apresentar prejuízos financeiros em determinados períodos.

Posições compradas significam que as empresas comprem energia elétrica para entrega futura, portanto, precisam vendê-la antes da entrega, de modo que esperam que o preço suba no mercado de curto prazo. Posições vendidas significam que as empresas vendem energia elétrica para entrega futura, portanto, precisam comprá-la antes da entrega, de modo que esperam que o preço caia no mercado de curto prazo.

O risco de exposição ao mercado da Copel Comercialização é avaliado semanalmente, com base nos limites e metodologia de risco aprovados pelo Conselho de Administração da Companhia. A metodologia para o cálculo do risco de exposição ao mercado foi desenvolvida internamente, utilizando conceitos do mercado financeiro.

Condições Hidrológicas

A Copel depende das condições hidrológicas existentes no Brasil e, mais especificamente, na região geográfica em que opera. As condições hidrológicas na região em que a Copel atua, e no Brasil, de forma geral, estão frequentemente sujeitas a mudanças imprevisíveis devido a desvios não-cíclicos da precipitação média.

(a) montante total de receitas provenientes do cliente

Não aplicável, tendo em vista que no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025, não houve clientes que representaram mais de 10% da receita líquida total da Companhia.

(b) segmentos operacionais afetados pelas receitas provenientes do cliente

Não aplicável, no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025 não houve clientes que representaram mais de 10% da receita líquida total da Companhia.

(a) necessidade de autorizações governamentais para o exercício das atividades e histórico de relação com a administração pública para obtenção de tais autorizações

Histórico da Legislação do Setor

A Constituição da República Federativa do Brasil ("Constituição Brasileira") estabelece que são bens da união, dentre outros, os potenciais de energia hidráulica, bem como que compete, também à União, a exploração dos serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos de água, o que pode se dar diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão.

Em atendimento ao texto constitucional, foram editadas uma série de normas para regulamentar a exploração e o funcionamento do setor elétrico brasileiro com os seguintes destaques:

- (i) Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 ("Lei de Concessões"), dispõe, dentre outros, sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, incluindo as regras para concessões e permissões no âmbito do setor elétrico brasileiro;
- (ii) Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, dispõe, dentre outros, sobre as normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos, estabelecendo a criação de figuras como os Produtores Independentes de Energia (PIE) e dos Consumidores Livres, garantindo-lhes acesso a todos os sistemas de distribuição e transmissão;
- (iii) Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996 ("Lei da ANEEL"), institui a ANEEL, que tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal;
- (iv) Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, dispõe, dentre outros, sobre a reestruturação das Centrais Elétricas Brasileiras ("Eletrobras") e da criação do ONS.

Em meados dos anos 2000, o Brasil sofreu uma séria crise energética que perdurou até o fim de fevereiro de 2002. Durante esse período, o governo brasileiro implementou um programa de racionamento do consumo de energia nas regiões mais severamente afetadas: o Sudeste, o Centro-Oeste e o Nordeste do Brasil. Em abril de 2002, o governo brasileiro implementou, pela primeira vez, um reajuste tarifário extraordinário para compensar as perdas sofridas pelos fornecedores de energia em razão do período de racionamento.

Em decorrência da referida crise energética, houve um esforço para, novamente, reestruturar o setor elétrico, com o objetivo de proporcionar aos consumidores um fornecimento de energia elétrica mais estável, a preços razoáveis, que se deu por meio da reformulação do marco legal do setor elétrico, com destaque às seguintes normas:

- (i) Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 ("Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico"), dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, com vistas a fornecer incentivos para que entidades públicas e privadas construíssem e mantivessem empreendimentos de geração, assegurando o fornecimento de energia no Brasil a baixas tarifas, por meio de processo competitivo de licitação pública de energia elétrica, com destaque a restrições ao exercício de determinadas atividades econômicas pelos agentes de distribuição.

- (ii) Existência de dois mercados: (a) o mercado regulado, constituindo um mercado mais estável em termos de oferta de energia destinado às distribuidoras; e (b) um mercado destinado especificamente a certos participantes (consumidores livres e empresas de comercialização, por exemplo), chamado de mercado livre, com maior grau de liberdade de negociação entre supridores e consumidores de energia elétrica.

O referido marco legal também previu o respeito aos contratos firmados anteriormente à Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, para assegurar estabilidade regulatória às transações realizadas antes de sua promulgação, vindo a ser regulamentada pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, que detalhou a compra e venda de energia elétrica no mercado regulado e no mercado livre, assim como a outorga de autorizações e concessões para projetos de geração de energia.

A nova regulamentação estabeleceu as diretrizes sob as quais os agentes que adquirem energia devem contratar sua demanda de energia, prevendo que os agentes que comercializam energia devem comprovar que a energia a ser vendida provém de instalações de geração existentes ou planejadas.

Adicionalmente, também previu que os agentes de distribuição contratassem 100% de suas necessidades de energia primordialmente por meio de leilões públicos ou por meio, por exemplo, (i) companhias de geração conectadas diretamente à companhia de distribuição, (ii) empreendimentos de geração de energia elétrica participantes da fase inicial do Proinfa, e (iii) Itaipu.

Em 2012, o governo brasileiro promulgou duas Medidas Provisórias que trouxeram mudanças importantes para a estrutura regulatória do setor elétrico brasileiro: (i) Medida Provisória nº 577, de 29 de agosto de 2012, convertida na Lei nº 12.767 de 27 de dezembro de 2012, conforme alterada ("Lei 12.767/2012"); e (ii) Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, convertida na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013 ("Lei 12.783/2013"). A Lei 12.767/2012 estabeleceu a obrigação do poder concedente de prestar serviços de energia elétrica caso uma concessão termine, bem como as novas regras de intervenção pelo poder concedente em concessões de energia elétrica para garantir um desempenho adequado dos serviços de utilidade pública. A Lei 12.783/2013, por sua vez, foi promulgada objetivando estabelecer as regras a respeito da renovação dos contratos de concessão por parte das concessionárias de energia elétrica. Nos termos da Lei 12.783/2013, as concessionárias de distribuição e geração poderiam renovar seus contratos de concessão celebrados a partir de 1995, direito este estendido também às concessionárias de transmissão com contratos de concessão celebrados antes e a partir de 1995, por um período adicional de 30 anos. Em ambos os casos, ficou facultado às concessionárias a respectiva alteração nos contratos de concessão para refletir o novo regime tarifário estabelecido pela ANEEL.

Na esteira destas mudanças, a Lei 12.783/2013 mudou a natureza dos contratos de concessão das usinas de geração existentes à época, pois as concessões de geração renovadas por essa lei não mais concediam às concessionárias o direito de vender a energia gerada pelas usinas, mas somente o direito à operação e manutenção destas. A energia gerada pelas concessões renovadas passou a ser alocada em cotas destinadas ao mercado regulado a serem adquiridas compulsoriamente pelas concessionárias de distribuição. No caso de instalações de geração criadas após a Lei 12.783/2013, a concessionária tem o direito de vender a energia produzida pela instalação.

Em 2015, o governo brasileiro promulgou a Medida Provisória nº 688, de 18 de agosto de 2015, convertida na Lei Federal nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015 ("Lei 13.203/2015"), com o objetivo de rever a alocação dos riscos hidrológicos arcados pelas usinas hidrelétricas que fazem parte do Mecanismo de Realocação de Energia ("MRE"). Em 2014 e 2015, considerando as más condições hidrológicas, os participantes do MRE geraram montantes inferiores às suas energias asseguradas, o que foi confirmado por uma redução significativa do Fator de Ajuste de Garantia Física ("GSE"), medida da proporção entre a energia gerada pelos participantes do MRE e suas respectivas energias asseguradas. Esses déficits de geração resultaram em perdas para os participantes do MRE, considerando suas exposições aos riscos hidrológicos. De modo a corrigir estes efeitos, a Lei 13.203/2015 estabeleceu um mecanismo opcional que permitiu que cada usina de geração transferisse esses riscos para os consumidores finais, por meio do pagamento de um prêmio de risco para o governo federal brasileiro, bem como algumas prorrogações temporárias de concessões de geração para compensar as perdas de 2015. Valendo-se desse regramento, a Companhia decidiu aderir ao mecanismo com relação a todos os Contratos de Energia elegíveis da Copel GeT e da Elejor, o que representou aproximadamente 16% da garantia física total da Copel GeT.

O Decreto nº 9.143, de 22 de agosto de 2017 ("Decreto 9.143/2017") alterou a periodicidade dos leilões de energia nova e autorizou as distribuidoras a negociarem os contratos de venda de energia no mercado livre para consumidores livres e outros agentes (geradoras, comercializadoras e produtores independentes), contanto que tais contratos fossem vinculados à energia excedente contratada nos leilões.

Em janeiro de 2018, o Decreto nº 9.271/2018 regulamentou a outorga de renovação do contrato de concessão no setor elétrico associada à privatização de titular de concessão de serviço público de geração de energia elétrica, nos termos da Lei nº 9.074/1995. De acordo com o decreto, foi facultado à União outorgar novo contrato de concessão pelo prazo de até 30 anos, contado da data de sua celebração, à empresa resultante do processo licitatório de privatização de concessionária de serviço público de geração de energia elétrica sob controle direto ou indireto da União, de Estado, do Distrito Federal ou de Município. Este decreto foi alterado em novembro de 2019, conforme Decreto nº 10.135, com o objetivo de reduzir o prazo para a concessionária solicitar a concessão de um novo contrato, de 60 para 42 meses, bem como de fixar a conclusão do processo de privatização com prazo remanescente de concessão superior a 18 meses do advento do termo contratual ou do ato de outorga. Em dezembro de 2022, o dispositivo foi alterado pelo Decretos nº 11.307 e nº 11.314, no sentido de contemplar outras modalidades de privatização do titular da concessão de geração além da transferência do controle acionário, bem como o prazo de formalização do pedido de prorrogação de 42 para 36 meses antes do final da concessão.

Em dezembro de 2019, o MME publicou a Portaria nº 465/2019, com o objetivo de diminuir os limites de carga para contratação de energia elétrica por parte dos consumidores, atendidos em qualquer tensão de fornecimento, permitindo que eles comprem energia de qualquer concessionário, permissionário ou autorizado do Sistema Interligado Nacional, considerando o seguinte cronograma: (i) a partir de 1º de janeiro de 2021, consumidores com demanda igual ou superior a 1.500 kW; (ii) a partir de 1º de janeiro de 2022, consumidores com demanda igual ou superior a 1.000 kW; e (iii) a partir de 1º de janeiro de 2023, consumidores com demanda de 500 kW ou mais. Além disso, até 31 de janeiro de 2022, a ANEEL e a CCEE deveriam apresentar estudos sobre as medidas regulatórias necessárias para permitir a abertura do mercado livre para consumidores com carga elétrica abaixo de 500 kW. Em atendimento à Portaria MME nº 465/2019, a ANEEL apresentou seu estudo, discutido com a sociedade por meio da Tomada de Subsídios nº 010, de 2021, que recebeu cerca de 700 contribuições de 52 instituições diferentes. No caso da CCEE, em setembro de 2021, a Câmara encaminhou para o MME o documento "Proposta conceitual para Abertura do Mercado", sugerindo aprimoramentos regulatórios necessários para a entrada de consumidores de menor porte no ambiente do mercado livre. Um dos desdobramentos recentes, decorrentes dos referidos estudos, foi a publicação, em 27 de setembro de 2022, da Portaria MME nº 050/2022, estabelecendo que, a partir de 1º de janeiro de 2024, estenderia as prerrogativas de contratação da Portaria nº 465/2019 para todos os consumidores classificados como Grupo A, porém, com a ressalva de que consumidores com carga individual inferior a 500 kW que quiserem contratar com qualquer tipo de fonte de energia deverão ser obrigatoriamente representados por agente varejista habilitado na CCEE.

Em 1º de setembro de 2020, o governo brasileiro editou a Medida Provisória nº 998, convertida na Lei Federal nº 14.120, de 1º de março de 2021, de modo a complementar as alterações advindas da Medida Provisória nº 950, promovendo alteração de diversas leis, bem como estabelecendo medidas estruturais visando melhorias setoriais urgentes, além de dispor sobre a transferência para a União as ações de titularidade da Comissão Nacional de Energia Nuclear.

Em 8 de setembro de 2020, após a aprovação do Projeto de Lei nº 10.985/2018 pelo Congresso Nacional, o governo sancionou a Lei nº 14.052, de 8 de setembro de 2020, a qual estabeleceu novas condições para a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica, alterando o artigo 2º da Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, dentre outras providências. A referida lei deu o direito à compensação aos titulares de usinas participantes do MRE pelos efeitos causados pelos empreendimentos estruturantes Jirau, Santo Antônio e Belo Monte e pela geração termelétrica fora da ordem de mérito e importação sem garantia física mediante extensão da outorga, limitado a sete anos. Alterou-se também o artigo 11 da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, reduzindo o prazo de manifestação pelo concessionário em relação a prorrogação da concessão de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica de 60 para 36 meses da data final do ato de outorga ou do contrato de concessão.

Em 2021, foi sancionada a Lei Federal nº 14.120, de 1º de março de 2021, que dispôs acerca de medidas setoriais que permeiam a racionalização de encargos e subsídios, transferindo à CDE os recursos destinados a projetos de pesquisa e desenvolvimento e projetos de eficiência energética não comprometidos em favor da modicidade tarifária, a retirada do direito ao desconto nas tarifas de uso do sistema de transmissão e distribuição a novos empreendimentos de geração, a redução do risco jurídico da suspensão do fornecimento de energia elétrica de inadimplência de consumidor integrante do mercado livre de energia e a realização de leilões de reserva de capacidade. A lei estabeleceu, também, medidas com o objetivo de preservar o consumidor em concessões de distribuição que foram recentemente privatizadas e a continuidade da prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica em concessão que for objeto de privatização em 2021.

Em maio de 2021, o Decreto nº 10.707/2021 regulamentou a contratação de reserva de capacidade, na forma de potência, com o objetivo de garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica, e a previsão legal para a suspensão do fornecimento de energia elétrica de consumidores no mercado livre.

Em julho de 2021, foi sancionada a Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021, que dispôs sobre a desestatização da Eletrobras e deu outras providências, como, por exemplo, a determinação de contratação de reserva de capacidade proveniente de usinas termelétricas a gás natural em diversas regiões do Brasil e a destinação, de no mínimo 50%, da demanda declarada pelas distribuidoras às centrais hidrelétricas até 50 MW nos leilões A-5 e A-6.

Em dezembro de 2021, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 1.000/2021, que consolidou as principais regras da agência para a prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, na qual estão dispostos os direitos e deveres dos consumidores. A nova resolução representa um dos regulamentos mais importantes da ANEEL, pois condensa, em único documento, as responsabilidades dos agentes e os procedimentos a serem seguidos pelos consumidores para que o acesso universal ao serviço de energia elétrica esteja disponível com qualidade e eficiência.

Em janeiro de 2022, o Governo Federal publicou o Decreto nº 10.946/2022, tratando da cessão de uso de espaços físicos e do aproveitamento dos recursos naturais em águas interiores de domínio da União, no mar territorial, na zona econômica exclusiva e na plataforma continental para a geração de energia elétrica a partir de empreendimento offshore. Por conseguinte, o MME publicou a Portaria Normativa nº 052/2022, estabelecendo os procedimentos complementares referentes à cessão de uso onerosa para exploração de empreendimento de geração offshore, como também criou, em conjunto com o Ministério do Meio Ambiente, por meio da Portaria Interministerial nº 03/2022, o Portal Único de Gestão do Uso de Áreas Offshore para Geração de Energia.

Em março de 2022, o Governo promulgou a Lei nº 14.300/2022, que instituiu o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o SCEE e o PERS. A referida lei determinou que a ANEEL regulamentasse as regras tarifárias para esse segmento e concedeu prazo de um ano para os agentes solicitarem o acesso às distribuidoras sob as regras anteriores à publicação da lei.

Em julho de 2022, o CNPE aprovou, por meio da Resolução nº 08/2022, o Plano de Recuperação dos Reservatórios de Regularização de Usinas Hidrelétricas, que deverá ser desenvolvido ao longo de até 10 anos, propondo ações de curto, médio e longo prazo, com o objetivo de aprimorar de forma integrada a política, o planejamento, a governança e a regulação do setor elétrico e dos demais setores usuários de recursos hídricos, de maneira a otimizar o uso múltiplo da água.

Em fevereiro de 2023, a ANEEL aprovou, por meio da Resolução Normativa nº 1.059/2023, a regulamentação da Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022, estabelecendo novas diretrizes, entre outros aspectos (i) para cobrança pelo uso da rede de distribuição, (ii) prazos para as distribuidoras realizarem obras de conexão, (iii) apresentação de garantias de desempenho. A REN 1.059/2023 da ANEEL estabeleceu a forma de inserir o custo dos benefícios tarifários dos participantes do SCEE, na Conta de Desenvolvimento Energético ("CDE") e nos processos tarifários das distribuidoras. A partir de então, os novos projetos do GD estarão sujeitos, entre outras regras, a pagamentos escalonados do chamado "Fio B", começando em um percentual de 15% a partir deste ano até atingir o pagamento integral em 2029.

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

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

Em outubro de 2023, o MME, em conjunto com Ministério das Comunicações, através da Portaria Interministerial MCOM/MME nº 10.563, instituiu a Política Nacional de Compartilhamento de Postes - "Poste Legal" entre distribuidoras de energia elétrica e prestadoras de serviços de telecomunicações.

Em novembro de 2023, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 1.077/2023 para estabelecer critérios para a aprovação do plano de transferência de controle societário de concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviços e instalações de geração e de transmissão de energia elétrica. Essa norma se aplica a empreendimentos que estejam em fase de implantação ou em processo de ampliação, atuando como medida saneadora e uma alternativa à penalidade de extinção da outorga prevista na Resolução Normativa nº 846/2019.

Em dezembro de 2023, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 1.081 para o aprimoramento do arcabouço normativo que trata da comercialização varejista, sob a ótica da flexibilização dos requisitos de migração para o Ambiente de Contratação Livre e demais providências relacionadas à alteração nas Regras e Procedimentos de Comercialização por parte da CCEE.

Em janeiro de 2024, foi aprovado o Projeto de Lei nº 576/2021, que estabelece o marco legal para a exploração e desenvolvimento da geração de energia a partir de fontes de instalação offshore, seja eólica, solar ou das marés, com sanção presidencial em 10 de janeiro de 2025, por meio da Lei 15.097/2025.

Em março de 2024, foi publicada a Resolução Normativa nº 1.085/2024 para alterar os critérios e procedimentos para participação de empreendimento hidrelétrico não despachado centralizadamente no Mecanismo de Realocação de Energia – MRE.

Ainda em março de 2024, foi publicada a Resolução Normativa nº 1.084/2024 que aprovou a nova versão do Submódulo 6.8 dos PRORET, que trata das Bandeiras Tarifárias, com a incorporação da geração fora da ordem de mérito, por razões de segurança energética, na metodologia de acionamento das Bandeiras Tarifárias, dentre outros pontos.

Em abril de 2024, foi publicada a Medida Provisória nº 1.212/2024, com objetivo de promover a geração de energia elétrica limpa e atenuar, no curto prazo, o aumento nas tarifas de energia causados pelos reajustes. No caso das usinas renováveis, a medida provisória prorrogava por 36 meses o prazo para que os empreendimentos de fontes renováveis iniciassem a operação comercial de todas as suas unidades geradoras com descontos na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (“TUSD”). A referida medida teve o prazo de vigência encerrado, mas enquanto vigorou com força de lei, permitiu que a ANEEL aprovasse 601 dos mais de 2 mil pedidos de prorrogação de prazo feito por geradores no âmbito da Medida Provisória nº 1.212/2024, o que somaria cerca 25,5 GW de potência instalada em empreendimentos localizados em 10 estados do país.

Ainda em abril de 2024, a ANEEL promoveu alterações nas Regras e Procedimentos de Comercialização de Energia Elétrica por meio da Resolução Normativa nº 1.087/2024, aprovando as revisões dos Módulos 11, 18 e 20 das Regras de Comercialização, bem como das revisões dos Submódulos 1.3 e 7.1 dos Procedimentos de Comercialização, em face das disposições sobre a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica regulamentadas pelo Decreto nº 11.835, de 2023.

Também em abril de 2024, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 1.089/2024, atualizando as Regras de Comercialização de Energia Elétrica aplicáveis ao Sistema de Contabilização e Liquidação, em razão do fechamento da Consulta Pública nº 28/2021, instituída com vistas a colher subsídios para a proposta de alteração das Regras de Comercialização vinculadas à caracterização e à alocação de custos do deslocamento hidráulico motivado por geração termelétrica inflexível.

Em maio de 2024, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 1.090/2024, alterando a metodologia do cálculo da penalidade por insuficiência de lastro para venda e para cobertura contratual de consumo de energia elétrica, a vigorar a partir de 1º de janeiro de 2025; bem como a Resolução Normativa nº 1.094/2024, regulamentando os artigos 21 e 24 da Lei nº 14.300/2022, que tratam da sobrecontratação involuntária e da venda de excedentes decorrentes do regime de MMGD.

Em junho de 2024, foi publicado o Decreto nº 12.068/2024, regulamentando a licitação e a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica de que trata o art. 4º da Lei nº 9.074/1995, e estabelece diretrizes para a modernização das concessões de serviço público de distribuição de energia elétrica, em busca de mais qualidade e flexibilidade nos contratos futuros, bem como editado o Decreto Federal nº 12.084/2024, que instituiu o “Programa Energia Limpa no Minha Casa, Minha Vida”, com a finalidade de promover a implantação de geração de energia elétrica renovável prioritariamente para unidades habitacionais do Programa Minha Casa, Minha Vida das Faixas Urbano 1 e Rural 1.

Ainda em junho de 2024, foi publicada a Resolução Normativa nº 1.096/2024, aprovando a revisão dos Submódulos 9.1 e 9.2 dos PRORET, que estabelecem os conceitos gerais, as metodologias aplicáveis e os procedimentos para realização das Revisões Periódicas, aplicáveis às concessionárias de serviço público de transmissão com empreendimentos prorrogados e licitados, em razão da conclusão da Consulta Pública nº 31/2023.

Também em junho de 2024, destaca-se a Resolução Homologatória nº 3.336/2024 que homologou o índice de Reajuste Tarifário Anual da Copel Distribuição para o ciclo 2024-2025, que produziu efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 0,00%, sendo 0,05% para os consumidores em Alta Tensão e -0,03% para os consumidores em Baixa Tensão, além de fixar as TUSD e as Tarifas de Energia Elétrica - TE aplicáveis aos consumidores e usuários da Copel Distribuição.

Em julho de 2024, a ANEEL, por meio da Resolução Homologatória nº 3.348, estabeleceu o reajuste das Receitas Anuais Permitidas - RAP, para os ativos de transmissão de energia elétrica para o ciclo 2024-2025, com vigência a partir de 1º.07.2024 até 30.06.2025. De acordo com esta resolução, a RAP para o ciclo 2024/2025 dos ativos de transmissão em operação da Copel GeT e suas participações passou a ser de R\$ 1.594,8 milhões, aumento de aproximadamente 2,1%, já considerando os efeitos da redução do componente econômico da RBSE.

Também em julho de 2024, por meio das Resoluções Homologatórias nº 3.342/2024 e nº 3.343/2024, a ANEEL aprovou a revisão da RAP dos Contratos de Concessão relativos aos empreendimentos licitados com data de revisão em julho 2023 e julho de 2024, e por meio da Resolução Homologatória nº 3.344/2024, a agência homologou o resultado da Segunda Revisão Periódica da RAP das concessionárias de transmissão prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783/2013, para vigorar entre de 1º de julho de 2024 e 30 de junho de 2028.

Em agosto de 2024, foi sancionada a lei que institui o marco legal do hidrogênio de baixa emissão de carbono, Lei nº 14.948, de 02 de agosto de 2024, que regulamenta a produção de hidrogênio considerado de baixa emissão de carbono e institui uma certificação voluntária, além de trazer incentivos tributários ao setor.

Em setembro de 2024, o ONS adotou novos mecanismos de equacionamento e gestão do SIN para lidar com situações relacionadas com restrições de curtailment, no caso de cortes de geração de usinas eólicas e solares em razão da sobreoferta de energia, bem como da situação inversa, quando a demanda segue elevada com o aumento das curvas de carga nos horários da ponta noturna, mas a geração solar torna-se indisponível, sendo equacionada com o acionamento de térmicas ou aumento de potência das hidrelétricas quando disponível. Buscando uma distribuição mais equilibrada dos cortes, além da implementação de novos leilões de reserva de capacidade para que se possa acionar térmicas ou hidrelétricas nestes períodos, bem como da ampliação das modalidades de intercâmbio internacional com os países vizinhos, bem como buscar novas alternativas atendimento da demanda, como por exemplo aquelas baseadas em sistemas de armazenamento por meio de baterias, temas que estão ganhando atenção no setor.

Ainda em setembro de 2024, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 1.103/2024 para estabelecer as disposições relativas à contratação de Reserva de Capacidade na forma de potência e aprovar o modelo do Contrato de Uso de Potência para Reserva de Capacidade – Copcap, entre outras providências.

Em outubro de 2024, o MME publicou a Portaria Normativa GM/MME nº 87/2024, com as diretrizes de importação de energia elétrica do Paraguai em contratos firmes, para negociação no ACL. A proposta referente a importação de energia com lastro foi disponibilizada em Consulta Pública (CP nº 174/2024).

Em dezembro de 2024, foi publicada pela ANEEL a Resolução Normativa nº 1.109/2024, que, dentre outros pontos, altera a Resolução Normativa ANEEL nº 1.030/2022, ajustando a redação do § 3º do art. 16, bem como corrigindo inconsistência metodológica apontada pela CCEE no § 4º do art. 16, de modo a distribuir a frustração de energia do conjunto de usinas somente entre as usinas que apresentam frustração de energia positiva.

Ainda em dezembro de 2024, foi publicada pela ANEEL a Resolução Normativa nº 1.110/2024, contemplando alterações para regulamentação e operacionalização da comercialização varejista, aprovando as Regras de Comercialização de Energia Elétrica aplicáveis ao Sistema de Contabilização e Liquidação - SCL, os Procedimentos de Comercialização de Energia Elétrica, bem como ajustes em Resoluções Normativas relacionadas.

Também em dezembro de 2024, foi sancionada a Lei nº 15.042/2024, que regulamenta o mercado de carbono no país, instituindo o SBCE. A legislação permite a compra e venda de créditos de carbono, possibilitando que as emissões de gases poluentes se revertam em ativos financeiros negociáveis.

Em janeiro de 2025, foi sancionada a Lei nº 15.103/25, que institui o Programa de Aceleração da Transição Energética (PATEN), com o objetivo de incentivar projetos de desenvolvimento sustentável, ou seja, as empresas que possuem valores a receber do Governo Federal, como precatórios e créditos tributários, poderão acessar tais créditos para financiar projetos ligados à transição energética.

O ano de 2025 se consolidou como um período de transformações estruturais no setor elétrico brasileiro. A promulgação de novos marcos legais redefiniu a dinâmica de mercado, a alocação de subsídios e as diretrizes de operação e expansão. A adaptação a este novo panorama exigirá da Copel uma atuação ágil e integrada para assegurar a competitividade, a liderança na transição energética e a sustentabilidade no longo prazo.

A promulgação da Lei nº 15.235/2025, resultante da MP 1.300/2025, reestruturou o rateio do custo da energia de base nuclear (Angra 1 e 2), com a determinação para que este custo seja compartilhado por todos os usuários finais de energia elétrica promovendo alterações na estrutura de encargos do setor, refletindo de forma direta na gestão tarifária e na formação de preços.

A lei 15.235.2025 também amplia a Tarifa Social (TSEE), concedendo isenção total (100% de desconto) na fatura da eletricidade das famílias inscritas no CadÚnico com rendimento até meio salário mínimo per capita. Esta gratuidade aplica-se, exclusivamente, aos primeiros 80 kWh consumidos por mês (o excedente é cobrado normalmente). Os direitos de populações indígenas, quilombolas e beneficiários do BPC são mantidos.

Ainda, estabelece um novo nível de apoio para as famílias que se encontram na faixa de rendimentos imediatamente superior, ou seja, entre meio e um salário mínimo per capita no CadÚnico. Este grupo passa a se beneficiar com a isenção total da cobrança da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) na sua fatura, com um limite de aplicação de até 120 kWh mensais.

A mudança de maior impacto advém da Lei nº 15.269/2025, resultante da MP 1.304/2025, que dispõe sobre a abertura do Mercado Livre de energia até novembro/2028 para os consumidores de Baixa Tensão. Esta transição impõe desafios operacionais e tecnológicos para o segmento de distribuição, que exigirá investimentos na adequação de sistemas de TI para faturamento, aprimoramento da jornada do cliente, digitalização da rede e soluções de medição inteligente. Por outro lado, para as empresas de comercialização varejista, o cenário representa uma oportunidade de ampliação de market share, exigindo, contudo, a adaptação à nova obrigatoriedade de recolhimento da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE), imposta pela mesma legislação.

Adicionalmente, a Lei nº 15.269/2025 alterou os incentivos à geração renovável, ao determinar a extinção do direito aos descontos nas TUST e TUSD para consumidores livres. Esta reestruturação afeta a modelagem econômico-financeira de novos ativos de fontes incentivadas, para priorizar projetos com alta eficiência e resiliência de margem.

Verifica-se ainda, sob a égide desta lei, medidas de contenção de custos sistêmicos, como a instituição de um teto para a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) com a criação do Encargo de Complemento de Recursos, além de alteração nos critérios para autoprodução por equiparação e a vedação à repactuação do risco hidrológico (GSF) para geradores hidráulicos participantes do MRE.

Em decorrência das inovações legislativas de 2025, a Agenda Regulatória ANEEL para o biênio 2026-2027 será pautada por uma intensa atividade regulatória. Dentre as atividades regulatórias previstas, estão:

- Revisão das Resoluções Normativas 1.030/2022 e 1.031/2022, com a adequação de descontos tarifários no uso dos sistemas de distribuição e transmissão para fontes incentivadas e aprimoramento das regras de constrained off).
- Alterações e adequações nos Submódulos 5.2 e 5.5 do PRORET. A Alteração do Submódulo 5.5 do PRORET tem como objetivo incluir as comercializadoras quanto ao pagamento da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE), nos termos do art. 12 da Lei 9.427/1996.
- A modernização das regras de comercialização para dupla contabilização (PLD ex-ante e ex-post).

- Modernização das tarifas.
- A revisão do limite da Parcela B e do acesso ao sistema de transmissão.
- Abertura de mercado e operacionalização do Suprimidor de Última Instância.
- Encargo de sobrecontratação.

Concessões

A Lei nº 8.987/1995, que dispôs sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos, conforme previsto pelo art. 175 da Constituição Federal, estabeleceu, entre outras coisas, as condições que as concessionárias deverão observar na prestação de serviços de energia, os direitos do consumidor e os direitos e as obrigações da concessionária e do poder concedente. A concessionária deve cumprir os regulamentos gerais que regem o setor elétrico. As principais disposições da Lei e dos regulamentos associados da ANEEL são resumidas abaixo:

Serviço adequado: a concessionária deverá prestar serviço adequado a todos os consumidores sob sua concessão e deve manter certos padrões relativos à regularidade, continuidade, eficiência, segurança e acessibilidade.

Uso de terra: a concessionária poderá usar terras públicas ou requerer que o poder concedente desaproprie terras particulares necessárias, em benefício da concessionária. Nesse último caso, a concessionária deve indenizar os proprietários particulares afetados.

Responsabilidade objetiva: a concessionária será objetivamente responsável por todos os danos resultantes da prestação de seus serviços.

Mudanças no controle acionário: o poder concedente precisará aprovar qualquer mudança 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 a prestação adequada dos serviços, assim como o pleno cumprimento das disposições contratuais e regulamentares aplicáveis. Uma vez que a ANEEL determine a intervenção, limitada a um ano, mas prorrogável por mais dois anos, o poder concedente deverá nomear um terceiro para administrar a concessão. Dentro de 30 dias da determinação da intervenção, o representante do poder concedente deverá dar início ao processo administrativo em que a concessionária terá o direito de contestar a intervenção. O processo administrativo deve ser concluído em um ano. Os acionistas da concessionária sob intervenção deverão encaminhar à ANEEL, no prazo de 60 dias a partir da determinação da intervenção, um plano de recuperação e correção. Se a ANEEL aprovar esse plano, a intervenção é encerrada. Se a ANEEL não aprovar o plano, o poder concedente poderá: (i) declarar a caducidade da concessão; (ii) determinar a cisão, incorporação, fusão ou transformação da concessionária, incorporação de uma controlada ou cessão de cotas/ações a terceiros; (iii) determinar a mudança de controle da concessionária; (iv) determinar o aumento de capital da concessionária; ou (v) determinar a incorporação de uma sociedade de propósito específico.

Extinção da concessão: a extinção do contrato de concessão poderá ocorrer por meio de encampação e/ou caducidade. A encampação é a extinção prematura de uma concessão por motivo de interesse público. A encampação deverá ser aprovada mediante lei autorizativa ou decreto. A caducidade deverá ser declarada pelo poder concedente depois que a ANEEL ou o MME tiverem determinado, em instância administrativa final, que a concessionária, entre outras hipóteses: (i) deixou de prestar serviços adequados ou de cumprir as leis e os regulamentos aplicáveis, (ii) perdeu a capacidade técnica, financeira ou econômica de prestar serviços adequados, ou (iii) não cumpriu as penalidades impostas pelo poder concedente. A concessionária poderá contestar judicialmente qualquer encampação ou declaração de caducidade.

Um contrato de concessão também poderá ser extinto (i) por acordo mútuo entre as partes; (ii) por falência ou dissolução da concessionária; ou (iii) por decisão judicial final transitada em julgado em ação impetrada pela concessionária.

Quando um contrato de concessão for extinto, todos os ativos, direitos e privilégios relacionados de modo relevante com a prestação dos serviços de energia serão revertidos para o governo brasileiro. Em razão da extinção, a concessionária fará jus a indenização por seus investimentos em ativos não totalmente amortizados ou depreciados, deduzidos todos os montantes referentes a multas e danos devidos pela concessionária.

Vencimento: quando vence o prazo da concessão, todos os ativos, direitos e privilégios relacionados de modo relevante com a prestação dos serviços de energia serão revertidos para o governo brasileiro. Ao término da concessão, a concessionária fará jus a indenização por seus investimentos em ativos não totalmente amortizados ou depreciados no momento do vencimento.

Penalidades: os regulamentos da ANEEL regem a imposição de sanções contra participantes do setor elétrico e determinam as penalidades apropriadas com base na natureza e importância da infração (incluindo avisos, multas, suspensão temporária do direito de participar de licitações de novas concessões, de licenças e de autorizações e declaração de caducidade). Para cada infração, as multas podem ser de até 2% da receita da concessionária (líquida de ICMS e ISS) no período de 12 meses anterior à notificação da penalidade. Algumas infrações que podem resultar em multas dizem respeito à omissão do agente em requerer a aprovação da ANEEL para certos atos, incluindo: (i) assinatura de certos contratos entre partes relacionadas; (ii) venda ou cessão dos ativos relacionados a serviços prestados, assim como constituição de qualquer ônus (incluindo garantia, fiança, aval, penhor e hipoteca) sobre eles ou quaisquer outros ativos relacionados à concessão ou às receitas dos serviços de energia elétrica; (iii) mudanças no controle acionário do detentor da autorização ou concessão; e (iv) certas mudanças no estatuto social. No caso de contratos entre partes relacionadas submetidos à aprovação da ANEEL, a Agência poderá impor restrições aos termos e condições desses contratos e, em circunstâncias extremas, exigir que o contrato seja rescindido.

No que diz respeito ao direito de exploração destes serviços, as companhias ou consórcios que desejarem construir ou operar instalações de geração, transmissão ou distribuição de energia no Brasil deverão participar de licitações ou requerer ao MME ou à ANEEL uma concessão, permissão ou autorização, conforme o caso. As concessões darão direito a gerar, transmitir ou distribuir energia dentro de área de concessão específica, por período determinado. Esse período é de 35 anos para concessões de geração outorgadas após 2003 e de 30 anos para novas concessões de transmissão ou distribuição, conforme previsto pela Lei nº 9.074/1995. No caso das distribuidoras, as renovações recentes e futuras seguem as diretrizes do Decreto nº 12.068/2024, que reforça exigências de qualidade de serviço e sustentabilidade financeira para a manutenção dos contratos por mais 30 anos.

Prorrogação de Concessões

A prorrogação das concessões de geração e transmissão de energia, alcançadas pelo artigo 19 da Lei nº 9.074/1995, é disciplinada pela Lei 12.783/2013, alterada pela Lei nº 14.052/2020, quanto ao prazo para solicitação de prorrogação de concessões.

De acordo com a Lei 12.783/2013, em seu art. 11, a concessionária deverá 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 para os concessionários de transmissão, bem como os pagamentos de quota anual à CDE e pela outorga para os empreendimentos de geração.

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

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

Outro regulamento que trouxe impacto nos prazos das concessões diz respeito à Lei nº 14.052/2020, a qual alterou a Lei nº 13.203/2015, para fins de estabelecer um modo de compensação aos titulares de usinas participantes do MRE mediante os efeitos causados pelos empreendimentos hidrelétricos com prioridade de licitação e implantação indicados pelo CNPE, quais sejam, Belo Monte, Jirau e Santo Antônio, pela geração termelétrica fora da ordem de mérito e importação de energia elétrica sem garantia física.

Para tanto, estabeleceu-se a compensação por meio de extensão do prazo de outorga das usinas contempladas pela Lei nº 13.203/2015, culminando na homologação do prazo de extensão da outorga destas usinas por meio das Resoluções Homologatórias nº 2.919/2021 e nº 2.932/2021.

Em 2 de março de 2020, a Copel GeT transferiu a concessão da UHE Foz do Areia para a subsidiária F.D.A. Geração de Energia Elétrica S.A. com o objetivo de manter, pelo menos em parte, uma nova outorga pelo prazo de 30 anos.

No final de 2022, o então acionista controlador da Companhia, o Estado do Paraná, manifestou o interesse em transformar a Copel em companhia de capital disperso (*Corporation*). Diante deste novo arranjo societário, foi possível, nos termos da Lei Federal nº 9.074/95, a realização de estudos para a renovação integral das três principais concessões de Usinas Hidrelétricas. São elas: a UHE Gov. Bento Munhoz ("Foz do Areia") (1.676 MW e vencimento da concessão em 21.12.24), a UHE Gov. Ney Braga ("Segredo") (1.260 MW e vencimento em 25 de setembro de 2032) e UHE Gov. José Richa ("Salto Caxias") (1.240 MW e vencimento em 20 de março de 2033).

Em 11 de agosto de 2023, ocorreu a liquidação financeira da oferta pública secundária de ações de titularidade do Estado do Paraná e da oferta pública primária de novas ações da Copel, transformando a Copel em sociedade anônima de capital disperso e sem acionista controlador. Em decorrência dessa operação, a Copel cumpriu com os requisitos para fins de obtenção de novos contratos de concessão para as usinas Foz do Areia, Segredo e Salto Caxias, nos termos da Lei nº 9.074/1995.

Em 2024, a Copel celebrou os novos contratos de Concessão para as usinas Foz do Areia, Salto Caxias e Segredo, pelo prazo de trinta anos, nos termos do Decreto nº 9271/2018, não sendo concedido o direito pela prorrogação das concessões renovadas. No caso da PCH Apucarantina, submeteu-se requerimento de prorrogação da concessão, nos termos da Lei de Renovação das Concessões.

Em relação à concessão da UTE Figueira, vencida em março de 2019, a Companhia submeteu, em 30 de outubro de 2023, ao Poder Concedente o pedido de desistência ao requerimento de prorrogação da concessão da usina e em 27 de fevereiro de 2024, através do Despacho ANEEL 561/2024, a operação comercial da UTE Figueira foi suspensa. Em 09 de dezembro de 2024, solicitou-se à ANEEL a extinção da concessão com a dispensa da reversão dos bens. Como fato novo sobre o processo de extinção da concessão da UTE, destaca-se que na 41ª Reunião Pública Ordinária da ANEEL, realizada em 09 de dezembro de 2025, a Diretoria da ANEEL decidiu, por unanimidade, remeter ao Ministério de Minas e Energia o pedido de extinção da concessão da UTE Figueira mediante a dispensa de reversão dos bens à União, recomendando seu provimento, conforme previsto no art. 5º do Decreto nº 9.187/2017. Em 30 de abril de 2026, a Companhia concluiu o closing do desinvestimento da UTE Figueira, após o cumprimento de todas as condições precedentes aplicáveis.

Concessões e Autorizações de Geração da Copel

As tabelas a seguir apresentam informações sobre os prazos e as prorrogações de nossas principais concessões de geração hidrelétrica, termelétrica e eólica, nas quais detemos participação acionária direta:

Usina Hidrelétrica	Data inicial da concessão	Primeiro vencimento	Data de prorrogação	Data final de vencimento
Gov. Bento Munhoz (Foz do Areia) ¹	Novembro 2024	Novembro 2054	Não renovável	Novembro 2054
Gov. Ney Braga (Segredo)	Novembro 2024	Novembro 2054	Não renovável	Novembro 2054
Gov. José Richa (Salto Caxias)	Novembro 2024	Novembro 2054	Não renovável	Novembro 2054
Derivação do Rio Jordão	Novembro 1979	Novembro 2009	Setembro 2009	Junho 2032 ³
Mauá ²	Junho 2007	Julho 2042	Não renovável	Junho 2049 ³
PCH Bela Vista	Maió 2007	Janeiro 2041	Renovável	Janeiro 2041

¹ Em 3 de março de 2020, a concessão da UHE Foz do Areia foi transferida da Copel GeT para F.D.A. Geração de Energia S.A., de acordo com a Resolução Autorizativa ANEEL nº 8578/2020. A Copel GeT é proprietária de 100% da F.D.A. Geração de Energia S.A.

² Em 30.05.2025 a Copel concluiu o descruzamento de ativos e atualmente possui 100,0%. Considera a prorrogação do prazo de extensão da outorga conforme a Resolução Homologatória nº 3.242/2023.

³ Considerando a homologação do prazo de extensão da outorga por meio das Resoluções Homologatórias nº 2.919/2021 e nº 2.932/2021.

Usinas Termelétricas	Data inicial da concessão	Primeiro vencimento	Data de prorrogação	Data final de vencimento
Figueira	Março 1969	Março 1999	Junho 1999	Março 2019 ¹

¹ Concessão em processo de extinção e desinvestimento, em avaliação pelo MME.

Usinas Eólicas	Data inicial da concessão	Data do primeiro vencimento
Asa Branca I	Abril 2011	Abril 2046
Asa Branca II	Maio 2011	Maio 2046
Asa Branca III	Maio 2011	Maio 2046
Eurus IV	Abril 2011	Abril 2046
Santa Maria	Maio 2012	Maio 2047
Santa Helena	Abril 2012	Abril 2047
Ventos de Santo Uriel	Abril 2012	Abril 2047
Boa Vista	Abril 2011	Abril 2046
Farol	Abril 2011	Abril 2046
São Bento do Norte	Maio 2011	Maio 2046
Olho D'água	Junho 2011	Junho 2046
Cutia ¹	Janeiro 2012	Janeiro 2042
Guajiru ¹	Janeiro 2012	Janeiro 2042
Jangada ¹	Janeiro 2012	Janeiro 2042
Maria Helena ¹	Janeiro 2012	Janeiro 2042
Potiguar ¹	Maio 2015	Maio 2050
Esperança do Nordeste ¹	Maio 2015	Maio 2050
Paraíso dos Ventos do Nordeste ¹	Maio 2015	Maio 2050
São Bento do Norte I ¹	Agosto 2015	Agosto 2050
São Bento do Norte II ¹	Agosto 2015	Agosto 2050
São Bento do Norte III ¹	Agosto 2015	Agosto 2050
São Miguel I ¹	Agosto 2015	Agosto 2050
São Miguel II ¹	Agosto 2015	Agosto 2050
São Miguel III ¹	Agosto 2015	Agosto 2050
Jandaíra I ²	Abril 2020	Abril 2055
Jandaíra II ²	Abril 2020	Abril 2055
Jandaíra III ²	Abril 2020	Abril 2055
Jandaíra IV ²	Abril 2020	Abril 2055
Vila Maranhão I ³	Janeiro 2019	Janeiro 2054
Vila Maranhão II ³	Janeiro 2019	Janeiro 2054
Vila Maranhão III ³	Janeiro 2019	Janeiro 2054
Vila Ceará I ³	Janeiro 2019	Janeiro 2054
Ventos de Vila Mato Grosso I ³	Dezembro 2019	Dezembro 2054
Aventura II 4	Junho 2018	Junho 2053
Aventura III 4	Junho 2018	Junho 2053
Aventura IV 4	Junho 2018	Junho 2053
Aventura V4	Junho 2018	Junho 2053
Santa Rosa e Mundo Novo I 5	Junho 2018	Junho 2053
Santa Rosa e Mundo Novo II 5	Junho 2018	Junho 2053

Santa Rosa e Mundo Novo III 5	Junho 2018	Junho 2053
Santa Rosa e Mundo Novo IV 5	Junho 2018	Junho 2053
Santa Rosa e Mundo Novo V 5	Junho 2018	Junho 2053

¹ Usinas eólicas integrantes do Complexo eólico Cutia.

² O consórcio formado por Copel GeT e Cutia Empreendimentos Eólicos S.A., venceu o Leilão ANEEL nº 004/2019 para construção do Complexo Eólico Jandaíra (I, II, III e IV)

³ Empreendimentos integrantes do Complexo Vilas, localizados no estado do Rio Grande do Norte. Copel GeT concluiu a aquisição dos empreendimentos em novembro de 2021.

⁴ Empreendimentos integrantes do Complexo Aventura, localizados no estado do Rio Grande do Norte.

⁵ Empreendimentos integrantes do Complexo Santa Rosa e Mundo Novo, localizados no estado do Rio Grande do Norte.

A tabela a seguir apresenta informações relacionadas ao prazo de nossa usina de geração hidrelétrica, cujo contrato de concessão foi celebrado de acordo com os termos e as condições da Lei 12.783:

Usinas Hidrelétricas	Data de início da concessão	Primeira data de vencimento	Data de Prorrogação	Última data de vencimento ¹
Capivari Cachoeira (Gov Parigot de Souza)	Janeiro 2016	Janeiro 2046	Não sujeito a prorrogação	Janeiro 2053

¹ Considerando a homologação do prazo de extensão da outorga por meio das Resoluções Homologatórias nº 2.919/2021 e nº 2.932/202.

Também possuímos participações em dez outros empreendimentos de geração. A tabela a seguir apresenta informações sobre os prazos das concessões das demais instalações de geração em que possuíamos tal participação em 31 de dezembro de 2025.

Usina de Geração	Companhia	Data inicial da concessão	Vencimento	Prorrogação
UHE Dona Francisca	Dona Francisca Energética SA – DFESA	Agosto 1998	Setembro 2037 ¹	Possível
UHE Santa Clara	Centrais Elétricas do Rio Jordão S.A. ELEJOR	Outubro 2001	Maio 2040 ¹	Possível
UHE Fundão	Centrais Elétricas do Rio Jordão S.A. ELEJOR	Outubro 2001	Junho 2040 ¹	Possível
CGH Santa Clara I	Centrais Elétricas do Rio Jordão S.A. ELEJOR	Não tem	Indeterminado	
CGH Fundão I	Centrais Elétricas do Rio Jordão S.A. ELEJOR	Não tem	Indeterminado	
PCH Arturo Andreoli	Foz do Chopim Energética	Abril 2000	Julho 2034 ¹	Possível
EOL Carnaúbas	Usina de Energia Eólica Carnaúba Ltda.	Abril 2012	Abril 2047	Possível
EOL Reduto	Usina de Energia Eólica Reduto Ltda.	Abril 2012	Abril 2047	Possível
EOL Santo Cristo	Usina de Energia Eólica Santo Cristo Ltda.	Abril 2012	Abril 2047	Possível
EOL São João	Usina de Energia Eólica Santo Cristo Ltda.	Março 2012	Março 2047	Possível

¹ Considerando a homologação do prazo de extensão da outorga por meio das Resoluções Homologatórias nº 2.919/2021 e nº 2.932/2021 e nº 3.439/2025

Concessões de Distribuição

A Copel Distribuição operava originalmente sob o Contrato de Concessão nº 46/1999, assinado em 24 de junho de 1999, com vigência retroativa a 7 de julho de 1995 e vencimento em 7 de julho de 2015. Com base na Lei nº 12.783/2013, a empresa passou a ter direito à renovação da concessão por mais 30 anos, mediante a aceitação de alteração no contrato de concessão.

Assim, após uma avaliação cuidadosa das condições impostas pelo governo federal brasileiro para a prorrogação da nossa concessão de distribuição, a Copel solicitou a renovação do contrato. O pedido foi aprovado pelo MME em 09 de novembro de 2015, e o quinto termo aditivo ao Contrato de Concessão do Serviço de Distribuição de Energia Elétrica nº 46/1999 foi celebrado em 9 de dezembro de 2015.

A partir de 1º de janeiro de 2021, entrou em vigor a Resolução Normativa nº 896/2020 (posteriormente incorporada ao Módulo VIII da Resolução Normativa nº 948, de 16 novembro de 2021), mantendo como condicionantes para a manutenção da concessão a conformidade dos indicadores de qualidade (DECI/FECI) e do indicador de sustentabilidade econômico-financeira.

O descumprimento das metas do indicador de qualidade por um ano, torna obrigatória a apresentação de um plano de resultados. Caso o descumprimento ocorra por dois anos consecutivos ou três vezes em cinco anos, poderá levar a restrições no pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio aos acionistas da Copel Distribuição. O descumprimento do DECI ou FECI por um período de 3 anos consecutivos implica na abertura do processo de caducidade.

Em caso de descumprimento do critério de eficiência com relação à gestão econômico-financeira por 1 ano, poderá levar a restrições no pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio e à vedação da celebração de novos atos e negócios jurídicos entre a concessionária e suas partes relacionadas. Se o descumprimento persistir por 2 anos consecutivos, caracteriza a inadimplência contratual da concessionária e implicará na abertura, pela ANEEL, do processo administrativo punitivo voltado à aplicação da penalidade de declaração de caducidade da concessão. No entanto, o descumprimento do critério de eficiência com relação à gestão econômico-financeira pode vir a ser revertido mediante aportes que reduzam a Dívida Líquida da Copel Distribuição a um montante que satisfaça as condições previstas na equação de sustentabilidade.

Conselhos Profissionais

A Lei Federal nº 6.839, de 30 de outubro de 1980, estabelece que o desempenho de determinadas atividades exige o registro de estabelecimentos no conselho profissional competente, e a assunção da responsabilidade técnica por tais atividades por um profissional legalmente habilitado, com documento de responsabilidade técnica emitido pelo respectivo conselho profissional. Cada conselho profissional possui regras distintas acerca de prazos e procedimentos para a obtenção e renovação dos cadastros de pessoas jurídicas e de seus responsáveis técnicos.

Diante das atividades desenvolvidas pelos negócios da Companhia, é necessária sua inscrição perante conselhos como o Conselho Regional de Engenharia e Agronomia (“CREA”) e o Conselho Regional dos Técnicos Industriais (“CRT”) do Estado em que presta as suas atividades, sob risco de penalização. A prestação de serviços sujeitos à regulação de Conselhos Profissionais poderá ocorrer pela própria unidade ou de forma terceirizada. Além disso, os profissionais da Companhia que realizam atividades regulamentadas por outras entidades de classe também devem possuir registro perante os Conselhos Profissionais competentes.

Dessa forma, a inscrição da Companhia nos CREAs, CRTs e outros conselhos pertinentes requer o pagamento de anuidades, sendo que a validade da certidão de registro e quitação está sujeita a renovação periódica. Eventual descumprimento da regulamentação dos conselhos pode sujeitar o infrator a determinadas penalidades, mediante a instauração do competente processo administrativo, podendo variar entre advertência, multa, suspensão e cassação do exercício profissional.

Bloqueio Minerário

A mineração e os serviços de geração e transmissão de energia elétrica encontram-se no mesmo patamar jurídico-constitucional, não havendo como, a princípio, a partir da legislação em vigor, afirmar a prevalência de qualquer uma das atividades. Nesse sentido, caso haja incompatibilidade entre as atividades de geração e transmissão de energia elétrica e de mineração que venham a ocorrer no mesmo local – o que nem sempre pode ocorrer, sendo possível a coexistência das atividades –, é necessário que os responsáveis pelos empreendimentos de geração e transmissão de energia elétrica apresentem pedido de bloqueio minerário da área em questão à Agência Nacional de Mineração (“ANM”), como forma de impedir a solicitação de novas outorgas para a exploração de recursos minerais junto à ANM, indeferir os pedidos de outorga em tramitação e revogar as outorgas existentes.

A proibição de exploração das atividades de mineração em empreendimentos de geração e transmissão de energia elétrica apenas ocorrerá nas hipóteses em que exista a incompatibilidade entre as atividades e se o interesse envolvido no projeto energético superar a utilidade do aproveitamento mineral na área. Além disso, eventuais custos com indenizações devidas a titulares de direitos minerários devem ser arcados integralmente pelos responsáveis pelo desenvolvimento dos referidos empreendimentos de energia.

A Companhia segue o indicado no Parecer/Proge nº 500/2008, da Procuradoria-Geral Federal, para fins de solicitação do bloqueio minerário em seus empreendimentos. Nos contratos de construção de linhas de transmissão, a orientação das contratadas para solicitação está indicada no Termo de Referência de Serviços Fundiários Patrimoniais – Item: Cadastro de Direitos Minerários e Termo de Renúncia.

Faixas de Domínio

A faixa de domínio é a base física sobre a qual se assenta uma rodovia, compreendendo pistas de rolamento, canteiros, obras de arte, acostamentos, sinalização e faixas laterais de segurança. Seus limites são definidos conforme o projeto executivo da rodovia, decretos de utilidade pública ou projetos de desapropriação. Embora seja patrimônio público, sua gestão e manutenção são de responsabilidade do órgão ou entidade competente, que pode ser o poder público ou uma concessionária, conforme estabelecido em contrato de concessão.

De acordo com o art. 50 do Código de Trânsito Brasileiro (“CTB”), o uso das faixas de domínio e das áreas adjacentes às rodovias deve seguir as condições de segurança do trânsito estabelecidas pelo órgão ou entidade com circunscrição sobre a via, como o DNIT, os DERs estaduais ou órgãos municipais, dependendo da jurisdição da rodovia.

A Companhia está sujeita à regulamentação vigente para elaboração de estudos e projetos que interfiram na faixa de domínio, tais como a Resolução nº 07/2021 DG/DNIT e o Decreto nº 84.398/1980, além de manuais técnicos e instruções de serviço emitidos pelos órgãos competentes.

Caso a Companhia instale uma linha de transmissão dentro da faixa de domínio de uma rodovia concedida, deverá elaborar o projeto e estabelecer processos de operação e manutenção em conformidade com os procedimentos exigidos pela concessionária rodoviária. Além disso, a instalação estará sujeita às diretrizes da ANEEL e demais órgãos reguladores do setor elétrico, garantindo a compatibilidade entre a infraestrutura elétrica e viária, bem como a segurança operacional de ambos os sistemas.

Regulação de tráfego aéreo

O Comando da Aeronáutica ("COMAER"), através do Departamento de Controle do Espaço Aéreo ("DECEA"), é a organização responsável pelo controle do espaço aéreo brasileiro e dispõe sobre as restrições aos objetos projetados no espaço aéreo que possam afetar adversamente a segurança ou a regularidade das operações aéreas.

Assim para garantir a segurança de operações aéreas, o DECEA determina as regras de implantação e sinalizações necessárias às linhas aéreas de transmissão de energia elétrica, principalmente nas proximidades de aeroportos e aeródromos, bem como demais locais necessários. Por isso a Copel, para implantação de linhas de transmissão, solicita aprovação prévia ao referido órgão e ainda realiza a manutenção das sinalizações instaladas nas linhas de transmissão em operação.

Como parte da metodologia de manutenção de ativos, vem sendo adotada a utilização de Aeronaves Não Tripuladas, comumente chamadas de "drones", nas atividades da Companhia, os quais possuem regulamentação de voo própria, regida também pelo DECEA, e estabelece a necessidade de cadastro de equipamentos, registro dos responsáveis por voo, plano de voo (de acordo com a localidade), entre outros. Ao empregar Aeronaves Não Tripuladas, a Copel mantém seus pilotos treinados e orientados a realizar o planejamento dos voos para que possam realizar operações seguras e em consonância com as normas em vigor no Brasil.

(b) principais aspectos relacionados ao cumprimento das obrigações legais e regulatórias ligadas a questões ambientais e sociais pelo emissor

Política Ambiental

A Companhia possui diretrizes relacionadas à gestão ambiental, contidas na Política de Sustentabilidade, além de outras normas internas correlatas da Companhia, as quais a auxiliam na condução de seus negócios e operações para o cumprimento de diretrizes sustentáveis. A referida política encontra-se disponível no [site de Relações com Investidores](#).

Destacamos que, anualmente, a Companhia realiza investimentos significativos e gastos com manutenção dos processos operacionais para a melhoria do meio ambiente, com a preservação e/ou recuperação de ambientes degradados, educação ambiental para a comunidade e outros projetos ambientais.

Regulação Ambiental

Em atendimento à legislação brasileira (em especial, a Lei Federal nº 6.938/1981, com desdobramento para as Resoluções CONAMA nº 001/1986 e 237/1997), o processo de licenciamento ambiental é uma atividade obrigatória para empreendimentos ou atividades utilizadoras de recursos naturais, consideradas efetiva ou potencialmente poluidoras.

Todos os empreendimentos da Copel passam por licenciamento ambiental, sendo elaborados Estudos de Impactos Ambientais e seus respectivos Relatórios de Impacto ao Meio Ambiente (EIA/RIMA) ou Relatórios Ambientais Simplificados (RAS), os quais dependem do porte de cada empreendimento. A partir desse levantamento, identifica-se se os impactos são positivos ou negativos, considerando os seguintes aspectos: (i) espacialização (áreas atingidas); (ii) fase de ocorrência em relação à obra; (iii) incidência, se é direta ou indireta; (iv) temporalidade (imediato, médio ou longo prazo); (v) durabilidade (temporário ou permanente); e (vi) reversibilidade.

De acordo com a Constituição Brasileira, as questões ambientais estão sujeitas à competência legislativa concorrente, ou seja, além dos ditames legais federais de ordem geral, os estados e municípios também possuem competência para legislar em matéria ambiental, sendo que suas legislações próprias devem ser igualmente observadas dentro dos seus limites jurisdicionais. As competências de cada ente federativo são dadas pela Lei Complementar nº 140/2011. De forma geral, o licenciamento ambiental de empreendimentos de energia elétrica é regulamentado pela Resolução CONAMA nº 06/1987 e Resolução CONAMA nº 279/2001. Estas normativas norteiam regulamentações de licenciamento ambiental de empreendimentos de energia elétrica no âmbito federal. Todo empreendimento efetivo ou potencialmente poluidor deve ter sua localização, instalação e operação licenciadas pelo órgão ambiental. O processo de licenciamento ambiental pode ocorrer (i) de modo trifásico, mediante a obtenção de um tipo de licença para cada fase do empreendimento; (ii) de forma simplificada, hipótese em que uma licença ambiental autoriza, simultaneamente, a localização, instalação e operação do empreendimento ou (iii) mediante dispensa de licenciamento ambiental, se houver o enquadramento em hipóteses de dispensabilidade definidas pela legislação pertinente.

Conforme exposto acima, para a obtenção e manutenção das licenças ambientais, são realizados estudos ambientais (EIA/RIMA, RAS, Plano de Controle Ambiental, Relatório de Detalhamento de Programas Ambientais, dentre outros), de modo a analisar o ambiente no qual o empreendimento estará inserido e suas peculiaridades, avaliar os possíveis impactos ambientais a serem gerados pela atividade, e traçar estratégias e medidas a se evitar, mitigar ou compensar impactos negativos e potencializar impactos positivos, bem como monitorar e controlar os impactos ambientais identificados. As licenças ambientais estabelecem condicionantes, as quais definem ações que devem ser implementadas pelo empreendedor para que as licenças permaneçam válidas, ensejando a execução de ações e programas ambientais que visam ao acompanhamento/mitigação dos impactos gerados pelo empreendimento. Cada licença ambiental tem uma validade definida, devendo ser renovada dentro dos prazos legais, sendo que o não cumprimento das condicionantes poderá levar à não renovação das licenças, além de ser considerado uma infração, conforme disposto no Decreto Federal nº 6.514, de 22 de julho de 2008. Conforme o artigo 66 do referido decreto, a multa pode variar entre R\$ 500,00 e R\$ 10.000.000,00, caso as condicionantes não sejam atendidas ou caso o empreendimento desenvolva as suas atividades sem licença ambiental válida.

No licenciamento ambiental, além de se ser necessário aval do órgão ambiental licenciador para instalar o empreendimento, outros órgãos e organizações públicas e privadas devem ser consultados concomitantemente a fim de se compatibilizar a atividade pretendida pela Copel com outras inerentes ou previstas no local, como o IPHAN, INCRA, ICMBio, ANM, FUNAI, Prefeituras, companhias de administração de empreendimentos de infraestrutura (rodovias, ferrovias, gasodutos, energia, saneamento, entre outros), associações de moradores, dentre outros órgãos e organizações públicas e privadas. A Lei nº 9.985/2000, que institui o Sistema Nacional de Unidades de Conservação da Natureza, prevê, no §3º, do Art. 36, a necessidade de autorização do órgão responsável pela administração de uma unidade de conservação, quando o empreendimento afetar esta unidade ou sua zona de amortecimento. Aqui, da mesma forma, o não cumprimento pode levar ao cancelamento da licença ou ao não cumprimento de condicionantes, ensejando as mesmas penalidades descritas anteriormente (Lei de Crimes Ambientais). Em paralelo, a Lei Federal nº 6.001/1973, preconiza que eventual interferência direta ou indireta sobre terras indígenas deve ser precedida de avaliação pela autoridade competente (FUNAI), mediante o seu envolvimento pelo órgão ambiental responsável no âmbito do processo do licenciamento ambiental e adoção de medidas específicas para o endereçamento do componente indígena.

A principal e mais relevante área especialmente protegida pela legislação brasileira é a área de preservação permanente – APP, seja coberta ou não por vegetação nativa, com a função ambiental de preservar os recursos hídricos, a paisagem, a estabilidade geológica e a biodiversidade, bem como de facilitar o fluxo gênico de fauna e flora, proteger o solo e assegurar o bem-estar das populações humanas. Este conceito está descrito no art. 3º, II da Lei nº 12.651, de 25 de maio de 2012 (“Código Florestal Brasileiro”).

Visando a preservação de tais áreas, não são autorizadas, via de regra, intervenções de ordem antrópica, como por exemplo, edificações, supressões ou desmatamentos. A exceção reside tão somente nas hipóteses de intervenção permitidas, autorizadas ou previstas no Código Florestal Brasileiro, bem como se forem formalmente autorizadas pelo Poder Público competente.

Não obstante, há outras modalidades de áreas especialmente protegidas (reserva legal, unidades de conservação¹, áreas ambientais municipais e áreas de uso restrito, nos termos do artigo 3º do Código Florestal Brasileiro), que igualmente exigem observância a restrições ou proibições previstas em regulamentos, leis e na própria Constituição Federal.

Portanto, como bens jurídicos que são, estas áreas especialmente protegidas são tuteladas pelo direito civil², pelo direito penal³ e pelo direito administrativo⁴. Em caso de descumprimento das normas de proteção das áreas especialmente protegidas, poderão ser fixadas, pelo Poder Público, penalidades, sanções, penas ou obrigações, que vão desde o pagamento de indenizações, fixação de obrigação de fazer e/ou não fazer, multas, embargo de obra ou atividade e suas respectivas áreas, suspensão parcial ou total de obras, atividades e/ou licenças ou autorizações até penas restritivas de direitos ou privativas de liberdade.

Cabe destacar que uma única e mesma conduta ambiental infracional poderá implicar na incidência de responsabilidade nas três esferas: civil, penal e/ou administrativa.

Os projetos passam por análise ambiental prévia por uma equipe multidisciplinar e competente de meio ambiente que cuida de detalhes locais, analisando aspectos físicos, bióticos e socioeconômicos de cada ambiente, como solo, clima, resíduos, flora, fauna, culturas e costumes, dentre outros. Além disso, são utilizados programas computacionais que simulam e auxiliam na escolha dos locais e condições para instalar a atividade pretendida, evitando-se áreas compostas por vegetação nativa, cursos hídricos, legalmente protegidas, ambientalmente sensíveis, outras obras de utilidade pública, visando mitigar o impacto ambiental gerado pelos empreendimentos e atividades correlacionadas.

¹ Lei Federal nº 9985/2000 - Regulamenta o art. 225, § 1º, incisos I, II, III e VII da Constituição Federal, institui o Sistema Nacional de Unidades de Conservação da Natureza e dá outras providências.

² Lei Federal nº 7347/1985 - Disciplina a ação civil pública de responsabilidade por danos causados ao meio-ambiente, ao consumidor, a bens e direitos de valor artístico, estético, histórico, turístico e paisagístico (VETADO) e dá outras providências.

³ Lei Federal nº 9605/1998 - Dispõe sobre as sanções penais e administrativas derivadas de condutas e atividades lesivas ao meio ambiente, e dá outras providências.

⁴ Decreto Federal nº 6514/2008 - Dispõe sobre as infrações e sanções administrativas ao meio ambiente, estabelece o processo administrativo federal para apuração destas infrações, e dá outras providências.

Além das leis e normas citadas, outras legislações pertinentes são levadas em conta nos projetos da Copel, como a Política Nacional de Resíduos Sólidos (Lei Federal nº 12.305/2010), a Política Nacional de Recursos Hídricos (Lei Federal nº 9.433/1997), o Código Florestal Brasileiro (Lei Federal nº 12.651/2012) e o SNUC (Lei nº 9985/2000), dentre outras diretrizes e normativas específicas editadas pelo CONAMA, conselhos estaduais e municipais de meio ambiente ou demais afetas às atividades realizadas pela Companhia. Destacamos, ainda, a necessidade de cumprimento da Política Nacional de Segurança de Barragens (Lei nº 14.066/2020), o atendimento integral ao Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos, com o fornecimento de dados sobre os rios monitorados pela companhia, bem como a necessidade de obtenção das outorgas dos direitos de uso de recursos hídricos, ambos em atendimento à Lei Federal nº 9.433/1997.

O não cumprimento da legislação ambiental pode ser caracterizado como crime ambiental, infração ambiental e/ou ocasionar danos materiais. A Lei de Crimes Ambientais (Lei Federal nº 9.605/1998) traz sanções civis, administrativas e penais que os infratores estão sujeitos, conforme a tipologia do crime. Nos casos de dano ambiental será obrigado a reparar os danos causados e/ou pagar indenização por eles à parte afetada. As sanções administrativas podem incluir multas e suspensão das atividades.

Na esfera civil, aquele que causar dano ao meio ambiente é responsável por reparar ou indenizar o dano causado, independentemente de culpa. Aplica-se a responsabilidade de forma objetiva e solidária em relação a todas as partes direta ou indiretamente envolvidas na geração do dano. Não existe, na legislação brasileira, previsão de teto ou limitação no valor a ser fixado a título de indenização pelo dano ambiental, o qual será proporcional ao dano causado. Ainda, em razão de precedente do Supremo Tribunal Federal, conforme exarado no Tema 999 de repercussão geral do Recurso Extraordinário nº 654833, não há prazo prescricional para o ajuizamento de ações judiciais para reparação de danos ambientais.

Na esfera administrativa, algumas multas por infração ambiental podem chegar a R\$ 50 milhões, sendo que a multa máxima é aplicada, geralmente, em casos de grande impacto ambiental ou quando há risco à saúde humana. Outras penalidades administrativas incluem, por exemplo, a suspensão de atividades e o embargo de obras, nos termos dos artigos 3º e 9º do Decreto Federal nº 6.514/2008.

A Lei de Crimes Ambientais prevê a responsabilização de todos aqueles que, de qualquer forma, concorrem para a prática de crimes contra o meio ambiente, sendo cada qual penalizado na medida de sua culpabilidade. Tal lei prevê, ainda, a responsabilidade da pessoa jurídica, caracterizada se a infração for cometida (i) por decisão de seu representante legal ou contratual, ou de seu órgão colegiado; ou (ii) no interesse ou benefício da pessoa jurídica que representa.

Vale ressaltar que a responsabilidade da pessoa jurídica não exclui a das pessoas físicas, autoras, coautoras ou partícipes.

A Lei de Crimes Ambientais prevê a possibilidade de desconsideração da personalidade jurídica quando essa for considerada um obstáculo à recuperação de danos causados ao meio ambiente. Nessa situação, acionistas e diretores podem ser pessoalmente responsáveis por recuperar os danos ambientais causados.

Devido a isso, a Copel instituiu, por meio de sua Política de Sustentabilidade e seu Código de Conduta, ações e responsabilidades para todos os seus empregados, terceirizados e fornecedores. Adicionalmente, todos os contratados devem respeitar os preceitos do Manual do Fornecedor e demais normas e manuais específicos relacionados com suas atividades e produtos, bem como toda a legislação ambiental vigente. Além disso, casos específicos são regulamentados pelas resoluções da ANEEL.

Somos signatários do Pacto Global das Nações Unidas e buscamos ativamente implantar os seus princípios em nossas atividades cotidianas e em nossa cultura corporativa.

O Ministério Público poderá instaurar novos inquéritos civis para investigar eventuais danos ou irregularidades que possam ser atribuídos às atividades da Companhia, assim como promover Ações Cíveis Públicas (“ACPs”) ou demais ações judiciais com pedidos de cassação de licenças ambientais já concedidas e/ou de recuperação de danos eventualmente causados pela Companhia no desenvolvimento de suas atividades, incluindo aspectos trabalhistas ou ambientais, dentre outros assuntos, que vierem a ser identificados em fiscalizações. Tais ações podem, ainda, demandar reparações a direitos coletivos nas esferas cíveis ou trabalhistas, bem como instituir eventuais ressarcimentos a terceiros.

Em situações em que a Companhia e suas controladas sejam parte em inquéritos civis ou ACPs, poderão figurar como compromissárias em Termos de Ajustamento de Conduta (“TAC”) ou Termos de Compromisso (“TC”) perante o Ministério Público ou outro órgão competente, com assunção de obrigações específicas. Por possuir natureza de título executivo extrajudicial, caso seja verificado o descumprimento, total ou parcial, dos termos convencionados nos respectivos acordos, sejam eles novos ou existentes, na data deste Formulário de Referência, em face da Companhia ou suas controladas, a Companhia e/ou suas controladas poderão ficar sujeitas a riscos e penalidades, tais como o pagamento de multas, execução judicial do título extrajudicial e, ainda, judicialização de demandas perante o Poder Judiciário.

Política Social

As ações sociais da Copel são norteadas por políticas e normas internas específicas, onde são definidas as diretrizes que devem ser aplicadas para a Copel, suas subsidiárias integrais, alinhadas às diretrizes estratégicas do negócio e à sua cadeia de valor, de modo a entregar serviços de forma normalizada, estruturada e que gerem valor para a sociedade.

Em relação as políticas institucionais e normas da Companhia, destaca-se:

- NPC 0303 - POLÍTICA DE SUSTENTABILIDADE, que estabelece as diretrizes de sustentabilidade que devem ser aplicadas na Companhia;
- NPC 0309 - POLÍTICA DE PATROCÍNIO, que estabelece as diretrizes para a concessão de patrocínio direto ou por incentivo fiscal no âmbito da Companhia;
- NPC 0310 - POLÍTICA DE COMUNICAÇÃO, que estabelece as diretrizes de comunicação empresarial da Companhia;
- NPC 0402 - POLÍTICA DE SEGURANÇA E SAÚDE DO TRABALHO, que estabelece as diretrizes sobre segurança do trabalho, saúde e qualidade de vida a serem observadas e aplicadas na Companhia Paranaense de Energia;

- NAC 030373 DIREITOS HUMANOS – PROTEÇÃO E DILIGÊNCIA, que estabelece as regras do processo relacionado à promoção e respeito aos Direitos Humanos, com ênfase na Devida Diligência;
- NAC 030372 VOLUNTARIADO, que estabelece as regras para a realização de atividades voluntárias da Companhia;
- NAC 030909 PATROCÍNIO DIRETO, que define os critérios para a concessão de patrocínio da Companhia;
- NAC 030912 INCENTIVO FISCAL, define os critérios para a concessão de incentivo fiscal da Companhia.

Legislações específicas de incentivo fiscal

A Copel promove o apoio financeiro mediante renúncia fiscal para projetos sociais, culturais e esportivos, previamente aprovados em uma das diversas leis de incentivos, conforme segue:

a) Projetos de natureza cultural

- Lei Federal nº 8.313/1991;
- Lei Estadual nº 17.043/2011 (Programa Estadual de Fomento e Incentivo à Cultura - PROFICE, do Estado do Paraná;
- Lei Municipal Complementar nº 57/2005, de Incentivo à Cultura, do Programa de Apoio e Incentivo à Cultura – PAIC, da Fundação Cultural de Curitiba.

b) Projetos de natureza esportiva e paradesportiva:

- Lei Federal nº 11.438/2006 (Lei do Esporte);
- Lei Estadual nº 17.742/2013 (Programa Estadual de Fomento e Incentivo ao Esporte – PROESPORTE, do Estado do Paraná; e

c) Projetos sociais, enquadrados e aprovados seguindo os critérios previstos nas seguintes leis: Lei Federal nº 12.715/2012 (Programa Nacional de Apoio à Atenção Oncológica – PRONON);

- Lei Federal nº 12.715/2012 (Programa Nacional de Apoio à Atenção da Saúde da Pessoa com Deficiência – PRONAS/PCD);
- Lei Estadual nº 10.014/92 (Fundo Estadual para a Infância e Adolescência - FIA), do Estado do Paraná.
- Lei Estadual nº 16.732/2010 (Fundo Estadual dos Direitos do Idoso – FIPAR), do Estado do Paraná.

Legislação de referência para projetos de eficiência energética

Em relação aos projetos focados em eficiência energética, a Copel segue as diretrizes previstas na Lei nº 9.991/2000 - Programa de Eficiência Energética (PEE).

c) dependência de patentes, marcas, licenças, concessões, franquias, contratos de royalties relevantes para o desenvolvimento das atividades

Concessões

A Companhia, por meio de suas subsidiárias, desenvolve atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, de acordo com os contratos de concessão firmados com o Governo Federal e regulados pela ANEEL. Estes contratos são outorgados via leilão público realizado pelo poder concedente, bem como por meio de autorizações para exploração de pequenas centrais hidrelétricas e usinas eólicas.

As concessões dão direito a gerar, transmitir ou distribuir energia dentro de área de concessão específica, por período determinado. Esse período é de 35 anos para concessões de geração outorgadas após 2003 e de 30 anos para novas concessões de transmissão ou distribuição.

Geração

Para as concessões de geração alcançadas pelo art. 19 da Lei nº 9.074/1995, ao se considerar a prorrogação no regime de cotas, estabeleceu-se uma prorrogação de até 30 anos. A prorrogação é facultada ao concessionário, a qual depende, além da aceitação de antecipação do termo original de sua concessão, da aceitação expressa das seguintes condições: (i) remuneração por tarifa calculada pela ANEEL para cada usina hidrelétrica; (ii) alocação de cotas de garantia física de energia e de potência da usina hidrelétrica às concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica do SIN, a ser definida pela agência reguladora, conforme regulamento do poder concedente; e (iii) submissão aos padrões de qualidade do serviço fixados pela ANEEL.

Adicionalmente, a Lei nº 15.269/2025 alterou a Lei nº 12.783/2013, estabelecendo ao poder concedente a decisão de prorrogar ou licitar os empreendimentos de geração com capacidade instalada superior a 50 MW, outorgados antes de 11 de dezembro de 2003. A prorrogação das concessões, por sua vez, será de prazo de até 30 anos, devendo atender a condições legais, tais como, o pagamento à CDE de valor correspondente a 50% do valor estimado de concessão e o pagamento pela outorga correspondente a 50% do valor estimado da concessão e o recálculo do montante de garantia física. O concessionário terá garantido o direito de vender a energia elétrica no mercado livre e no mercado regulado, sendo permitido ao poder concedente exigir percentual mínimo da energia elétrica a ser destinada ao mercado regulado.

Para as autorizações de usinas hidrelétricas com capacidade instalada maior do que 5 MW e igual ou menor do que 50 MW, que não tenham sido anteriormente prorrogadas, considera-se a prorrogação por prazo de 30 anos, a título oneroso, nos termos do art. 2º da Lei nº 12.783/2013.

Transmissão

Para as concessões de transmissão, ficou estabelecida uma prorrogação de até 30 anos. A prorrogação é facultada ao concessionário e sua adesão depende, além da aceitação de antecipação do termo original de sua concessão, também da aceitação expressa das seguintes condições: (i) receita fixada conforme critérios estabelecidos pela ANEEL; e (ii) submissão aos padrões de qualidade do serviço fixados pela ANEEL.

Em dezembro de 2022, o Governo Federal editou o Decreto nº 11.314 que regulamentou a licitação e a prorrogação das concessões de transmissão em fim de vigência, condicionando a prorrogação da concessão quando a licitação for inviável ou resultar em prejuízo ao interesse público, desde que o concessionário formalize o pedido de prorrogação com antecedência mínima de 36 meses do fim da concessão.

Distribuição

Em 2 de junho de 2015, foi publicado o Decreto nº 8.461, o qual regulamentou a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica de que trata o artigo 7º da Lei 12.783/2013. Com base nesse decreto, o MME passou a poder prorrogar as concessões de distribuição de energia elétrica por 30 anos, desde que observados os seguintes critérios: (i) eficiência com relação à qualidade do serviço prestado; (ii) eficiência com relação à gestão econômico-financeira; (iii) racionalidade operacional e econômica; e (iv) modicidade tarifária.

Em 09 de novembro de 2015, por Despacho do Ministro de Minas e Energia, foi deferido o requerimento para a prorrogação da concessão da Copel Distribuição. No início de dezembro de 2015, foi assinado o quinto aditivo contratual que formalizou a prorrogação do Contrato de Concessão do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 46/1999, até 7 de julho de 2045.

O quinto termo aditivo impôs condicionantes relacionadas a indicadores de qualidade do serviço e sustentabilidade econômico-financeira à Companhia durante os primeiros cinco anos, até 2020. Em 17 de novembro de 2020, a ANEEL homologou a Resolução Normativa nº 896, posteriormente consolidada pela Resolução Normativa nº 948/2021, a qual mantém condicionantes para acompanhamento da eficiência com relação à continuidade do fornecimento e à gestão econômico-financeira da concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica a partir do ano de 2021.

Durante este período, tais condicionantes foram sustentadas por um programa de investimentos com foco em automação e novas tecnologias, pela aplicação integral dos reajustes tarifários aprovados pela ANEEL, e pela implementação da estrutura de governança corporativa definida pelo regulador, assegurando a blindagem e individualização da Copel Distribuição.

Marcas

No Brasil, marcas são sinais distintivos visualmente perceptíveis que identificam e distinguem produtos e/ou serviços, não abarcando, portanto, sinais sonoros, gustativos e/ou olfativos. Em alguns casos, as marcas também possuem a função de certificar a conformidade de produtos e/ou serviços com determinadas normas e/ou especificações técnicas.

A Lei nº 9.279/1996 ("Lei de Propriedade Industrial"), dispõe que a propriedade de determinada marca somente pode ser adquirida por meio do registro concedido pelo Instituto Nacional da Propriedade Industrial ("INPI"), autarquia federal responsável pelo registro de marcas e patentes, e outros direitos de propriedade intelectual no Brasil.

Após a aprovação do registro de marca pelo INPI, o titular da marca passa a deter a propriedade desta, sendo assegurado ao titular o direito de uso exclusivo, em todo território nacional, por um período determinado de 10 (dez) anos, prorrogável por períodos iguais sucessivos, mediante o pagamento de taxas adicionais ao INPI. Tal requisição precisa ser realizada no último ano de validade de registro, ou nos seis meses subsequentes ao término do período de vigência do registro.

Durante o processo de registro, aquele que requereu o registro de determinada marca (denominado “depositante”) possui apenas uma expectativa de direito de propriedade para a identificação de seus produtos ou serviços e o direito de zelar pela integridade material e/ou reputação do sinal requerido. Essa expectativa pode vir a não se concretizar em direito nas hipóteses de: (i) falta de pagamento das taxas de retribuições cabíveis dentro dos prazos legais; ou (ii) indeferimento do pedido de registro pelo INPI; ou (iii) não contestação e/ou não cumprimento de exigência formulada pelo INPI.

Ainda, relevante destacar que o registro de determinada marca se extingue pela (i) expiração do prazo de vigência (quando da não renovação no prazo adequado); ou (ii) renúncia (abandono voluntário do titular ou pelo representante legal); ou (iii) caducidade (falta de uso da marca); ou (iv) inobservância do disposto no artigo 217 da Lei de Propriedade Industrial (necessidade da pessoa domiciliada no exterior manter procurador no Brasil), sendo, portanto, um requisito de manutenção do registro de marca a continuidade de seu uso, nos termos do pedido de registro depositado junto ao INPI.

Na data deste Formulário de Referência, a Companhia é titular de 30 marcas registradas junto ao INPI, e quatro marcas com solicitação de registro em andamento. Em nome próprio e/ou de outras sociedades empresárias que fazem parte de seu grupo econômico, destacam-se as seguintes marcas:

Na data deste Formulário de Referência, a Companhia utiliza **dezesseis domínios** registrados no Brasil e **dez domínios** registrados no exterior, dentre os quais destacam-se os seguintes:

Domínio	Expiração	Registro
poupaenergiacopel.com.br	18/03/2026	Registro.br
copel.br	vitalício	Registro.br
copelenergia.com.br	28/09/2027	Registro.br
copelgeracao.com.br	10/05/2026	Registro.br
copelget.com.br	29/04/2026	Registro.br
copelmercadolivre.com.br	07/12/2027	Registro.br
copelmercadolivredeenergia.com.br	04/12/2027	Registro.br
copelsolar.com.br	31/10/2026	Registro.br
copeltelecom.com.br	09/03/2027	Registro.br
copeltransmissao.com.br	29/04/2026	Registro.br
espacoenergia.com.br	12/08/2034	Registro.br
fcopel.com.br	12/07/2030	Registro.br
fcopel.org.br	12/07/2030	Registro.br
fundacaocopel.org.br	16/05/2030	Registro.br
solarcopel.com.br	31/10/2026	Registro.br
usinacolider.com.br	01/09/2026	Registro.br
copel.com	12/12/2028	BomDominio
copelinova.com	17/11/2028	BomDominio
copelmercadolivre.com	07/12/2027	BomDominio
copelmercadolivredeenergia.com	04/12/2027	BomDominio
copelsolar.com	09/11/2026	BomDominio
copelsustentabilidade.com	16/03/2027	BomDominio
copeltelecom.com	19/03/2028	BomDominio
solarcopel.com	09/11/2026	BomDominio
copel.net	29/04/2027	GoDaddy
copelvolt.com	02/08/2026	GoDaddy

Patentes

A Companhia investe no desenvolvimento de pesquisas e tecnologias inovadoras visando aprimorar os seus processos produtivos. Como resultado, muitas das inovações geradas são passíveis de proteção da propriedade intelectual nos países em que a Companhia atua. Uma das modalidades de proteção da inovação utilizada é a patente de invenção ou modelo de utilidade.

No Brasil, a invenção de uma nova tecnologia, seja para produto ou processo, faz jus a uma patente. A patente também vale para melhorias no uso ou fabricação de objetos de uso prático, como utensílios e ferramentas.

De acordo com a Lei de Propriedade Industrial, a patente de invenção vigorará pelo prazo de 20 anos e a de modelo de utilidade pelo prazo de 15 anos contados da data de depósito, sendo que o prazo de vigência não será inferior a 10 anos para a patente de invenção e a 7 anos para a patente de modelo de utilidade, a contar da data de concessão. A patente confere ao seu titular o direito de impedir terceiro, sem o seu consentimento, de produzir, usar, colocar à venda, vender ou importar com estes propósitos, o produto objeto da patente e/ou o processo ou produto obtido diretamente por processo patentado.

Na data deste Formulário de Referência, a (i) Copel GeT é titular de 18 pedidos de patentes e/ou patentes concedidas, 27 registros de softwares, 1 modelo de utilidade, 1 registro de marca nacional e 1 registro de marca internacional, todos resultados de seus projetos de PDI ANEEL, e (ii) Copel Distribuição é titular de 20 pedidos de patentes e/ou patentes concedidas e 2 modelos de utilidade junto ao INPI.

Além disso, a Copel GeT mantém contrato de licença de uso, exploração de direitos e transferência de tecnologia firmado com a Montreal Controles Eletrônicos para a produção e comercialização do equipamento MEDCAP (Medidor de Capacitância) desenvolvido em um Projeto de PDI regulado pela ANEEL.

Desenhos industriais

O registro de desenho industrial protege a forma plástica ornamental de um objeto ou o conjunto ornamental de linhas e cores que possa ser aplicado a um produto, proporcionando resultado visual novo e original na sua configuração externa e que possa servir de tipo de fabricação industrial. Sendo que em desenho industrial encontra-se duas classificações de proteção, bidimensional e tridimensional.

O bidimensional é formado por duas dimensões (altura e largura). Trata-se de conjunto ornamental de linhas e cores que possa ser aplicado à superfície de um produto tridimensional, seja como estampa, padrão de superfície ou representação gráfica em geral. Quanto ao tridimensional, se refere a forma plástica ornamental de um objeto que possui três dimensões: altura, largura e profundidade, como, por exemplo: móveis, calçados, joias, veículos e embalagens.

O desenho industrial dá ao titular o direito de impedir que terceiros fabriquem, comercializem, importem, utilizem ou vendam a matéria protegida sem o seu consentimento. Após a concessão do registro pelo INPI, o prazo de vigência é de 10 anos, contados da data do depósito, prorrogáveis por, no máximo, 3 períodos sucessivos de 5 anos cada.

Na data deste Formulário de Referência, a (i) Copel GeT é titular de 9 registros de desenhos industriais junto ao INPI, dentre eles, o equipamento para análise e diagnóstico de banco de capacitores, que é um equipamento compacto, de fabricação nacional, para fazer medição individual de cada elemento capacitor sem a necessidade de desconectá-lo e desmontá-lo do banco de capacitores, e (ii) a Copel Distribuição é titular de 1 registro de desenho industrial junto ao INPI, relacionado ao nosso Capacete com Sensor.

Software

A Companhia utiliza *softwares* adquiridos de terceiros e *softwares* desenvolvidos internamente por suas equipes de Tecnologia da Informação (TI).

Os *softwares* de mercado são utilizados para oferecer suporte aos processos de negócio da Companhia, destacando-se o pacote de ferramentas do Microsoft 365, que representa a versão mais atualizada e abrangente da suíte de produtividade da Microsoft, também o software ERP da empresa SAP, sendo um conjunto de soluções integrando diversos processos da companhia, desde finanças e contabilidade até logística e suprimentos e o sistema Comercial e Faturamento da Copel Distribuição, fornecido pela Sonda. Além disso a Distribuição e a Geração estão em processo de modernização do parque de software, com a migração dos seus principais sistemas para o ambiente computacional em nuvem.

Em relação aos *softwares* desenvolvidos internamente, estes são criados para atender às necessidades específicas de cada área de negócio, seguindo as diretrizes tecnológicas e arquiteturas estabelecidas pela Superintendência de Tecnologia e Transformação Digital (“STD”). Os *softwares* desenvolvidos internamente possibilitam uma maior customização e adaptação às necessidades específicas dos processos e operações da Companhia, proporcionando maior controle sobre a solução implementada.

Dessa forma, a Companhia busca uma abordagem estratégica no uso de softwares, equilibrando a adoção de soluções de mercado com a capacidade de desenvolver internamente soluções personalizadas e alinhadas com as necessidades de cada área de negócio. Tal estratégia visa maximizar a eficiência, a inovação e a otimização dos processos, impulsionando a competitividade da organização no mercado.

Direitos Autorais

Os direitos autorais são proteções legais concedidas aos criadores de obras intelectuais originais, que englobam obras literárias, artísticas, musicais, cinematográficas, entre outras. Esses direitos visam garantir a exclusividade de uso, reprodução, distribuição e exibição dessas obras, bem como proteger os interesses econômicos e morais dos criadores.

No Brasil, os direitos autorais são regidos pela Lei nº 9.610/1998, também conhecida como Lei de Direitos Autorais. Essa lei estabelece os direitos e deveres dos autores, bem como as limitações e exceções permitidas em relação ao uso das obras protegidas.

O registro junto aos órgãos competente, confere ao autor uma prova documental de sua autoria e facilita a proteção e defesa de seus direitos em caso de disputas legais.

Como titular dos direitos autorais, o autor tem o direito exclusivo de reproduzir, distribuir, exhibir, adaptar e autorizar o uso de sua obra. Esses direitos podem ser cedidos ou licenciados a terceiros, de acordo com os termos e condições estabelecidos em contratos específicos.

É importante ressaltar que a violação dos direitos autorais pode acarretar consequências legais, como ações civis e penais, além do pagamento de indenizações por danos morais e materiais. A Companhia está comprometida em respeitar os direitos autorais de terceiros e promover uma cultura de uso legal e ético das obras intelectuais.

Na data deste Formulário de Referência, a Companhia é titular de 4 registros de Direitos Autorais junto à Escola de Belas Artes da Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ, sendo eles: Desenho do personagem "Lúcio", Desenho do personagem "Offelio", Desenho do personagem "Onório" e Desenho de Logotipo "Copel Pura Energia".

(d) contribuições financeiras, com indicação dos respectivos valores, efetuadas diretamente ou por meio de terceiros:

As normas internas da Companhia vedam contribuições financeiras, efetuadas diretamente ou por meio de terceiros, sob qualquer forma ou pretexto, contribuição ou auxílio pecuniário ou estimável em dinheiro, inclusive por meio de publicidade de qualquer espécie, a partidos políticos.

Conforme disposto na NPC 0303 Política de Sustentabilidade – Capítulo 5: Investimento Social Privado da Copel, art. 5.2.10, inciso c, são considerados impedidos de serem beneficiários Investimento Social Privado da Copel, aqueles que se envolvam contribuição política, sendo vedada a utilização dos recursos e do nome da Copel para atuação, doação ou contribuição político-partidária, conforme previsão no Código de Conduta e Programa de Integridade da Copel;

Ainda, nos termos do item 4.7, inciso b), da Política de Patrocínio da Copel, não são contemplados com patrocínio ou incentivo fiscal da Copel quaisquer projetos que sejam de cunho exclusivo e notoriamente religioso ou político-partidário, exceto manifestações culturais populares reconhecidamente tradicionais.

Por fim, consta, ainda, do Código de Conduta da Copel, que qualquer doação ou contribuição, da Companhia ou em nome dela, somente será permitida a qualquer momento, se sua razão e destino forem transparentes e justificáveis, em conformidade com a política que trata de doações e contribuições voluntárias.

Doação, para a Companhia, se trata de qualquer contribuição (financeira ou não) a terceiro, quando não há em troca benefício (contrapartida), sendo elas permitidas, exclusivamente para fins e uso de interesse social, após avaliação de sua oportunidade e conveniência socioeconômica, relativamente à escolha de outra forma de alienação.

Toda doação e contribuição voluntária obedecerá a processo formal e governança da Companhia observando ainda a vedação de doações para partidos políticos, considerando as restrições legais.

Portanto, não houve qualquer contribuição financeira efetuada diretamente ou por meio de terceiros.

i. em favor de ocupantes ou candidatos a cargos políticos

A Política de Sustentabilidade – Capítulo 5: Investimento Social Privado (NPC 0303) da Companhia estabelece, em seu item 5.2.10, a vedação para doações ou contribuições político-partidárias, também vedadas no Código de Conduta e Programa de Integridade da Copel.

A Política de Sustentabilidade – Capítulo 5: Investimento Social Privado, o Código de Conduta e a Política de Patrocínio da Copel estão disponíveis no site de Relações com Investidores; Governança Corporativa; Estatutos, Políticas e Regimentos.

O Programa de Integridade da Copel pode ser acessado em: <https://www.copel.com/site/institucional/integridade/conceitos-programa-de-integridade/>.

ii. em favor de partidos políticos

A Política de Sustentabilidade – Capítulo 5: Investimento Social Privado (NPC 0303) da Companhia estabelece, em seu item 5.2.10, a vedação para doações ou contribuições político-partidárias, também vedadas no Código de Conduta e no Programa de Integridade da Copel.

A Política de Sustentabilidade – Capítulo 5: Investimento Social Privado, o Código de Conduta e a Política de Patrocínio da Copel estão disponíveis no site de Relações com Investidores; Governança Corporativa; Estatutos, Políticas e Regimentos.

O Programa de Integridade da Copel pode ser acessado em: <https://www.copel.com/site/institucional/integridade/conceitos-programa-de-integridade/>.

iii. para custear o exercício de atividade de influência em decisões de políticas públicas, notadamente no conteúdo de atos normativos

A Copel, no âmbito de sua atuação em geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia, é representada por entidades setoriais - como Abradee, Abrate, Abrage e Abeeólica. A representação por entidades setoriais demanda, dos agentes, o recolhimento de contribuição anual e eventual rateio de despesas extraordinárias. Nesse sentido, no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025, o total das contribuições realizadas pelo Grupo Copel para tais entidades setoriais foi de R\$ 2.675.358,00.

A Copel, a Copel GeT e a Copel Distribuidora também participam de entidades voltadas à promoção da sustentabilidade, bem como assumem uma série de compromissos nesse sentido. Em 31 de dezembro de 2025, o total das contribuições realizadas pelo Grupo Copel a tais entidades foi de R\$ 548.601,58.

Informações adicionais sobre o ambiente regulatório e a participação em associações podem ser acessadas em: <https://copelsustentabilidade.com/governanca/governanca-corporativa/ambiente-regulatorio/>.

(a) receita proveniente dos clientes atribuídos ao país sede do emissor e sua participação na receita líquida total do emissor

Não aplicável, tendo em vista que as atividades da Companhia estão restritas ao território nacional. Nesse contexto, toda a receita da Companhia no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025 foi proveniente de clientes sediados no Brasil.

(b) receita proveniente dos clientes atribuídos a cada país estrangeiro e sua participação na receita líquida total do emissor

Não aplicável, tendo em vista que o total da receita da Companhia no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025 foi proveniente de clientes sediados no Brasil.

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui receitas provenientes de outros países e não está sujeita a nenhuma regulação estrangeira em suas atividades.

(a) se o emissor divulga informações ASG em relatório anual ou outro documento específico para esta finalidade

A Companhia publica anualmente relatório com informações sociais, ambientais, econômicas e de governança.

Atualmente, esta disponível para consulta o Relato Integrado Copel, o qual consolida as informações relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, que apresenta o desempenho da Companhia nos capitais humano, intelectual, social e de relacionamento, natural, de infraestrutura e financeiro, levando em conta a evolução dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) nos processos da Companhia. Com o aprimoramento e consolidação do uso dessa metodologia, a Copel avança em coesão, foco estratégico e demonstração de sua capacidade de gerar valor para seus públicos de interesse ao longo do tempo, com a busca contínua da melhoria da comunicação de seu desempenho. A publicação do Relato Integrado referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025 está prevista para ocorrer em 31 de maio de 2026.

(b) a metodologia ou padrão seguidos na elaboração desse relatório ou documento

O Relato Integrado Copel é elaborado conforme os dispositivos da Resolução CVM nº 14/2020, a estrutura proposta pelo *International Integrated Reporting Council* ("*IIRC*"), e segue as orientações das Normas Internacionais de Contabilidade (*International Financial Reporting Standards - IFRS*). Os indicadores divulgados no Relato Integrado são elaborados de acordo com as diretrizes atualizadas e internacionalmente reconhecidas do *Global Reporting Initiative* ("*GRI*") (*GRI Standards*).

(c) se esse relatório ou documento é auditado ou revisado por entidade independente, identificando essa entidade, se for o caso

O Relato Integrado Copel do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025 possui asseguração limitada por entidade independente, qual seja, PricewaterhouseCoopers Brasil Ltda.

(d) a página na rede mundial de computadores onde o relatório ou documento pode ser encontrado

O Relato Integrado da Copel se encontra disponível no site de Relações com Investidores da Companhia, na seção Publicação e Documentos - Relatórios Anuais e Socioambientais. Adicionalmente, o Portal de Sustentabilidade da Copel também apresenta o Relato Integrado, na seção Gestão da Sustentabilidade, em Relatórios.

(e) se o relatório ou documento produzido considera a divulgação de uma matriz de materialidade e indicadores-chave de desempenho ASG, e quais são os indicadores materiais para o emissor

O Relato Integrado da Copel é baseado nos princípios da materialidade de acordo com as metodologias da *IIRC* e da *GRI*.

O processo de determinação da matriz de materialidade é realizado a cada 2 anos, com revisão anual para garantir a pertinência e atualidade dos temas, considerando o contexto global e local, sendo que seu resultado está disponível no Relatório de Materialidade, no site de Relações com Investidores da Companhia, na seção Publicação e Documentos - Relatórios Anuais e Socioambientais.

O mais recente processo de materialidade realizado pela Copel ocorreu no final de 2025, com validade até 2027.

O resultado do processo de materialidade identificou 10 agrupamentos de temas materiais corporativos que representam todos os negócios da Companhia de acordo com as especificidades de cada segmento, a saber: (i) Governança Corporativa; (ii) Desempenho Econômico-Financeiro; (iii) Satisfação dos Clientes; (iv) Compromisso Ambiental; (v) Compromisso Social, (vi) Gestão de Pessoas; (vii) Bem-estar, Saúde e Segurança para a Força de Trabalho; (viii) Transformação do Setor de Energia; (ix) Segurança da População; (x) Gestão Sustentável de Fornecedores.

Para descrever o desempenho dos temas materiais, a Copel utiliza os indicadores GRI correspondentes, detalhados no Relato Integrado. Também é feita uma correlação com os Objetivos do Desenvolvimento Sustentável (ODS) correspondentes a cada tema, para maiores informações sobre o conteúdo da GRI, consultar o [Relato Integrado 2024](#).

(f) se o relatório ou documento considera os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) estabelecidos pela Organização das Nações Unidas e quais são os ODS materiais para o negócio do emissor

O Relato Integrado Copel apresenta a relação dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) com as atividades desempenhadas pela Companhia, tendo como foco os ODS prioritários, a saber: (i) ODS 4 - Educação de Qualidade; (ii) ODS 7 - Energia Acessível e Limpa; (iii) ODS 8 - Trabalho Decente e Crescimento Econômico; (iv) ODS 9 - Indústria, Inovação e Infraestrutura; (v) ODS 11 - Cidades e Comunidades Sustentáveis; e (vi) ODS 13 - Ação contra a Mudança do Clima.

(g) se o relatório ou documento considera as recomendações da Força-Tarefa para Divulgações Financeiras Relacionadas às Mudanças Climáticas (TCFD) ou recomendações de divulgações financeiras de outras entidades reconhecidas e que sejam relacionadas a questões climáticas

O Relato Integrado Copel apresenta as ações e o desempenho da Companhia em relação aos aspectos relacionados à Mudança do Clima, e para isso adota as recomendações da Força-Tarefa para Divulgações Financeiras Relacionadas às Mudanças Climáticas (TCFD) como base para a divulgação dessas informações.

Em 2025, a Companhia alcançou a classificação A do CDP Disclosure Insight Action, anteriormente conhecido como Carbon Disclosure Project.

(h) se o emissor realiza inventários de emissão de gases do efeito estufa, indicando, se for o caso, o escopo das emissões inventariadas e a página na rede mundial de computadores onde informações adicionais podem ser encontradas

Desde 2009, a Companhia realiza seu Inventário de Gases de Efeito Estufa, utilizando a metodologia do *GHG Protocol*. Os inventários podem ser acessados na [página de Sustentabilidade da Companhia](#) e no [Registro Público de Emissões](#).

(i) explicação do emissor sobre as seguintes condutas, se for o caso:

(i) a não divulgação de informações ASG

Não aplicável, uma vez que a Companhia divulga informações ASG em seu Relato Integrado. O Relato Integrado da Copel encontra-se disponível no site de Relações com Investidores da Companhia, na seção Sustentabilidade - [Relatórios Anuais e Socioambientais](#).

(ii) a não adoção de matriz de materialidade

Não aplicável, uma vez que a Companhia adota matriz de materialidade.

(iii) a não adoção de indicadores-chave de desempenho ASG

Não aplicável, uma vez que a Companhia possui indicadores-chave de desempenho.

(iv) a não realização de auditoria ou revisão sobre as informações ASG divulgadas

Não aplicável, uma vez que a Companhia conta com a realização de asseguarção limitada por entidade independente sobre as informações ASG divulgadas em seu Relato Integrado Copel.

(v) a não consideração dos ODS ou a não adoção das recomendações relacionadas a questões climáticas, emanadas pela TCFD ou outras entidades reconhecidas, nas informações ASG divulgadas

Não aplicável, uma vez que a Companhia considera os ODS nas informações ASG divulgadas em seu Relatório de Sustentabilidade, e adota as recomendações da Força-Tarefa para Divulgações Financeiras Relacionadas às Mudanças Climáticas (TCFD) como base para a divulgação dessas informações relacionadas a questões climáticas.

(vi) a não realização de inventários de emissão de gases do efeito estufa

Não aplicável, uma vez que a Companhia realiza seu inventário de gases de efeito estufa.

- **Desinvestimento na Usina Hidrelétrica de Baixo Iguaçu**

Em 21 de fevereiro de 2025, conforme Fato Relevante 01/25, a Copel GeT exerceu o direito de preferência para aquisição da totalidade das ações da Geração Céu Azul S.A. (Céu Azul), detentora de 70% do Consórcio Empreendedor Baixo Iguaçu - CEBI, que explora a UHE Baixo Iguaçu, pelo equity value de R\$ 984.000. O compromisso de aquisição foi contratado por adesão ao CCVA 1 que já havia sido negociado entre Neoenergia, antiga proprietária da Céu Azul, e o potencial comprador original desta participação.

Após o exercício do direito de preferência, na mesma data a Copel GeT celebrou CCVA 2 junto à DK Holding Investments, S.R.O., por meio do qual a Companhia se comprometeu a alienar à compradora: (i) a totalidade da referida participação acionária na Céu Azul, da qual a Copel GeT passou a ser titular no fechamento da operação prevista no CCVA 1; e (ii) sua participação minoritária de 30% no CEBI, pelo equity value de R\$ 570 milhões.

Em 30 de junho de 2025, conforme Fato Relevante 05/25, após cumpridas todas as condições precedentes, Copel GeT e Neoenergia concluíram a operação acordada no CCVA 1, de modo que a Copel GeT passou a deter a totalidade das ações do capital social da Céu Azul pelo valor de R\$ 1.050 milhões. Deste modo, a Companhia pode prosseguir com o fechamento do CCVA 2 junto à ENERGO-PRO PARTICIPAÇÕES S.A., sucessora da DK Holding Investments, S.R.O.

O desinvestimento evidencia a agilidade e eficiência da Copel na reciclagem de ativos e participações minoritárias.

- **Desinvestimento em Empreendimentos fotovoltaicos**

Em 14 de agosto de 2025, o Conselho de Administração da Copel Serviços aprovou o início da fase vinculante para o potencial desinvestimento das usinas solares fotovoltaicas - UFVs registradas na Companhia. O projeto contemplava a venda das UFVs da Copel Serviços (Copel SER) em conjunto com a participação societária da Copel na controlada em conjunto Solar Paraná GD Participações S.A. (Solar Paraná).

Em 31 de outubro de 2025 foi assinado o Contrato de Compra e Venda de Ações e Outras Avenças ("CCVA 31.10.2025") pelas vendedoras Copel, Copel Serviços e Sistechne Participações Societárias Ltda. (sociedade que detinha 51% da Solar Paraná) e pela compradora Usina Solar Thopen 89 SPE Ltda. no valor total de R\$ 78.008 na data base de 31 de dezembro de 2024.

Em 12 de dezembro de 2025, após o cumprimento das condições precedentes para esta operação, foi concluído o desinvestimento com a transferência para a adquirente das UFVs da Copel SER e da titularidade das ações que a Copel tinha na Solar Paraná. Nesta mesma data a Copel e a Copel SER receberam os montantes de R\$ 5.354 e R\$ 74.488, respectivamente.

O desinvestimento trouxe melhoria da eficiência operacional para o portfólio da Copel GeT e otimização da alocação de capital da Companhia, considerando que a estratégia da Copel se concentra em ativos de maior porte.

- **Desinvestimento em Ativos de Geração de Pequeno Porte**

Em 25 de novembro de 2024, a Copel divulgou o Fato Relevante 10/24 comunicando que sua subsidiária integral Copel GeT celebrou Contrato de Compra e Venda de Ações (“CCVA 25.11.2024”) com a Electra Hydra / Intrepid. Em atendimento ao disposto no CCVA 25.11.2024, foram criadas 13 SPEs, subsidiárias da Copel GeT, para alocação dos ativos e passivos associados e posterior transferência das ações das SPEs para a compradora. Em 31 de março de 2025, 30 de abril de 2025 e 10 de julho de 2025 foram concluídos os desinvestimentos de 12 SPEs, no valor contratual de R\$ 425.315, integralmente recebidos em 2025. .

Estes desinvestimentos ocorreram após o cumprimento de todas as condições precedentes relacionadas aos ativos envolvidos em cada fechamento e nas datas de conclusão a Copel GeT transferiu a titularidade das ações das 12 SPEs para a adquirente. A conclusão do desinvestimento do último ativo (UTE Figueira) ocorreu em 30 de abril de 2026, após o cumprimento de todas as condições precedentes aplicáveis.

Ativo	Potência Outorgada (MW)	Garantia Física (MW médios)
CSH Pitangui	0,87	0,09
CGH Salto do Vau	0,94	0,57
CGH Melissa	1,00	0,64
CGH Chopim I	1,98	1,48
PCH São Jorge	2,30	1,54
EOL Palmas	2,50	0,40
CGH Marumbi	4,80	2,40
PCH Apucarantina	10,00	6,71
PCH Chaminé	18,00	11,60
UHE Guaricana	36,00	16,08
PCH Cavernoso	1,30	0,96
PCH Cavernoso II	19,01	10,56
UTE Figueira	20,00	17,70
TOTAL	118.7	70.73

O desinvestimento traz melhoria da eficiência operacional para o portfólio da Copel GeT e otimização da alocação de capital da Companhia, considerando que a estratégia da Copel se concentra em ativos de maior porte. Adicionalmente, possibilita o reaproveitamento de profissionais em ativos mais relevantes, os quais já estão devidamente treinados e qualificados.

• Descruzamento de Ativos

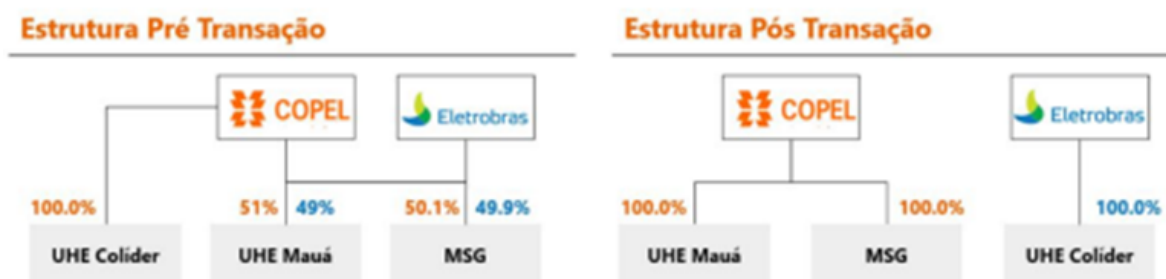
Em 12 de dezembro de 2024, a Copel divulgou o Fato Relevante 12/24 comunicando que a sua subsidiária integral Copel Geração e Transmissão S.A. celebrou contrato com as Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras (atualmente denominada AXIA Energia S.A.) e sua subsidiária integral Eletrobras CGT Eletrosul, por meio do qual acordaram o seguinte:

Em 30 de maio de 2025 a Copel GeT recebeu (i) a totalidade dos 49% da participação da AXIA Energia na Usina Hidrelétrica Mauá e (ii) a totalidade dos 49,9% da AXIA Energia na transmissora Mata de Santa Genebra S.A., passando a deter 100% dos respectivos ativos e consolidá-los integralmente em seu balanço.

A Copel GeT transferiu para a AXIA Energia a Usina Hidrelétrica Colíder (100% Copel GeT).

A operação envolveu o pagamento de R\$ 196,6 milhões para a AXIA Energia, já considerados todos os ajustes previstos no contrato. Com isso, o valor total do desembolso atinge os R\$ 196,6 milhões estipulados inicialmente nos termos da operação.

A Companhia busca continuamente otimizar o seu portfólio e faz avaliações periódicas de oportunidades de reciclar ativos e participações. A operação em questão traz benefícios à Copel, gerando ganhos de sinergia pela simplificação da estrutura operacional e administrativa, até então compartilhada. As participações nos ativos antes e depois da Operação está dimensionada como segue:



A Companhia não realizou operações de fusão, cisão, incorporação de ações, aumento ou redução de capital no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025.

Não aplicável, tendo em vista que não há qualquer acordo de acionistas que regule o exercício do direito de voto ou a transferência de ações de emissão da Companhia.

Não houve alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor no último exercício social.

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025, não foram celebrados contratos relevantes não relacionados com suas atividades operacionais. Consideramos que as operações de alienação e descruzamento de ativos anteriormente relatadas se enquadram no curso normal dos negócios.

a) condições financeiras e patrimoniais gerais

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

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

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

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

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

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

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

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

A Copel Geração e Transmissão manteve desempenho robusto, aproveitando as oportunidades do portfólio hídrico e a elevada disponibilidade do segmento de transmissão, registrando um Ebitda recorrente de R\$ 2,9 bilhões e R\$ 626,7 milhões em investimentos, aplicados principalmente, em reforços e melhorias em transmissão, garantindo confiabilidade e segurança do sistema elétrico, permitindo que a Copel fosse indicada pela Aneel como a melhor transmissora de energia do país.

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

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

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

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

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

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

As informações financeiras contidas nos itens 2.1 a 2.11 deste Formulário de Referência devem ser lidas em conjunto com as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia auditadas para os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2025 e suas notas explicativas.

Os termos “AH” e “AV” constantes das colunas de determinadas tabelas desta Seção 2 em geral significam “Análise Horizontal” e “Análise Vertical”, respectivamente. A Análise Horizontal compara valores do exercício atual em relação ao anterior para uma mesma rubrica, enquanto a Análise Vertical representa o percentual da rubrica em relação à outra (receita operacional líquida, ativo/passivo total, patrimônio líquido ou à conta devidamente indicada) dentro do mesmo exercício.

Os investimentos realizados nos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2025, em comparação com aqueles realizados em 31 de dezembro de 2024, estão demonstrados na tabela abaixo:

Em R\$ milhões	31.12.2025	31.12.2024
Copel Geração e Transmissão	626,7	263,0
Copel Distribuição	2.959,0	2.196,9
Copel Comercialização	2,0	1,3
Copel Serviços	1,1	40,6
Holding	3,7	2,0
Total	3.592,5	2.503,8

As tabelas a seguir apresentam as principais informações contábeis da Companhia para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2025, em comparação com o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024:

Dados da Demonstração de Resultado (em R\$ mil)	31.12.2025	31.12.2024
Receitas operacionais	26.116.856	22.651.036
Custo de vendas e serviços	(20.455.357)	(17.759.792)
Lucro operacional bruto	5.661.499	4.891.244
Receitas/despesas operacionais	(616.488)	(826.996)
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	5.045.011	4.064.248
Resultado financeiro	(1.798.352)	(1.157.014)
Lucro antes de imposto de renda e contribuição social	3.246.659	2.907.234
Imposto de renda e contribuição social sobre o lucro	(577.618)	(599.435)
Lucro líquido proveniente de operações em continuidade	2.669.041	2.307.799
Lucro líquido proveniente de operações descontinuadas	18.898	491.571
Lucro líquido do exercício	2.687.939	2.799.370

Dados do Balanço Patrimonial (em R\$ mil)	31.12.2025	31.12.2024
Ativo circulante	10.881.654	13.041.808
Ativo não circulante	49.532.802	44.342.348
Investimentos	2.849.002	3.577.937
Ativo Intangível (líquido)	19.206.609	16.623.610
Ativo imobilizado (líquido)	8.145.552	8.516.697
Ativo total	60.414.456	57.384.156
Empréstimos, financiamentos e debêntures (curto prazo)	2.068.365	3.256.315
Passivo circulante	11.062.317	10.342.380
Empréstimos, financiamentos e debêntures (longo prazo)	17.946.978	13.989.844
Passivo não circulante	26.260.161	21.404.841
Patrimônio líquido	23.091.978	25.636.935
Atribuível aos acionistas controladores	23.091.978	25.636.935
Atribuível a participações não controladoras	(38.041)	(37.783)
Capital social	12.821.758	12.821.758

A tabela abaixo demonstra o percentual de imobilização do Patrimônio Líquido da Companhia, indicador que demonstra quanto do Patrimônio Líquido está aplicado no Ativo (Investimentos, Imobilizado, Intangível e Direito de uso de ativos)

Em R\$ mil	31.12.2025	31.12.2024
Ativo Permanente (Investimentos, Imobilizado, Intangível e Direito de uso de ativos)	30.467.463	29.027.227
Patrimônio Líquido	23.091.978	25.636.935
	132 %	113 %

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

A tabela abaixo apresenta o índice de retorno sobre o Patrimônio Líquido, calculado pela divisão do lucro líquido pelo patrimônio líquido.

Em R\$ mil	31.12.2025	31.12.2024
Lucro Líquido	2.687.939	2.799.370
Patrimônio Líquido	23.091.978	25.636.935
	11,6 %	10,9 %

b. estrutura de capital

Em R\$ mil	31.12.2025	%	31.12.2024	%
Capital de terceiros (PC+PNC)	37.322.478	62%	31.747.221	55%
Capital próprio (PL)	23.091.978	38%	25.636.935	45%
Total	60.414.456	100%	57.384.156	100%

A Administração entende que a Companhia possui uma estrutura de capital adequada à natureza dos negócios da Companhia e ao cumprimento das suas obrigações na condução de suas operações, não havendo variação significativa nos percentuais representativos de capital de terceiros e capital próprio entre os exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2025 e 31 de dezembro de 2024.

Considerando todas as dívidas da Copel (Passivo Circulante e Passivo Não Circulante), conforme tabela a seguir, verifica-se que o endividamento se mantém concentrado no Passivo Não Circulante, com um aumento absoluto e percentual em comparação com o exercício anterior, devido principalmente captação de novos empréstimos e debêntures:

Em R\$ mil	31.12.2025	%	31.12.2024	%
Passivo Circulante	11.062.317	30%	10.342.380	33%
Passivo Não Circulante	26.260.161	70%	21.404.841	67%
Total	37.322.478	100%	31.747.221	100%

Por fim, a tabela a seguir apresenta a análise da Dívida Líquida Ajustada em relação ao Patrimônio Líquido:

Em R\$ mil	31.12.2025	31.12.2024
Dívida líquida ajustada	16.300.052	13.157.422
Patrimônio Líquido	23.091.978	25.636.935
Dívida líquida ajustada/Patrimônio Líquido	70,6 %	51,3 %

Observa-se um aumento no indicador após a emissão de novas dívidas e a redução do patrimônio líquido, tendo em vista a distribuição de dividendos e o pagamento do prêmio aos acionistas pela conversão de ações no âmbito do processo de migração para o Novo Mercado. Os valores estão aderentes ao resultado esperado, conforme planejamento do endividamento e do retorno dos investimentos realizados.

De acordo com os índices apresentados, a administração entende que a situação atual da Companhia está adequada ao setor de energia, não comprometendo a capacidade de pagamento de suas dívidas.

É importante ressaltar que a Companhia busca investir em projetos e, para tanto, utiliza linhas de financiamento disponíveis no mercado que façam sentido na sua estrutura de capital, especialmente no que tange à alavancagem financeira frente ao retorno dos projetos. Salienta-se que as perspectivas de financiamentos, bem como as disponibilidades de caixa, serão suficientes para atendimento ao plano de investimentos do exercício social corrente.

c. capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos

A tabela a seguir apresenta a evolução da dívida líquida ajustada:

Em R\$ mil	31.12.2025	31.12.2024
Empréstimos e Financiamentos (Circulante e Não circulante)	3.368.419	5.126.470
Debêntures (Circulante e Não circulante) (a)	16.670.459	12.627.365
Dívida bruta	20.038.878	17.753.835
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(3.130.363)	(4.161.939)
(-) Títulos e valores mobiliários	(608.463)	(434.474)
Dívida líquida ajustada	16.300.052	13.157.422

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

Embora o valor da dívida bruta tenha aumentado, conforme demonstrado também no item 2.5 deste Formulário de Referência, a Companhia conta com prazos alongados de pagamento, compatíveis com os investimentos realizados. A tabela a seguir apresenta o cronograma de vencimentos da dívida do longo prazo:

Em R\$ mil	2027	2028	2029	2030	2031	Após 2031	Total
Dívida Bruta	1.671.583	2.044.960	2.451.722	2.474.260	2.288.210	7.036.121	17.966.856

Essa condição de alongamento da dívida, somada ao EBITDA da Companhia apurado para o exercício de 2025 (que é resultado, principalmente, dos investimentos realizados que agora já geram retorno à Copel), indica que a Companhia possui sólido perfil de negócios, cujos importantes e rentáveis ativos de geração, transmissão e distribuição de energia contribuem para diluir riscos operacionais e regulatórios, e se beneficia de uma robusta capacidade de geração de caixa e com uma alavancagem financeira conservadora, situação corroborada pela última classificação de crédito, em seu maior grau 'AAA(bra)', atribuída pela agência Fitch Ratings.

Observa-se que há consistência nos indicadores de liquidez da Companhia, que mensuram a capacidade de pagamento para os compromissos assumidos no curto e longo prazo, conforme a tabela abaixo:

Em R\$ mil	31.12.2025	31.12.2024
Liquidez Corrente (AC/PC)	1,0	1,3
Liquidez Geral (AC + RLP) / (PC +PNC)	0,8	0,9

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 as de médio e longo prazos abrangem períodos mensais cobrindo os próximos cinco anos. Anualmente ocorre a aprovação do orçamento empresarial para o próximo exercício.

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

A tabela a seguir demonstra valores esperados de liquidação, não descontados, em cada faixa de tempo. As projeções foram efetuadas com base em indicadores financeiros vinculados aos respectivos instrumentos financeiros, previstos nas medianas das expectativas de mercado do Relatório Focus, do Banco Central do Brasil – Bacen, que fornece a expectativa média de analistas de mercado para tais indicadores para o ano corrente e para os próximos 4 anos. A partir de 2030, repetem-se os indicadores de 2029 até o horizonte da projeção.

Em R\$ mil	Menos de 1 mês	1 a 3 meses	3 meses a 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
31.12.2025						
Empréstimos e financiamentos	29.938	93.284	352.377	3.194.727	2.503.324	6.173.650
Debêntures	295.537	126.206	3.225.832	10.240.541	12.277.243	26.165.359
Contas a pagar vinculadas à concessão	14.139	28.277	128.447	736.929	1.542.744	2.450.536
Fornecedores	2.757.752	286.965	14.950	133.544	—	3.193.211
Pert	6.085	12.295	57.254	262.235	—	337.869
Parcelamento ICMS	6.358	714	3.323	3.093	—	13.488
Passivos financeiros setoriais	74.529	151.687	726.138	—	—	952.354
Passivo de arrendamentos	8.578	16.969	75.852	135.724	405.075	642.198
	3.192.916	716.397	4.584.173	14.706.793	16.728.386	39.928.665

d. fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não circulantes utilizadas

As necessidades de capital da Companhia são financiadas por meio de recursos provenientes das suas operações e mediante financiamento externo, tais como operações no mercado de capitais, como debêntures simples, debêntures incentivadas e notas promissórias; obtenção de recursos e rolagem de dívidas em contratos de financiamentos com instituições financeiras comerciais, como o Banco do Brasil S.A. ("Banco do Brasil"); e instituições financeiras de fomento, como o BNDES e o Banco do Nordeste ("BNB").

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025, as atividades operacionais da Companhia foram a principal fonte de recursos.

Para mais informações sobre os empréstimos e financiamentos da Companhia, vide item 2.1(f) deste Formulário de Referência.

e. fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes que pretende utilizar para cobertura de deficiências de liquidez

As necessidades de financiamento de capital da Companhia são supridas por meio de recursos provenientes dos instrumentos já descritos, porém, caso seja identificada deficiência de liquidez nestas operações, considerando nossas premissas de captação de recursos, poderemos ajustar nossas restrições ou desenvolver novas alternativas em operações bilaterais disponíveis.

A Companhia poderá captar recursos financeiros por Programas de Financiamento Setorial, quando disponíveis para investimentos específicos. Da mesma forma, pode utilizar operações com benefícios legais de taxas, prazos e incentivos tributários, conforme critérios da legislação pertinente, tornando maior o interesse dos investidores, buscando a liquidez no mercado.

Podemos acessar o mercado de capitais internacionais e os organismos internacionais de desenvolvimento, dependendo das condições econômicas e das negociações desenvolvidas, para buscar vantajosidade ou disponibilidade financeira em relação ao mercado local.

f. níveis de endividamento e as características de tais dívidas, descrevendo ainda:

Os Diretores entendem que os níveis de endividamento e as características dos contratos de empréstimos e financiamentos relevantes são compatíveis com os resultados das atividades da Companhia, com a natureza de seus negócios e com a sua geração de caixa. Desta forma, a Companhia cumpre com as obrigações assumidas nesses contratos e atende aos covenants e demais compromissos neles previstos.

As informações prestadas nesta letra "f" podem também ser encontradas nos itens "19" e "20" (Empréstimos, Financiamentos e Debêntures) das Demonstrações Financeiras da Companhia relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025.

O nível de endividamento da Copel foi de 86,8% em 31 de dezembro de 2025. Esse índice reflete a divisão da dívida total pelo patrimônio líquido da Companhia.

i. contratos de empréstimo e financiamento relevantes

Ao longo do exercício social findo em 31 de dezembro de 2025, as principais contratações foram:

- Em 15 de fevereiro de 2025, a Copel Geração e Transmissão realizou a 10ª emissão de debêntures não conversíveis em ações, de espécie quirografária, com garantia adicional fidejussória, em 3 séries, para distribuição pública no valor de R\$ 2 bilhões, sendo R\$ 500 milhões referente a primeira série, que será paga em 2 parcelas em 2028, 2029 e encargos financeiros calculados com base na variação acumulada de 100,00% da DI diária mais uma sobretaxa de 0,59% a.a. que serão pagos semestralmente, segunda série, que será paga em 2 parcelas no valor de R\$ 500 milhões, em 2031 e 2032 e encargos financeiros calculados com base na variação acumulada de 100,00% da DI diária mais uma sobretaxa de 0,79% a.a. que serão pagos semestralmente e a terceira Série, no valor de R\$ 1 bilhão, que serão pagas em 7 parcelas nos anos de 15/02/31 a 15/02/37 com juros pagos semestralmente com variação acumulada do IPCA, com sobretaxa de 7,4820% a.a. O saldo em 31/12/2025 é de R\$ 2,11 bilhões.
- Em 15 de julho de 2025, a Copel Distribuição realizou a 10ª emissão de debêntures não conversíveis em ações, de espécie quirografária, com garantia adicional fidejussória, em 3 séries, para distribuição pública no valor de R\$ 3 bilhões, sendo R\$ 1,3 bilhão referente a primeira série, que será paga em 3 parcelas em 2028, 2029,, 2030 e encargos financeiros calculados com base na variação acumulada de 100,00% da DI diária mais uma sobretaxa de 0,43% a.a. que serão pagos semestralmente, segunda série, que será paga em 2 parcelas no valor de R\$ 500 milhões, em 2031 e 2032 e encargos financeiros calculados com base na variação acumulada de 100,00% da DI diária mais uma sobretaxa de 0,58% a.a. que serão pagos semestralmente e a terceira Série, no valor de R\$ 1,2 bilhão, que serão pagas em 7 parcelas nos anos de 15/07/31 a 15/07/37 com juros pagos semestralmente com variação acumulada do IPCA, com sobretaxa de 6,9543% a.a. O saldo em 31/12/2025 é de R\$ 3,17 bilhões.

ii. outras relações de longo prazo com instituições financeiras

- **Banco do Brasil:**

a) 1) Contrato com a Copel Geração e Transmissão, assinado em 2009, no valor de R\$ 169,5 milhões, com o objetivo de implementar o empreendimento UHE Mauá e seu Sistema de Transmissão Associado. O saldo em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 25,9 milhões.

2) Contrato com a Eletrobrás, assinado em 2009, com o objetivo de implementar o empreendimento UHE Mauá e seu Sistema de Transmissão Associado. Transferido para a Copel em Maio de 2025. O saldo em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 27,9 milhões

b) Cédula de Crédito Bancário no valor de R\$ 750,0 milhões, emitida no âmbito de contrato firmado com a Copel Distribuição em 29 de junho de 2022, destinado ao financiamento de capital de giro. O saldo em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 751,7 milhões.

- **BNB:**

a) Contrato com a Jandaíra Energias Renováveis, assinado em 2021, no valor de R\$ 208,7 milhões, com o objetivo de implantação do Complexo Eólico de Jandaíra. O saldo em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 165 milhões.

- b) Contrato com a Eólica Potiguar SPE S.A., assinado em 2021, no valor de R\$ 532,5 milhões, como parte da estratégia da Companhia de crescimento sustentável em energia renovável. O empreendimento é formado por cinco parques eólicos com 186,7 MW de capacidade instalada, localizados no município de Serra do Mel (Rio Grande do Norte). O saldo em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 486,4 milhões.
- c) Contrato com a Eólica Aventura SPE S.A., assinado em 2018, no valor de R\$ 348,4 milhões, com o objetivo de implantação do Complexo Eólico Aventura. O saldo em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 299 milhões.
- d) Contrato com a Eólica SRMN SPE S.A., assinado em 2019, no valor de R\$ 513,0 milhões, com o objetivo de implantação do Complexo Eólico Santa Rosa e Mundo Novo (SRMN). O saldo em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 516,8 milhões.

- **Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras (atualmente, AXIA Energia S.A.):**

- a) Eletrobras - Programa Luz para Todos, 5ª tranche, no valor de R\$ 17,0 milhões com recursos do Fundo de Investimento de Infraestrutura e Saneamento da Caixa Econômica Federal, firmado em 2015. O saldo em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 1,9 milhões.

- **BNDES:**

- a) Contrato com a Copel Geração e Transmissão, assinado em 2009, no valor de R\$ 169,5 milhões, com o objetivo de implantar o empreendimento UHE Mauá e seu Sistema de Transmissão Associado. Em maio de 2015, foi transferido para Copel o valor da Eletrobrás como saldo do subcrédito, ficando o saldo em 31 de dezembro de 2025 no valor total de R\$ 56,8 milhões.
- b) Dois contratos com a Copel Geração e Transmissão, assinado em 2011, no montante de R\$ 44,7 milhões, com o objetivo de implementar a Linha de Transmissão Foz do Iguaçu — Cascavel Oeste e a aquisição de máquinas e equipamentos para implantação dessa linha de transmissão. Possuem saldo em 31 de dezembro de 2025 de R\$ 1,2 milhões.
- c) Contrato com GE Boa Vista S.A., GE Farol S.A., GE Olho Dágua S.A. e GE São Bento S.A., assinado em março de 2012, totalizando R\$ 282,0 milhões destinados à construção e implantação de centrais geradoras eólicas. Possuem saldo em 31 de dezembro de 2025 de R\$ 98,2 milhões.
- d) Contrato com a Copel Geração e Transmissão, assinado em 2013, no montante de R\$ 17,6 milhões, para implantação da Subestação Cerquilho III. Possui saldo em 31 de dezembro de 2025 de R\$ 3,7 milhões.
- e) Contrato com a empresa Costa Oeste, assinado em 2013, no montante de R\$ 36,7 milhões, para implantação de Linha de Transmissão 230 kV entre a SE Cascavel Oeste e a SE Umuarama Sul e implantação da SE. Possui saldo em 31 de dezembro de 2025 de R\$ 6,6 milhões.
- f) Contrato com a empresa Marumbi, assinado em 2014, no montante de R\$ 55 milhões, para implantação de Linha de Transmissão 525 kV entre a SE Curitiba e a SE Curitiba Leste e implantação da SE Curitiba. Possui saldo em 31 de dezembro de 2025 de R\$ 9,5 milhões.
- g) Contrato com a Santa Maria Energias Renováveis S.A, assinado em 2015, no montante de R\$ 71,6 milhões para construção e implantação de centrais geradoras eólicas. Possui saldo em 31 de dezembro de 2025 de R\$ 24 milhões.

- h) Contrato com a Santa Helena Energias Renováveis S.A., assinado em 2015, no montante de R\$ 83,0 milhões, para construção e implantação de centrais geradoras eólicas. Possui saldo em 31 de dezembro de 2025 de R\$ 25,2 milhões.
- i) Contrato com a Copel Geração e Transmissão, assinado em 2015, no montante de R\$ 34,3 milhões, para implantação de linha de transmissão Assis - Paraguaçu Paulista II. Possui saldo em 31 de dezembro de 2025 de R\$ 10,1 milhões.
- j) Contrato com a Copel Geração e Transmissão, assinado em 2015, no montante de R\$ 21,6 milhões, para implantação de linhas de transmissão Londrina - Figueira e Salto Osório - Foz do Chopim C2. Possui saldo em 31 de dezembro de 2025 de R\$ 5,7 milhões.
- k) Contrato com a Cutia Empreendimentos Eólicos S.A., assinado em 2018, no montante de R\$ 619,4 milhões, para a construção e implantação de centrais geradoras eólicas. Possui saldo em 31 de dezembro de 2025 de R\$ 477,5 milhões.
- l) Contrato com a Copel Geração e Transmissão, Lote E assinado em 2020, no montante de R\$ 432,1 milhões, para implantação de: SE Andirá Leste, Linha de Transmissão Baixo Iguaçu – Realeza, SE Curitiba Centro e Linha de Transmissão Curitiba Centro – Uberaba, SE Medianeira e Linha de Transmissão Curitiba Leste – Blumenau. Possui saldo em 31 de dezembro de 2025 de R\$ 394,8 milhões.

• **Emissão de debêntures e notas promissórias:**

- a) Instrumento particular de escritura da 2ª emissão de debêntures, assinado em 24 março de 2016, entre a Nova Asa Branca I, II e III, Eurus IV, Ventos de Santo Uriel e o BNDES Participações S.A., cujos recursos foram destinados à implantação dos parques eólicos. O saldo em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 65,6 milhões.
- b) Instrumento particular de escritura da 1ª emissão de debêntures, assinado em 20 de março de 2019 entre a Cutia Empreendimentos Eólicos e a Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários, cujos recursos foram destinados à construção e implantação dos Complexos Eólicos Cutia e Bento Miguel. O saldo em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 316 milhões.
- c) Instrumento particular de escritura da 5ª emissão de debêntures, assinado em 15 de novembro de 2019 entre a Copel Distribuição e a Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários, cujos recursos foram destinados ao investimento para expansão, renovação ou melhoria, reembolso de despesas da rede de distribuição de energia elétrica da Copel Distribuição vinculada ao contrato de concessão nº 46/1999 da ANEEL e reforço do capital de giro e recomposição de caixa pela amortização final da 2ª emissão de debêntures. O saldo em 31 de dezembro de 2025 é de R\$472,3 milhões.
- d) Instrumento particular de escritura da 6ª emissão de debêntures, assinado em 16 de junho de 2021 entre a Copel Distribuição e a Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários, cujos recursos foram destinados a investimento para expansão, renovação ou melhoria, reembolso de despesas da rede de distribuição de energia elétrica da Copel Distribuição vinculada ao Contrato de Concessão nº 46/1999 da ANEEL e reforço do capital de giro e recomposição de caixa pela amortização da primeira parcela de principal das debêntures de cada uma das seguintes emissões da Copel Distribuição: 3ª, 4ª e 5ª Emissão. O saldo em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 641,9 milhões.

- e) Instrumento particular de escritura da 7ª emissão de debêntures, assinado em 15 de outubro de 2021 entre a Copel Geração e Transmissão e a Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários, cujos recursos foram destinados a reforço do capital de giro da Emissora, amortização e/ou o reembolso de caixa, de parcela de principal das debêntures de cada uma das seguintes emissões da Emissora: (a) 3ª emissão da Emissora e (b) 4ª emissão da Emissora e investimentos para expansão, renovação ou melhoria e/ou reembolso de despesas no âmbito dos seguintes projetos: melhorias da Usina Gov. Bento Munhoz da Rocha Netto; implantação dos ativos do Lote “E”, do Leilão Aneel nº 05/2015; aportes da SPE Mata de Santa Genebra S.A; e aportes na SPE PCH Bela Vista S.A. O saldo em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 1,04 milhões.
- f) Instrumento particular de escritura da 7ª emissão de debêntures, assinado em 15 de maio de 2022, entre a Copel Distribuição e a Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários, cujos recursos foram destinados da seguinte forma: com relação às debêntures da primeira e segunda série, os recursos foram destinados para (i) o reforço do capital de giro da Copel Distribuição; e (ii) a amortização da primeira parcela de principal das debêntures da 3ª e 4ª, e 5ª emissão da Copel Distribuição; e (ii) com relação às debêntures da terceira série, os recursos foram destinados exclusivamente para investimentos para expansão, renovação ou melhoria e/ou reembolso de despesas da rede de distribuição de energia elétrica da Copel Distribuição, vinculada ao “*Contrato de Concessão nº 46/1999-ANEEL*”, de 24 de junho de 1999, conforme aditado (“*Contrato de Concessão*”), bem como a construção, implantação e exploração da rede de distribuição de energia elétrica da Copel Distribuição, vinculada ao Contrato de Concessão. O saldo em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 1.245,6 milhões.
- g) Instrumento particular de escritura da 8ª emissão das debêntures, assinado em 15 de janeiro de 2023 com a Copel Geração e Transmissão, destinados a aquisição dos Complexos Eólicos Santa Rosa & Mundo Novo (SRMN) e Aventura (Complexos Eólicos e aquisição complexos eólicos, respectivamente), localizados no estado do Rio Grande do Norte, nos municípios de Touros e São Tomé, que totalizam 260,4 MW de capacidade instalada. Reembolso de despesas de investimentos e/ou de aportes no âmbito dos Projetos das Centrais Geradoras Eólicas denominadas Jandaíras I, II, III e IV. O saldo em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 1,4 milhões.
- h) Instrumento particular de escritura da 8ª Emissão de debêntures, assinado em 15 de junho de 2023 com a Copel Distribuição, destinados a: (i) primeira e terceira série exclusivamente para reforço de caixa para atendimento dos compromissos da Emissora e a segunda série é exclusivo para amortização do principal e dos juros devidos no âmbito da “Escritura Particular da 4ª (quarta) Emissão de Debêntures, e o valor remanescente, se houver, para reforço de caixa para atendimento dos compromissos da Emissora. O saldo em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 402,8 milhões.
- i) Instrumento particular de escritura da 9ª Emissão de debentures, assinado em 15 de maio de 2024, entre a Copel Distribuição e a Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários, sendo destinados os recursos na sua totalidade para refinanciamento de compromissos financeiros vencidos em 2024, inclusive reembolso de pagamentos já feitos ao longo do ano e a recomposição e reforço de caixa da emissora. O saldo em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 2,4 bilhões.
- j) Instrumento particular de escritura da 1ª Emissão de debêntures, assinado em 05 de maio de 2024, entre a Copel Serviços e a Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários, sendo destinados os recursos exclusivamente para reforço de caixa para atendimento dos compromissos da Emissora. O saldo em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 71,6 milhões.

- k) Instrumento particular de escritura da 9ª Emissão de debêntures, assinado em 10 de outubro de 2024, entre a Copel Geração e Transmissão e a Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários, sendo a totalidade dos recursos destinados ao refinanciamento de compromissos financeiros vincendos em 2024, inclusive reembolso de pagamentos já feitos ao longo do ano, e à recomposição e reforço de caixa da Emissora. O saldo em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 1,65 milhões.
- l) No ano de 2025, Mata de Santa Genebra, 2ª emissão, com recursos destinados ao pagamento futuro ou reembolso de gastos, despesas ou dívidas relacionadas a implantação do projeto, que tenha, ocorrido em prazo igual ou inferior a 24 meses contados da data de encerramento da Oferta Restrita, passou a pertencer a Copel. O saldo em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 185,5 milhões
- m) Ainda no ano de 2025, Mata de Santa Genebra, 3ª Emissão, séries 1 a 3, passou a pertencer à Copel, objetivando reforçar o caixa da Emissora e reperfilar seu endividamento. O saldo em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 1.819,9 milhões.

iii. grau de subordinação entre as dívidas

Não há grau de subordinação contratual entre as dívidas da Companhia. Assim, caso tenha alguma exigência quanto ao passivo exigível, a Companhia seguirá a ordem de precedência universal de credores, incluindo a Lei nº 11.101, de 9 de fevereiro de 2005, e a Lei nº 6.024, de 13 de março de 1974.

iv. eventuais restrições impostas ao emissor, em especial, em relação a limites de endividamento e contratação de novas dívidas, à distribuição de dividendos, à alienação de ativos, à emissão de novos valores mobiliários e à alienação de controle societário, bem como se o emissor vem cumprindo essas restrições

A Companhia e suas controladas contrataram empréstimos e emitiram debêntures com cláusulas que requerem a manutenção de determinados índices econômico-financeiros dentro de parâmetros pré-estabelecidos, bem como outras condições a ser observadas, 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 mencionadas poderá implicar vencimento antecipado das dívidas e/ou multas.

Os principais indicadores econômico-financeiros que devem ser observados no âmbito dessas dívidas estão descritos no quadro abaixo:

Empresa	Instrumento Contratual	Indicador Financeiros	Limite
Copel Geração e Transmissão	5ª Emissão de Debêntures		$\leq 3,5$
Copel Geração e Transmissão	6ª Emissão de Debêntures		
Copel Geração e Transmissão	7ª Emissão de Debêntures		
Copel Geração e Transmissão	8ª Emissão de Debêntures		
Copel Geração e Transmissão	9ª Emissão de Debêntures		
Copel Distribuição	5ª Emissão de Debêntures	Dívida líquida consolidada/ Ebitda consolidado Índice de cobertura do serviço da dívida	$\geq 1,5$
Copel Distribuição	6ª Emissão de Debêntures		
Copel Distribuição	7ª Emissão de Debêntures		
Copel Distribuição	8ª Emissão de Debêntures		
Copel Distribuição	9ª Emissão de Debêntures		
Copel Distribuição	10ª Emissão de Debêntures		
Copel Serviços	1ª Emissão de Debêntures		
Mata de Santa Genebra Transmissão S.A	2ª Emissão de Debêntures	Índice de cobertura do serviço da dívida	$\geq 1,2$
Mata de Santa Genebra Transmissão S.A	3ª Emissão de Debêntures		
Cutia	1ª Emissão de Debêntures	Índice de cobertura do serviço da dívida	$\geq 1,2$
Copel Geração e Transmissão	10ª Emissão de Debêntures	Dívida líquida consolidada / Ebitda consolidado	$\leq 3,5$ $\geq 1,5$
Nova Asa Branca I	2ª Emissão de Debêntures	Índice de cobertura do serviço da dívida	$\geq 1,3$
Nova Asa Branca II	2ª Emissão de Debêntures		
Nova Asa Branca III	2ª Emissão de Debêntures		
Nova Eurús IV	2ª Emissão de Debêntures		
Ventos de Santo Uriel	2ª Emissão de Debêntures		
Copel Geração e Transmissão	BNDES Finem nº 820989.1 – Mauá	Ebitda/ Resultado Financeiro Líquido	$\geq 1,3$
Copel Geração e Transmissão	Banco do Brasil nº 21/02000-0 – Mauá		
Copel Geração e Transmissão	Nota Comercial	Índice de cobertura do serviço da dívida	$\geq 1,5$
Cutia (a)	BNDES Finem nº 18204611	Dívida líquida consolidada / Ebitda consolidado	$\leq 3,5$
			$\geq 1,2$
Santa Maria	BNDES Finem nº 14212711	Índice de cobertura do serviço da dívida	$\geq 1,3$
Santa Helena	BNDES Finem nº 14212721		
São Bento Energia, Investimento e Participações	Contrato de Cessão BNDES	Índice de cobertura do serviço da dívida	$\geq 1,3$
GE Boa Vista S.A.	BNDES Finem nº 11211531		
GE Farol S.A.	BNDES Finem nº 11211521		
GE Olho D'Água S.A.	BNDES Finem nº 11211551		
GE São Bento do Norte S.A.	BNDES Finem nº 11211541		
Costa Oeste	BNDES Finem nº 13212221	Índice de cobertura do serviço da dívida	$\geq 1,3$
Marumbi	BNDES Finem nº 14205851	Índice de cobertura do serviço da dívida	$\geq 1,3$

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

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 o exercício de 2029, do procedimento de cálculo do ICSD atual pelo cálculo com base nas demonstrações financeiras consolidadas da garantidora Companhia Paranaense de Energia - Copel. Ainda 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 garantidora Companhia Paranaense de Energia - Copel. Em 31.12.2025, todos os demais indicadores e condições acordados foram integralmente atendidos.

g. limites dos financiamentos contratados e percentuais já utilizados

Atualmente em fase de utilização, a Copel tem contratado os seguintes financiamentos:

- a) Eletrobrás - Programa Luz para Todos, 5ª tranche, no valor de R\$ 17,0 milhões com recursos do Fundo de Investimento de Infraestrutura e Saneamento da Caixa Econômica Federal, sendo que, deste valor, R\$ 15,9 milhões já foram liberados.
- b) BNDES, para implantação da Linha de Transmissão Londrina Figueira C2, e da linha de transmissão Salto Osorio - Foz do Chopim C2, no valor total de R\$ 21,6 milhões, sendo que, deste valor, R\$ 18,2 milhões já foram liberados.
- c) BNDES, para implantação da Linha de Transmissão Assis – Paraguaçu Paulista II, bem como a subestação “SE” Paraguaçu Paulista II, no valor total de R\$ 34,3 milhões, sendo que, deste valor, R\$ 28,8 milhões já foram liberados.
- d) BNDES, para implantação do parque eólico de Santa Maria, no valor total de R\$ 71,6 milhões, sendo que, deste valor, R\$ 60,3 milhões já foram liberados.
- e) BNDES, para implantação do parque eólico de Santa Helena no valor total de R\$ 83,0 milhões, sendo que, deste valor, R\$ 64,5 milhões já foram liberados.
- f) BNDES, Construção e implantação de centrais geradoras eólicas do Complexo Cutia, no valor total de R\$ 619,4 milhões, sendo que, deste valor, R\$ 589,2 milhões já foram liberados.
- g) BNDES, implantação de: SE Andirá Leste, Linha de Transmissão Baixo Iguaçu – Realeza, SE Curitiba Centro e Linha de Transmissão Curitiba Centro – Uberaba, SE Medianeira e Linha de Transmissão Curitiba Leste – Blumenau no valor total de R\$ 432,1 milhões, sendo que, deste valor, R\$ 347,6 milhões, já foram liberados.
- h) BNB, Implantação do Complexo Eólico de Jandaíra, no valor total de R\$ 208,7 milhões, sendo que, deste valor, R\$ 208,7 milhões já foram liberados.
- i) BNB, contrato com a Eólica Potiguar SPE S.A, no valor de R\$ 532,5 milhões, como parte da Estratégia da Companhia de crescimento sustentável em energia renovável. O empreendimento é formado por 5 parques eólicos com 186,7 MW de capacidade instalada, localizados no município de Serra do Mel – RN. O complexo foi adquirido com o montante já liberado na totalidade.
- j) BNB, Contrato com a Central Eólica Aventura, com o objetivo da Implantação do Complexo Eólico de Aventura. No valor de R\$ 348,4 milhões, já liberados R\$ 348,4 milhões.
- k) BNB, Contrato com a Central Eólica SRMN, com o objetivo da Implantação do Complexo Eólico de SRMN. No valor de R\$ 513,0 milhões, já liberados R\$ 513,0 milhões.

h. alterações significativas em itens das demonstrações de resultado e de fluxo de caixa

DEMONSTRAÇÕES DE RESULTADOS (Em Reais mil)

	31.12.2025	Análise vertical 31.12.2025	Análise horizontal 2025-2024	31.12.2024
OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE				
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	26.116.856	100,0%	15,3%	22.651.036
Custos Operacionais	(20.455.357)	-78,3%	15,2%	(17.759.792)
LUCRO OPERACIONAL BRUTO	5.661.499	21,7%	15,7%	4.891.244
Outras receitas (despesas) operacionais				
Despesas com vendas	(133.601)	-0,5%	-2,6%	(137.121)
Despesas gerais e administrativas	(876.873)	-3,4%	6,2%	(825.350)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	153.989	0,6%	-205,7%	(145.727)
Resultado da equivalência patrimonial	239.997	0,9%	-14,7%	281.202
	(616.488)	-2,4%	-25,5%	(826.996)
Lucro antes do resultado financeiro e tributos	5.045.011	19,3%	24,1%	4.064.248
Resultado Financeiro				
Receitas financeiras	1.343.658	5,1%	13,4%	1.184.779
Despesas financeiras	(3.142.010)	-12,0%	34,2%	(2.341.793)
	(1.798.352)	-6,9%	55,4%	(1.157.014)
LUCRO OPERACIONAL	3.246.659	12,4%	11,7%	2.907.234
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL				
Imposto de renda e contribuição social	(196.186)	-0,8%	10,2%	(177.999)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(381.432)	-1,5%	-9,5%	(421.436)
	(577.618)	-2,2%	-3,6%	(599.435)
Lucro líquido e de operações em continuidade	2.669.041	10,2%	15,7%	2.307.799
OPERAÇÕES DESCONTINUADAS				
Lucro líquido proveniente de operações descontinuadas	18.898	0,1%	-99,2%	2.307.799
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO	2.687.939	10,3%	-41,8%	4.615.598
Atribuído aos acionistas empresa controladora - operações em continuidade	2.669.716	10,2%	13,8%	2.345.941
Atribuído aos acionistas emp. controladora - operações descontinuadas	18.898	0,1%	-95,9%	463.690
Atribuído aos acionistas não controladores - operações em continuidade	(675)	0,0%	-97,5%	(26.800)
Atribuído aos acionistas não controladores - operações em continuidade	—	0,0%	-100,0%	16.539

O item 2.2 deste Formulário de Referência detalha as variações significativas ocorridas na demonstração do resultado.

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA (Em Reais mil)

	31.12.2025	Análise horizontal 2025-2024	31.12.2024
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	4.161.939	-26,1%	5.634.623
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	3.130.363	-24,8%	4.161.939
Variação de caixa e equivalentes de caixa proveniente de operações descontinuadas	(13)	-100,0%	(69.338)
VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	(1.031.589)	-33,1%	(1.542.022)

Conforme demonstrado no quadro acima, houve uma variação negativa no saldo de caixa e equivalentes de caixa no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025 e uma redução de -33,1% em relação ao exercício anterior. A seguir estão apresentados os detalhamentos das variações nos fluxos de caixa decorrentes das atividades operacionais, atividades de investimento e atividades de financiamento.

Atividades Operacionais - O Fluxo de Caixa das atividades operacionais apresentou geração de R\$ 3.028,4 milhões em 2025, ante R\$ 3.393,5 milhões em 2024, refletindo principalmente o valor maior de pagamento de encargos da dívida.

	31.12.2025	Análise horizontal 2025-2024	31.12.2024
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS			
Lucro líquido do período proveniente de operações em continuidade	2.669.041	15,7%	2.307.799
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	2.650.447	28,0%	2.071.041
Juros efetivos - bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime	(119.557)	-1,0%	(120.800)
Remuneração de contratos de concessão de transmissão	(867.817)	4,1%	(833.630)
Imposto de renda e contribuição social	196.186	10,2%	177.999
Imposto de renda e contribuição social diferidos	381.432	-9,5%	421.436
Resultado da equivalência patrimonial	(239.997)	-14,7%	(281.202)
Apropriação de obrigações de benefícios pós emprego	234.835	-8,9%	257.711
Constituição para programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência	204.301	12,5%	181.675
Reconhecimento do valor justo do ativo indenizável da concessão	(161.244)	95,6%	(82.424)
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	(2.587.485)	180,1%	(923.724)
Depreciação e amortização	1.481.886	1,1%	1.465.478
Provisão decorrente do programa de demissão voluntária	21.489	17,4%	18.306
Incentivos de longo prazo	24.972	346,3%	5.595
Perdas estimadas, provisões e reversões operacionais líquidas	270.787	-21,5%	345.102
Realização de mais/menos valia em combinações de negócios	(2.134)	195,6%	(722)
Valor justo nas operações de compra e venda de energia no mercado ativo	(18.563)	-150,7%	36.604
Baixas de contas a receber vinculadas à concessão	6.089	86,5%	3.265
Baixas de ativos de contrato	20.453	41,1%	14.496
Resultado das baixas de imobilizado	42.783	32,7%	32.234
Resultado das baixas de intangíveis	148.017	94,3%	76.183
Resultado das baixas de direito de uso de ativos e passivo de arrendamentos –	225	-104,7%	(4.774)
Resultado na alienação de imóveis	(335.595)	26,9%	(264.434)
Resultado de combinação de negócios	(141.661)	—%	—
Outros	(34.624)	—%	—
	3.883.779	-20,8%	4.903.214

Redução (aumento) dos ativos

Cientes	583.133	-3,2%	602.196
Dividendos e juros sobre o capital próprio recebidos	218.472	-2,5%	223.985
Depósitos judiciais	61.233	232,3%	18.427
Ativos financeiros setoriais	705.732	99,1%	354.421
Outros créditos	(124.395)	69,2%	(73.515)
Estoques	(37.074)	-196,5%	38.402
Imposto de renda e contribuição social a recuperar	(169.338)	-42,7%	(295.650)
Outros tributos a recuperar	(168.880)	232,9%	(50.731)
Despesas antecipadas	1.705	-598,5%	(342)
Partes relacionadas	621	-13,1%	715
	1.071.209	31,0%	817.908

Aumento (redução) dos passivos

Obrigações sociais e trabalhistas	161	-100,1%	(313.552)
Fornecedores	441.154	506,6%	72.730
Outras obrigações fiscais	1.151.954	30,5%	882.575
Benefícios pós-emprego	(200.116)	-8,9%	(219.780)
Encargos setoriais a recolher	15.283	-191,8%	(16.641)
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	(232.611)	-31,0%	(336.956)
Contas a pagar vinculadas à concessão	(117.607)	6,5%	(110.385)
Outras contas a pagar	(435.763)	232,0%	(131.259)
Provisões para litígios quitadas	(344.547)	-0,2%	(345.138)
	277.908	-153,6%	(518.406)

CAIXA GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS**5.232.896 0,6% 5.202.716**

Imposto de renda e contribuição social pagos	(197.793)	-9,8%	(219.219)
Encargos de empréstimos e financiamentos pagos	(425.192)	-9,8%	(471.276)
Encargos de debêntures pagos	(1.549.452)	42,3%	(1.089.013)
Encargos de passivo de arrendamentos pagos	(32.013)	-3,8%	(33.292)

**CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS
PROVENIENTES DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE****3.028.446 -10,7% 3.389.916****CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS
PROVENIENTES DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS****— -100,0% 3.620****CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS****3.028.446 -10,8% 3.393.536**

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

	31.12.2025	Análise horizontal 2025-2024	31.12.2024
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO			
Aplicações financeiras	64.707	-296,4%	(32.939)
Aquisições de ativos de contrato	(2.903.661)	33,5%	(2.174.902)
Aquisições de controladas - efeito no caixa	(190.433)	0,0%	—
Alienação de investimentos - adiantamento	2.536.421	5289,1%	47.066
Aportes em investimentos	(1.060.804)	#DIV/0!	—
Redução de capital em investidas	294	—	37.129
Aquisições de imobilizado	(162.100)	17,8%	(137.635)
Alienações de imobilizado	—	—	11.440
Aquisições de intangível	(43.788)	-98,9%	(4.098.286)
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO PROVENIENTES DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE	(1.759.364)	-72,3%	(6.348.127)
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO PROVENIENTES DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS	—	-100,0%	608.713
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO	(1.759.364)	-69,3%	(5.739.414)

Atividades de Financiamento - O Fluxo de Caixa das atividades de financiamento apresentou consumo de R\$ (2.300,7) milhões em 2025, frente à geração de R\$ 803,9 milhões em 2024, resultado impactado, sobretudo, pela maior amortização de dívidas e pelo pagamento do prêmio pago aos acionistas no processo de migração para o Novo Mercado, compensado por um maior valor de captações realizadas em 2025 pela Copel Distribuição e Copel Geração e Transmissão.

	31.12.2025	Análise horizontal 2025-2024	31.12.2024
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO			
Ingressos de empréstimos e financiamentos	—	-100,0%	5.051
Custos de transação na captação de empréstimos e financiamentos	—	-100,0%	(1.693)
Ingressos de debêntures emitidas	5.000.000	27,6%	3.920.000
Custos de transação na emissão de debêntures	(66.366)	9,5%	(60.623)
Amortizações de principal de empréstimos e financiamentos	(1.254.405)	379,2%	(261.753)
Amortizações de principal de debêntures	(3.317.499)	207,2%	(1.079.912)
Amortizações de principal de passivo de arrendamentos	(69.583)	-1,9%	(70.949)
Recompra de ações próprias	(70.046)	—	(50.044)
Prêmio pago aos acionistas	(1.273.727)	—	—
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos	(1.249.045)	-21,3%	(1.586.565)
CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO PROVENIENTES DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE	(2.300.671)	-382,8%	813.512
CAIXA LÍQUIDO GERADO (UTILIZADO) PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO PROVENIENTES DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS	—	-100,0%	(9.656)
CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO	(2.300.671)	-386,2%	803.856

a) Resultados das operações do emissor, em especial:

i. Descrição de quaisquer componentes importantes da receita

Receita Operacional Líquida (em R\$ mil)

O quadro a seguir apresenta o detalhamento da receita operacional líquida:

	Análise vertical		Análise horizontal	
	31.12.2025	31.12.2024	2025-2024	31.12.2024
Fornecimento de energia elétrica	7.932.853	30,4%	(6,2%)	8.454.990
Suprimento de energia elétrica	4.784.669	18,3%	53,3 %	3.120.628
Disponibilidade da rede elétrica	6.974.666	26,7%	(1,0%)	7.048.036
Receita de construção	3.303.150	12,6%	29,5%	2.550.809
Valor justo do ativo indenizável da concessão	161.244	0,6%	95,6 %	82.424
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	2.348.143	9,0%	180,1 %	838.280
Outras receitas operacionais	612.131	2,3%	10,1%	555.869
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	26.116.856	100,0%	15,3%	22.651.036

A variação na Receita Operacional Líquida é reflexo da:

1. queda de 6,2% da Receita de Fornecimento de Energia Elétrica em 2025 associada à: (i) redução de volume comercializado para consumidores livres pela Copel COM; (ii) redução de 5,7% no consumo do mercado cativo da Copel DIS, além dos efeitos dos Reajustes Tarifários Periódicos que reduziram a tarifa de energia, compensados pelo crescimento da receita de subvenções para descontos tarifários.
2. aumento de 53,3% no Suprimento de Energia Elétrica, refletindo, principalmente, o crescimento das vendas no Ambiente de Contratação Livre (ACL ou mercado livre) na Copel COM, bem como o melhor desempenho da Copel GeT no Mercado de Curto Prazo (MCP), em especial, com a modulação do portfólio de geração hidrelétrica diante do comportamento do PLD do submercado Sul, e do maior volume de energia vendida para contratos bilaterais. Contribuíram ainda para esse resultado o aumento das vendas de energia no MCP e no Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MSCD) pela Copel DIS. No segmento de geração eólica, houve redução da provisão para desvio de geração para os contratos ACR, decorrente do ressarcimento de curtailment, conforme Lei nº 15.269/2025.
3. queda de 1,0% na Receita de Disponibilidade da Rede Elétrica em 2025 decorrente, principalmente, do aumento de encargos da CDE na Copel DIS e do impacto negativo de R\$ 115,1 milhões, em função da revisão dos valores do componente financeiro da RAP na Rede Básica do Sistema Existente (RBSE), conforme Resolução Homologatória nº 3.467/2025 da Aneel. Estes resultados foram parcialmente compensados pelo crescimento de 1,1% do Mercado Fio na Copel DIS e da consolidação da transmissora Mata de Santa Genebra na Copel GeT, como resultado da combinação de negócio estratégico.
4. aumento de 29,5% da Receita de Construção em 2025 refletindo o forte aumento dos investimentos no segmento de distribuição, com destaque para os projetos Paraná Trifásico e Rede Elétrica Inteligente (REI), orientados para modernização, automação e renovação da rede de distribuição, por meio da adoção de tecnologias padronizadas voltadas ao atendimento dos sistemas de automação. Adicionalmente, contribuíram para esse desempenho os reforços e melhorias realizados no segmento de transmissão.

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

ii. fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

Além das variações de receita detalhadas acima, os itens a seguir apresentam outros fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais e o lucro do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025.

Custos e Despesas Operacionais (em R\$ mil)

	Análise vertical		Análise horizontal	
	31.12.2025	31.12.2024	2025-2024	31.12.2024
Energia elétrica comprada para revenda	(11.110.778)	52,1%	24,5%	(8.924.895)
Encargos de uso da rede elétrica	(2.755.534)	12,9%	-3,8%	(2.865.490)
Pessoal e administradores	(960.788)	4,5%	-11,2%	(1.081.797)
Planos previdenciário e assistencial	(234.547)	1,1%	-9,6%	(259.352)
Material	(108.061)	0,5%	24,4%	(86.882)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	—	0,0%	-100,0%	(936)
Serviços de terceiros	(1.192.282)	5,6%	11,0%	(1.074.308)
Depreciação e amortização	(1.481.886)	7,0%	1,1%	(1.465.478)
Perdas de créditos, provisões e reversões	(270.787)	1,3%	-21,5%	(345.102)
Custo de construção	(3.272.763)	15,4%	29,7%	(2.522.908)
Outros custos e despesas operacionais	75.584	-0,4%	-131,4%	(240.842)
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(21.311.842)	100,0%	13,0%	(18.867.990)

Os principais fatores que levaram ao aumento custos e despesas operacionais, **subdivididos em custos e despesas não gerenciáveis e gerenciáveis e outros fatores**, encontram-se descritos a seguir:

Custos e Despesas com Energia Elétrica

- 1) crescimento de 24,5% nos custos com energia elétrica comprada para revenda, devido ao maior volume de energia proveniente do sistema de compensação de MMGD e aumento dos custos na CCEE na Copel DIS e ao aumento de compra de energia na Copel COM para fazer frente aos maiores volumes vendidos;

Custos e Despesas Gerenciáveis

- 1) redução 11,2% de despesas com pessoal e administradores em razão, principalmente, da redução do quadro de empregados que impactou na queda do total dos custos com remuneração, encargos e auxílios, e do menor valor de provisões por desempenho e participação nos lucros de empregados e administradores. Estes eventos foram compensados pelo acréscimo dos honorários de administradores e Incentivos a Longo Prazo (ILP) e pela atualização salarial decorrente do acordo coletivo de trabalho; e
- 2) elevação de 11,0% com serviços de terceiros impulsionada pela maior volume de manutenção da rede elétrica e de consultorias especializadas, principalmente serviços jurídicos e suportes sistêmicos, e pelo atendimento aos consumidores com maior volume de religações e atendimentos do call center;
- 3) queda de 21,5% em perdas de créditos, provisões e reversões, decorrente principalmente de menores valores de provisões para litígios cíveis além da reversão de impairment registrada em 2024, não recorrente em 2025.

- 4) redução expressiva em outros custos e despesas operacionais, decorrente dos ganhos com a alienação de usinas e com o descruzamento de ativos efetuados pela Copel GeT em 2025 (NE nº 37) e pelo ressarcimento do curtailment para os contratos ACL em decorrência da Lei 15.269/2025, compensados pelas perdas relacionadas à desativação de ativos associadas ao programa de investimento da Copel DIS;

Outros Custos e Despesas

- 1) aumento 1,1% da Depreciação e amortização decorrente da entrada em operação de novos ativos de distribuição compensada pela cessação de depreciação de ativos que estiveram na condição de mantidos para venda durante o ano de 2025, além da mudança de estimativa da depreciação e amortização de ativos da GET em função da renovação das concessões ocorridas em 2024;
- 2) elevação de 29,7% dos custo de construção, em linha com o ciclo robusto de investimentos da Companhia, especialmente no Programa Transformação da Copel DIS e nos reforços de transmissão;

Resultado de Equivalência Patrimonial

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

Resultado financeiro

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

Imposto de Renda e Contribuição Social

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

Operações Descontinuadas

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

Lucro Líquido

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

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

b) variações relevantes das receitas atribuíveis a introdução de novos produtos e serviços, alterações de volumes e modificações de preços, taxas de câmbio e inflação

As principais variações das receitas da Companhia estão explicadas no item 2.2.a (i) acima. A seguir apresentamos o detalhamento das informações a respeito de itens que impactaram na receita.

Reajuste Tarifário Anual/Revisão Tarifária da Copel Distribuição

O resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2025 da Copel Distribuição foi homologado pela Aneel por meio da Resolução Homologatória nº 3.472 de 17.06.2025, com reajuste médio de 2,02% percebido pelos consumidores, cuja aplicação ocorreu integralmente às tarifas a partir de 24.06.2025 (nulo em junho/2024 pela Resolução Homologatória nº 3.336 de 18.06.2024)

Geração e Comercialização de Energia

A receita desses segmentos é proveniente da venda de energia para consumidores livres, concessionárias, permissionárias e outras comercializadoras, por meio de contratos bilaterais e no ambiente regulado os quais são corrigidos anualmente.

Além disso, a receita é afetada também por mudanças na metodologia usada para calcular preços de energia no curto prazo (Preço de Liquidação de Diferenças, ou PLD), bem como pelo Fator de Geração em Escala (GSF), utilizado para ajustar a produção de energia garantida e representa o índice entre o total de energia produzida pelas usinas hidroelétricas que integram o Mecanismo de Realocação de Energia (ou MRE) e sua potência garantida. Isto representa, em média, a quantidade de energia comprometida nos contratos de geração de energia. Se houver taxas de fluxo excessivamente baixas, o GSF será igual ou inferior a 1.

Variação do PLD e GSF:

Mês	PLD ¹			GSF ²		
	2025	2024	Variação 2025x2024	2025	2024	Variação 2025x2024
Janeiro	59,2	61,1	(3)%	113 %	87 %	30 %
Fevereiro	93,8	61,2	53 %	111 %	89 %	25 %
Março	332,6	61,1	445 %	99 %	95 %	4 %
Abril	203,0	61,1	232 %	102 %	104 %	(2)%
Maio	233,4	61,1	282 %	97 %	104 %	(7)%
Junho	236,1	66,4	256 %	88 %	89 %	(2)%
Julho	211,7	87,1	143 %	69 %	85 %	(18)%
Agosto	287,2	118,8	142 %	63 %	79 %	(21)%
Setembro	260,3	307,8	(15)%	63 %	73 %	(14)%
Outubro	250,2	480,8	(48)%	63 %	74 %	(15)%
Novembro	278,0	103,5	169 %	66 %	80 %	(18)%
Dezembro	265,9	64,8	310 %	74 %	86 %	(15)%
Média anual	225,9	127,9	77 %	84 %	87 %	(4)%

¹ PLD médio da região Sul - R\$/MWh

² Relação entre o volume de energia efetivamente gerado pelo MRE e a Garantia Física total do mecanismo

(c) impactos relevantes da inflação, da variação de preços dos principais insumos e produtos, do câmbio e da taxa de juros no resultado operacional e no resultado financeiro do emissor

Os principais indicadores e índices macroeconômicos que influenciam o resultado operacional e financeiro da Companhia são:

- 1) PIB: o desempenho geral da economia brasileira afeta a demanda de energia elétrica.
- 2) Inflação (IPCA e IGP-M): afetam a receita e os custos e despesas operacionais, além de alguns contratos de dívida.
- 3) Taxa de Câmbio: tem reflexo no custo de energia comprada de Itaipu.
- 4) Taxa de juros (SELIC/CDI e TJLP): o CDI é o indicador ao qual as dívidas e as aplicações financeiras estão vinculadas e a SELIC e TJLP indexam parcela da dívida da Companhia.

Os impactos mais relevantes destes índices se deram na Receita de Disponibilidade da Rede Elétrica, em função da remuneração dos ativos de contrato pelo IPCA, e no resultado financeiro, pelo impacto da SELIC/CDI, TJLP e IPCA sobre os contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures e pelo impacto do dólar na compra de energia de Itaipu.

(a) Mudanças nas práticas contábeis que tenham resultado em efeitos significativos sobre as informações previstas nos campos 2.1 e 2.2

Não foram registradas mudanças nas práticas contábeis da Companhia que tenham resultado em efeitos significativos sobre as informações previstas nos itens 2.1 e 2.2 deste Formulário de Referência no último exercício social e no exercício social corrente.

(b) Opiniões modificadas e ênfases presentes no relatório do auditor.

O relatório do auditor independente sobre as demonstrações financeiras da Companhia referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025 foi emitido sem opiniões modificadas e ênfases.

(a) Introdução ou alienação de segmento operacional

Não houve introdução ou alienação de segmento operacional no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025.

(b) Constituição, aquisição ou alienação de participação societária

Em atendimento às diretrizes do Planejamento Estratégico Empresarial da Copel - Visão 2030 quanto à descarbonização do seu portfólio de ativos, priorização de investimentos, ações diretamente ligadas ao seu core business (energia elétrica), concentração em ativos de maior porte e melhoria na eficiência operacional, a Copel vem efetuando desinvestimentos e reciclagem de ativos e participações, conforme disposto a seguir.

- **Ativos de Geração de Pequeno Porte**

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

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

Estes desinvestimentos ocorreram após o cumprimento de todas as condições precedentes relacionadas aos ativos envolvidos em cada fechamento e nas datas de conclusão a Copel GeT transferiu a titularidade das ações das 12 SPEs para a adquirente. A conclusão do desinvestimento do último ativo (UTE Figueira) ocorreu em 30 de abril de 2026, após o cumprimento de todas as condições precedentes aplicáveis.

- **Descruzamento de Ativos**

Em 2025 a Copel efetuou a troca de ativos com a Eletrobras (atualmente denominada AXIA Energia) detalhada a seguir.

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

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

Em 12.12.2024, conforme Fato Relevante 12/24, a Copel GeT celebrou o Contrato de Trespasse de Estabelecimento, de Compra e Venda de Participação Societária, de Cessão Onerosa de Participação em Consórcio com Compra e Venda de Ativos e Outras Avenças com a Eletrobras (AXIA Energia) e sua subsidiária integral Eletrobras CGT Eletrosul. Em 30.05.2025, com a conclusão da operação, a Copel GeT recebeu a totalidade da participação da AXIA Energia de 49% na UHE Mauá e de 49,9% na MSG, passando a deter participação integral destes ativos.

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

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

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

- **UHE Baixo Iguaçu**

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

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

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

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

- **Empreendimentos fotovoltaicos**

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

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

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

(c) Eventos ou operações não usuais

Os principais eventos e operações não usuais relevantes no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025, foram:

1. Alienação de Ativos de Pequeno Porte, descruzamento de ativos com AXIA Energia, alienação da UHE Baixo Iguaçu e alienação de empreendimentos fotovoltaicos, já detalhados na letra “b” deste item 2.4 do Formulário de Referência;
2. Migração da Copel para o segmento do Novo Mercado da B3

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

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

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

3. Reconhecimento do ressarcimento do *curtailment* (Lei 15.269/2025)

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

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

(a) **informar o valor das medições não contábeis**

i. Ebit, Ebitda e Margem Ebitda

O Ebit (sigla em inglês para LAJIR – Lucro antes dos Juros e Impostos sobre a Renda incluindo Contribuição Social sobre o Lucro Líquido) é uma medição que consiste no lucro líquido das operações continuadas ajustado pela despesa de imposto de renda e contribuição social corrente e diferida e pelo resultado financeiro líquido, conciliada com as demonstrações financeiras consolidadas da Companhia.

O Ebitda (sigla em inglês para LAJIDA – Lucro antes dos Juros, Impostos sobre Renda incluindo Contribuição Social sobre o Lucro Líquido, Depreciação e Amortização) é uma medição não contábil que consiste no Ebit ajustado pelas despesas com depreciação e amortização, conciliada com as demonstrações financeiras consolidadas da Companhia.

O Ebit e o Ebitda não são medidas reconhecidas pelas Práticas Contábeis Adotadas no Brasil nem pelas Normas Internacionais de Relatório Financeiro (“IFRS”), não possuem significado padrão e podem não ser comparáveis a medidas de títulos semelhantes divulgadas por outras companhias. Além disso, não devem ser considerados isoladamente ou como um substituto de lucro líquido ou lucro operacional, nem como um indicador de desempenho operacional ou fluxo de caixa ou para medir a liquidez ou a capacidade de pagamento da dívida. A Companhia utiliza o Ebit e o Ebitda como indicadores de performance para efeito gerencial.

A tabela abaixo apresenta o Ebitda, o Ebit e a Margem Ebitda (calculada pela divisão do Ebitda pela Receita Operacional Líquida):

(Reais Mil)	Exercício social 31.12.2025	Exercício social 31.12.2024
Ebitda Ebit + Depreciação e Amortização	6.526.897	5.529.726
Ebit Resultado das Atividades (incluindo resultado de equivalência patrimonial)	5.045.011	4.064.248
MARGEM Ebitda Ebitda/ROL	24,99%	24,41%

Considerando que a Companhia é uma empresa integrada que atua em diversos segmentos, para uma melhor análise e acompanhamento do desempenho econômico operacional, a tabela abaixo apresenta o Ebitda por segmento de atuação da Companhia:

Ebitda	Geração	Transmissão	Distribuição	Comercialização	Gas	Holding e Serviços	Reclassificações operações descontinuadas	Consolidado
Exercício social 31.12.2025	2.875.049	979.300	2.790.176	54.722	—	(172.350)	—	6.526.897
Exercício social 31.12.2024	1.964.909	1.129.454	2.574.517	16.652	85.759	(183.003)	(58.562)	5.529.726

ii. Dívida Líquida Ajustada

A Companhia também utiliza a Dívida Líquida Ajustada como medição não contábil, que equivale ao total da Dívida (empréstimos e financiamentos + debêntures) deduzidas as Disponibilidades (caixa e equivalentes de caixa somado aos títulos e valores mobiliários que representam garantias de contratos de dívidas). A Dívida Líquida Ajustada não é uma medida de desempenho financeiro, liquidez ou endividamento reconhecida pelas práticas contábeis adotadas no Brasil (BR GAAP) nem pelo IFRS, emitidas pelo IASB, e não possuem um significado padrão. Neste sentido, outras empresas podem calcular a Dívida Líquida de maneira diferente da utilizada pela Companhia.

A tabela abaixo apresenta a Dívida Líquida Ajustada com os valores das demonstrações financeiras consolidadas:

(Reais Mil)	Exercício social 31.12.2025	Exercício social 31.12.2024
Dívida Líquida Ajustada	16.276.517	13.157.422

iii. Ebitda Recorrente e Margem do Ebitda Recorrente

O Ebitda Recorrente não é uma medida de desempenho financeiro elaborada segundo as práticas contábeis adotadas no Brasil, nem pelas normas do IFRS, emitidas pelo IASB, e tampouco devem ser considerados como alternativas ao lucro (ou prejuízo) líquido, indicadores do desempenho operacional, alternativas aos fluxos de caixa ou como indicadores de liquidez.

O Ebitda Recorrente é calculado pela Companhia a partir do Ebitda contábil, sem considerar as despesas não desembolsáveis, o reflexo de caixa (depreciação e amortização), os eventos exclusivos e não recorrente que podem afetar as receitas ou despesas operacionais, a equivalência patrimonial e ajustado para considerar a receita regulatória das Transmissoras.

A Margem do Ebitda Recorrente é calculada pela divisão do Ebitda Recorrente pela Receita Operacional Líquida.

A tabela abaixo apresenta o Ebitda Recorrente e a Margem do Ebitda Recorrente para o período dos últimos doze meses findo em 31 de dezembro de 2025 e, para fins comparativos, em 31 de dezembro de 2024:

Ebitda (R\$ mil)	Exercício social 31/12/2025	Exercício social 31/12/2024
Ebitda Recorrente	5.533,8	5.021,7
Receita Operacional Líquida	26.116.856	22.651.036
Margem Ebitda Ajustado	21,6	22,3

iv. Ebitda Ajustado para fins de *covenants*

O EBITDA Ajustado para fins de *covenants* é uma medida não contábil utilizada para calcular a alavancagem e seu atendimento aos limites estabelecidos nos *covenants* previstos nas escrituras de emissão de debêntures da Companhia e suas controladas.

A tabela abaixo apresenta o Ebitda Ajustado para fins de *covenants* para os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2025 e, para fins comparativos, 2024:

Ebitda ajustado para fins de covenants R\$ Mil	Exercício Social 31/12/2025	Exercício Social 31/12/2024
Ebitda ajustado para fins de covenants	5.960.885	5.101.914

v. Dívida Líquida para fins de covenants e Índice de Alavancagem

A Dívida Líquida para fins de covenants é uma medida não contábil calculada pela Companhia. Para atendimento dos covenants previstos nos instrumentos de dívida da Companhia e suas controladas, a Companhia utiliza a Dívida Líquida, ajustada pela exclusão dos Títulos e Valores Mobiliários, com exceção das garantias prestadas no âmbito dos referidos instrumentos de dívida.

O índice de alavancagem da Companhia é calculado pela divisão da Dívida Líquida para fins de covenants pelo Ebitda Ajustado para fins de covenants.

A tabela abaixo apresenta o índice de alavancagem da Companhia, calculado pela divisão da Dívida Líquida para fins de covenants pelo Ebitda Ajustado para fins de covenants, para os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2025 e, para fins comparativos, 2024:

Consolidado	Exercício Social 31/12/2025	Exercício Social 31/12/2024
Dívida Líquida para fins de covenants	16.299.246	13.157.426
Ebitda ajustado para fins de covenants	5.960.885	5.101.914
Dívida Líquida para fins de covenants/Ebitda ajustado para fins de covenants	2,73	2,58

(b) fazer as conciliações entre os valores divulgados e os valores das demonstrações financeiras auditadas

i. Ebit, Ebitda e Margem do Ebitda

A tabela abaixo apresenta a conciliação do Ebit, do Ebitda e da Margem Ebitda com os valores das demonstrações financeiras consolidadas:

Cálculo do Ebitda (lucro antes dos juros, impostos, depreciação e amortização)	Exercício social 31.12.2025	Exercício social 31.12.2024
Lucro líquido do exercício	2.687.939	2.799.370
(-) Lucro líquido do exercício proveniente de operações descontinuadas	(18.898)	(491.571)
Lucro líquido do exercício proveniente de operações em continuidade	2.669.041	2.307.799
(+) IRPJ e CSLL	577.618	599.435
(+) Despesas (receitas) financeiras líquidas	1.798.352	1.157.014
Ebit	5.045.011	4.064.248
(+) Depreciação e amortização	1.481.886	1.465.478
Ebitda	6.526.897	5.529.726
Receita Operacional Líquida - ROL	26.116.856	22.651.036
Margem Ebitda	24,99%	24,41%

Para uma melhor compreensão do setor, em linha com as informações apresentadas no item anterior, a tabela a seguir apresenta a conciliação do Ebitda por segmento de atuação da Companhia:

Geração R\$ mil	Exercício social 31.12.2025	Exercício social 31.12.2024
Lucro Líquido	1.382.794	474.102
(-) Lucro líquido do exercício proveniente de operações descontinuadas	(18.898)	(12.004)

Imposto de Renda e Contribuição Social	258.833	197.338
Resultado Financeiro	511.209	484.215
Ebit	2.133.938	1.143.651
Depreciação e Amortização	741.111	821.258
Ebitda	2.875.049	1.964.909
Transmissão R\$ mil	Exercício social 31.12.2025	Exercício social 31.12.2024
Lucro Líquido	473.709	807.352
Imposto de Renda e Contribuição Social	37.950	93.925
Resultado Financeiro	448.213	211.108
Ebit	959.872	1.112.385
Depreciação e Amortização	19.428	17.069
Ebitda	979.300	1.129.454
Distribuição R\$ mil	Exercício social 31.12.2025	Exercício social 31.12.2024
Lucro Líquido	1.072.507	1.134.022
Imposto de Renda e Contribuição Social	219.541	322.349
Resultado Financeiro	785.862	525.920
Ebit	2.077.910	1.982.291
Depreciação e Amortização	712.266	592.226
Ebitda	2.790.176	2.574.517
Comercialização R\$ mil	Exercício social 31.12.2025	Exercício social 31.12.2024
Lucro Líquido	67.642	44.084
Imposto de Renda e Contribuição Social	22.310	11.310
Resultado Financeiro	(37.119)	(40.488)
Ebit	52.833	14.906
Depreciação e Amortização	1.889	1.746
Ebitda	54.722	16.652
Gas R\$ mil	Exercício social 31.12.2025	Exercício social 31.12.2024
Lucro Líquido	—	30.705
Imposto de Renda e Contribuição Social	—	17.301
Resultado Financeiro	—	10.607
Ebit	—	58.613
Depreciação e Amortização	—	27.146
Ebitda	—	85.759
Holding e Serviços	Exercício social 31.12.2025	Exercício social 31.12.2024
Lucro Líquido	(308.713)	309.105
(-) Lucro líquido do exercício proveniente de operações descontinuadas	—	(458.342)
Imposto de Renda e Contribuição Social	38.984	(16.257)
Resultado Financeiro	90.187	(23.542)
Ebit	(179.542)	(189.036)
Depreciação e Amortização	7.192	6.033
Ebitda	(172.350)	(183.003)
Reclassificações operações descontinuadas	Exercício social 31.12.2025	Exercício social 31.12.2024
Lucro Líquido	—	—
(-) Lucro líquido do exercício proveniente de operações descontinuadas	—	(21.225)
Imposto de Renda e Contribuição Social	—	(26.531)
Resultado Financeiro	—	(10.806)
Ebit	—	(58.562)
Depreciação e Amortização	—	—
Ebitda	—	(58.562)

ii. Dívida Líquida Ajustada

A tabela abaixo apresenta a conciliação da Dívida Líquida com os valores das demonstrações financeiras consolidadas:

(Reais Mil)	Exercício social 31.12.2025	Exercício social 31.12.2024
Empréstimos e Financiamentos (circulante e não circulante) ^(a)	3.368.419	5.126.470
Debêntures (circulante e não circulante)	16.646.924	12.627.365
Dívida Bruta	20.015.343	17.753.835
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(3.130.363)	(4.161.939)
(-) Títulos e valores mobiliários - garantias de contratos de dívidas	(608.463)	(434.474)
(-) Disponibilidades	(3.738.826)	(4.596.413)
Dívida Líquida (Dívida Bruta - Disponibilidades)	16.276.517	13.157.422

(a) Contempla os saldos empréstimos e financiamentos que foram reclassificados para Passivos classificados como mantidos para venda

iii. Ebitda Recorrente e Margem do Ebitda Recorrente

A tabela abaixo apresenta a conciliação do Ebitda Recorrente para os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2025 e, para fins comparativos, 2024, com o objetivo de torná-lo melhor comparável entre os períodos no sentido de apresentar o resultado recorrente da Companhia:

Consolidado (R\$ milhões)	Exercício social 31/12/2025	Exercício social 31/12/2024
Ebitda	6.526,9	5.529,7
(-/+) Valor justo da compra e venda de energia	(18,6)	36,6
(-/+) Provisão/Reversão indenização PDV	21,5	18,3
(-/+) Alienação de ativos	(477,3)	(264,4)
(-/+) Ressarcimento Curtailment	(265,7)	58,6
Ajustes não recorrentes	(740,1)	(150,9)
(-/+) Equivalência Patrimonial	(240,0)	(281,2)
(-/+) VNR	(161,2)	(82,4)
(-/+) Diferença Receita Transmissão Societária/Regulatória	148,2	6,5
Ebitda Recorrente	5.533,8	5.021,7
Receita Operacional Líquida	26.116.856	22.651.036
Margem Ebitda Recorrente	21,6%	22,3%

* PDV: Programa de Demissão Voluntária

VNR: Valor Novo de Reposição (ajuste a valor presente do ativo indenizável da Copel Distribuição)

iv. Ebitda Ajustado para fins de *covenants*

A tabela abaixo apresenta a conciliação do Ebitda Ajustado para fins de *covenants* para os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2025 e, para fins comparativos, 2024, com o objetivo de adequá-lo aos termos e condições previstos nas escrituras de emissão de debêntures da Companhia e suas controladas:

Ebitda ajustado para fins de covenants R\$ Mil	Exercício social 31/12/2025	Exercício social 31/12/2024
Ebitda	6.526.897	5.529.726
(+/-) Perdas (lucros) resultantes de equiv. patrimonial	(239.997)	(281.202)
(+/-) Outras Receitas/Despesas extraordinárias, não recorrentes, não operacionais e efeitos não caixa	(326.015)	(146.619)
Ebitda Ajustado para fins de covenant	5.960.885	5.101.914

v. Dívida Líquida para fins de covenants e Índice de Alavancagem

A tabela abaixo apresenta a conciliação da Dívida Líquida para fins de *covenants* em 31 de dezembro de 2025 e, para fins comparativos, 2024:

Consolidado (R\$ Mil)	31/12/2025	31/12/2024
Empréstimos e Financiamentos ¹	3.391.953	5.126.471
Debêntures ²	16.646.924	12.627.365
(-) Caixa e Equivalentes de Caixa ³	(3.130.363)	(4.161.936)
(-) Títulos e Valores Mobiliários (circulante) ⁴	(895)	(95)
(-) Títulos e Val. Mobiliários - Disponíveis para Venda e mantidos para Negociação (não circulante) ⁵	(608.373)	(434.378)
Dívida Líquida para fins de Covenants	16.299.246	13.157.426

¹ Recursos financeiros obtidos de capital de terceiros.

² Recursos financeiros obtidos de capital de terceiros a partir de emissão de debêntures da Companhia.

³ 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.

⁴ Títulos e valores mobiliários que rendem taxas de juros variáveis e com prazo de até 12 meses.

⁵ Títulos e valores mobiliários que rendem taxas de juros variáveis e com prazo superior a 12 meses, vinculados a empréstimos e financiamentos

(c) explicar o motivo pelo qual entende que tal medição é mais apropriada para a correta compreensão da sua condição financeira e do resultado de suas operações

A Companhia divulga o Ebit e o Ebitda observando as disposições da Resolução CVM 156.

O Ebit é utilizado pela Administração para analisar o lucro operacional, ou entender a capacidade da Companhia em gerar lucros a partir de suas operações, excluindo fatores externos, como pagamento de juros e impostos.

O Ebitda é utilizado pela Administração para medir o desempenho econômico operacional e a capacidade de satisfazer as obrigações e levantar recursos para investimentos e capital de giro, pois representa o potencial de fluxo de caixa operacional da Companhia.

A Margem Ebitda é utilizada pela Administração para medir a capacidade da Companhia de transformar a receita líquida em fluxo de caixa operacional potencial.

O Ebitda Recorrente é utilizado pela Companhia para avaliar a capacidade operacional em gerar caixa, sem considerar as despesas não desembolsáveis e sem reflexo de caixa (depreciação e amortização), o resultado financeiro, os efeitos dos tributos e os eventos exclusivos que podem afetar as receitas ou despesas operacionais.

O Ebitda Ajustado para fins de *covenants* é uma medida não contábil utilizada para calcular a alavancagem e seu atendimento aos limites estabelecidos nos *covenants* previstos nas escrituras de emissão de debêntures da Companhia e suas controladas.

A Companhia entende que a medição da Dívida Líquida é a melhor forma de quantificar a dimensão de sua dívida na medida em que subtrai da Dívida o total de caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras restritas.

A Dívida Líquida para fins de *covenants* é uma medida não contábil utilizada pela Administração para atendimento dos *covenants* previstos nos instrumentos de dívida da Companhia e suas controladas.

O Índice de Alavancagem é calculado pela divisão da Dívida Líquida para fins de *covenants* pelo Ebitda Ajustado para fins de *covenants*, e serve como parâmetro de cálculo para fins da distribuição de dividendos da Companhia e para calcular a alavancagem da Companhia e seu atendimento aos limites estabelecidos nos *covenants* previstos nas escrituras de emissão de debêntures da Companhia e suas controladas.

As medidas não contábeis divulgadas no Formulário de Referência representam informações adicionais às demonstrações financeiras consolidadas da Companhia, e não devem ser utilizados em substituição aos resultados reais, aos fluxos de caixa ou a posição patrimonial e financeira da Companhia. Estes indicadores não compreendem medidas reconhecidas pelas práticas contábeis adotadas no Brasil nem pelas IFRS, não possuem um significado padrão e podem não ser comparáveis a medidas com títulos semelhantes apresentados por outras companhias.

- **Emissão de debêntures e nota comercial**

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

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

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

- **Repactuação do Uso do Bem Público - Elejor**

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

Descrição	2025
a. Regras sobre retenção de lucros	Conforme disposto no estatuto da Companhia, ao fim de cada exercício social, a Diretoria elabora 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% serão aplicados na constituição de reserva legal, que não excederá 20% 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.
a.i. Valores das retenções de lucros	Reserva legal: R\$ 134.430.670,14 Reserva de retenção de lucros: R\$ 1.496.820.064,63
a.ii. Percentuais em relação aos lucros totais declarados	Reserva legal: 5% Reserva de retenção de lucros: 55,7%
b. Regras sobre distribuição de dividendos.	Nos termos do Estatuto Social da Companhia, os acionistas terão direito, em cada exercício, a receber dividendos e/ou juros sobre o capital próprio ("JCP"), que não poderão ser inferiores a 25% do lucro líquido ajustado de acordo com a Lei das S.A. 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 da Companhia ("<u>Política de Dividendos</u>") e sem prejuízo da posterior ratificação da Assembleia Geral. Os dividendos intermediários, intercalares e os juros sobre capital próprio distribuídos serão imputados ao dividendo obrigatório referente ao exercício social em que forem declarados, observada a legislação aplicável. O dividendo não será obrigatório no exercício social em que o Conselho de Administração informar à Assembleia Geral Ordinária, com parecer do Conselho Fiscal, ser ele incompatível com a situação financeira da Companhia. Os lucros que deixarem de ser distribuídos 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. Quando da distribuição de juros sobre capital próprio, o percentual de 25% de dividendo mínimo obrigatório será considerado atingido em relação ao montante distribuído líquido de tributos, nos termos da legislação aplicável. Abaixo seguem as diretrizes para distribuição de dividendos definidas na Política de Dividendos da Copel: 1. A Assembleia Geral da Companhia deliberará sobre a destinação do lucro líquido do exercício, se existente, e a distribuição de Dividendos/JCP, de acordo com a proposta apresentada pelos órgãos da administração da Companhia, a qual deverá ser elaborada nos termos da legislação e normas relacionadas, sempre observando os seguintes parâmetros: a) Dividendo Obrigatório; b) Índice de Alavancagem Financeira (Dívida Líquida/EBITDA); c) Fluxo de Caixa Disponível (Caixa gerado pelas atividades Operacionais, deduzido do caixa líquido utilizado pelas atividades de investimento) e; d) No mínimo dois eventos de pagamentos anuais.

	2. A decisão de distribuição de Dividendos/JCP, além dos resultados e condições financeiras da Companhia, também deverá considerar perspectivas futuras dos mercados de atuação, estratégias de investimento, <i>covenants</i> financeiros e outros fatores considerados relevantes. 3. Terão direito ao recebimento de Dividendos/JCP os acionistas que estiverem inscritos como proprietários ou usufrutuários da ação na data definida no ato de declaração dos Dividendos/JCP, nos termos do item 1.13 (Critérios para Definição da “Data com Dividendos/JCP”) da Política de Dividendos. 4. No dia seguinte à data de direito definida no ato de declaração dos Dividendos/JCP, a ação será considerada ex-Dividendos/JCP, observados os procedimentos operacionais da central depositária de ativos na qual as ações da Companhia estejam depositadas. 5. Em caso de distribuição de JCP, apenas o montante líquido dos tributos será considerado para fins do cálculo do Dividendo Obrigatório. 6. A distribuição de proventos aos acionistas da Copel poderá ocorrer também na forma de bonificação em ações, sendo que, nesse caso deverá ser distribuída proporcionalmente ao número de ações que o acionista possui, de acordo com cada espécie de ação. 7. Os Dividendos/JCP serão prescritos no prazo de 3 anos contados da data em que foram colocados à disposição do acionista, conforme artigo 287 da Lei das Sociedades por Ações. <u>Parâmetros para Distribuição de Dividendos Regulares</u> O cálculo dos Dividendos Regulares será baseado no Lucro Líquido Ajustado, nos termos da Lei das Sociedades por Ações, de acordo com parâmetros financeiros definidos no final de cada exercício social, conforme o seguinte critério: a) Mínimo de 75% do Lucro Líquido; b) Índice de Alavancagem Financeira abaixo de 2,8x mensurado pela relação Dívida Líquida/Ebitda, considerando faixa de tolerância de 0,3x para mais (3,1x) ou para menos (2,5x) e convergência em até 24 meses para o centro da faixa. Com o objetivo de preservar a capacidade de investimentos sustentáveis da Companhia, os valores calculados acima, exceto o dividendo mínimo obrigatório, estarão limitados ao valor do Fluxo de Caixa Disponível do mesmo exercício social, equivalente ao caixa gerado pelas atividades operacionais, deduzido do caixa líquido utilizado pelas atividades de investimento.
--	---

c. Periodicidade das distribuições de dividendo	Como regra geral, os acionistas da Companhia terão direito de receber dividendos anualmente, conforme deliberado pela Assembleia Geral. 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.
d. Eventuais restrições à distribuição de dividendos impostas por legislação ou por regulamentação especial aplicável à Companhia, por contratos, decisões judiciais, administrativas ou arbitrais	Existem restrições nos financiamentos e nas debêntures pertinentes a distribuição de dividendos, quando inadimplentes as obrigações contidas nestes instrumentos. Da mesma forma, existem restrições normativas setoriais a distribuição, quando determinados indicadores não são cumpridos.
e. Se o emissor possui uma política de destinação de resultados formalmente aprovada, informando órgão responsável pela aprovação, data de aprovação e, caso o emissor divulgue a política, locais da rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado.	A Companhia possui uma Política de Dividendos, que tem como finalidade estabelecer as diretrizes para a distribuição de proventos por meio de dividendos e/ou juros sobre capital próprio aos acionistas da Companhia, a qual foi aprovada pelo Conselho de Administração em 08.05.2025 e encontra-se disponível no website de Relações com Investidores da Companhia (ri.copel.com) e no site da CVM (https://www.gov.br/cvm/pt-br). A Companhia esclarece ainda que a Política de Dividendos deve ser interpretada em conformidade com a legislação e regulamentação aplicáveis e o disposto no Estatuto Social da Companhia, especialmente considerando que a unificação da base acionária ocorreu em 2025.

(a) os ativos e passivos detidos pelo emissor, direta ou indiretamente, que não aparecem no seu balanço patrimonial (*off-balance sheet items*), tais como:

(i) carteiras de recebíveis baixadas sobre as quais a entidade não tenha retido nem transferido substancialmente os riscos e benefícios da propriedade do ativo transferido, indicando respectivos passivos

Não há carteiras de recebíveis baixadas sobre as quais a Companhia não tenha retido nem transferido substancialmente os riscos e benefícios da propriedade do ativo transferido não evidenciadas nos balanços patrimoniais da Companhia referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025.

(ii) contratos de futura compra e venda de produtos ou serviços

A Companhia possui compromissos firmados em contratos de compra, venda e transporte de energia, conforme informado nas notas explicativas nº(s) 32.2.10 e 34 das demonstrações financeiras da Companhia referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025.

Tais compromissos relacionados a contratos de longo prazo ainda não foram incorridos e, portanto, não foram reconhecidos nas demonstrações financeiras da Companhia referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025.

(iii) contratos de construção não terminada

A Companhia possui compromissos firmados para aquisição de ativos para obras no segmento de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, conforme informado na nota explicativa nº 34 das demonstrações financeiras da Companhia referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025.

Tais compromissos relacionados a contratos de longo prazo ainda não foram incorridos e, portanto, não foram reconhecidos nas demonstrações financeiras da Companhia referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025.

(iv) contratos de recebimentos futuros de financiamentos

Não há contratos de recebimentos futuros de financiamentos não evidenciados nos balanços patrimoniais da Companhia referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025.

(b) outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

Não há outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras da Companhia referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025.

(a) como tais itens alteram ou poderão vir a alterar as receitas, as despesas, o resultado operacional, as despesas financeiras ou outros itens das demonstrações financeiras da Companhia

Conforme informado no item 2.8 deste Formulário de Referência, a Companhia possui compromissos relacionados a contratos de longo prazo que ainda não foram incorridos e, portanto, não foram reconhecidos nas demonstrações financeiras da Companhia referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025. Em razão de tais compromissos, o resultado operacional da Companhia será impactado pelo registro de receita de venda de energia e dos custos de compra e transporte de energia, quando tais receitas e custos forem efetivamente realizados em cumprimento aos referidos contratos. Para as obras do segmento de geração, transmissão e distribuição, o impacto mais relevante deve ocorrer no ativo de contrato e ativo imobilizado, na medida em que as aquisições de ativo sejam efetivamente realizadas e, posteriormente, no resultado, em decorrência da depreciação e amortização do ativo.

(b) natureza e propósito da operação

Os contratos de compra, venda e transporte de energia são firmados para atendimento às demandas da operação da Companhia nos segmentos de geração, distribuição e comercialização de energia elétrica.

Os contratos de aquisição de ativos são firmados para atendimento às demandas de investimentos nos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

(c) natureza e montante das obrigações assumidas e dos direitos gerados em favor do emissor em decorrência da operação

O quadro abaixo apresenta o montante das obrigações assumidas que não estão evidenciadas nas demonstrações financeiras da Companhia referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025 pelos motivos já expostos anteriormente:

Em R\$ mil	31.12.2025
Contratos de compra e transporte de energia	101.301
Aquisição de ativo para obras de distribuição de energia elétrica	1.049.915
Reforços e melhorias nas instalações de transmissão	259.213
Modernização da UHE GPS	209.734
Aquisição de ativo imobilizado e melhoria nas usinas eólicas	1.830

Adicionalmente, em 31 de dezembro de 2025 a Companhia também possui contratos de venda de energia elétrica que totalizam R\$ 5.285.802 mil em valores nominais.

(a) Investimentos, incluindo:

(i) descrição quantitativa e qualitativa dos investimentos em andamento e dos investimentos previstos

Geração:

No segmento de geração de energia elétrica, destacam-se:

- Modernização da Usina Hidrelétrica Governador Bento Munhoz da Rocha Netto (GBM): a UHE GBM consiste em um aproveitamento hidrelétrico construído entre os municípios de Bituruna e Pinhão, no rio Iguaçu, no Estado do Paraná. Embora contendo em sua fase inicial 4 (quatro) unidades geradoras de 419 MW cada uma, a Casa de Força da UHE GBM foi originalmente construída com espaço físico para a instalação de 06 (seis) unidades. Em função de estudos técnico-econômicos da época, foi definida a instalação inicial de apenas 4 (quatro) unidades, totalizando 1.676 MW, porém todas as obras civis, incluindo tomada d'água, conduto forçado e tubo de sucção, foram construídos prevendo a instalação das 6 (seis) unidades. Em 2025 a GET lançou Edital no mercado referente a modernização de todos os serviços auxiliares eletromecânicos e hidromecânicos da usina prevendo o fornecimento dos equipamentos, materiais e serviços, elaboração de projetos, fornecimento, descomissionamento, desmontagem e montagem de equipamentos e sistemas eletromecânicos e comissionamento, além das obras civis necessárias para a Modernização. O orçamento previsto é de 300 milhões, sendo que a modernização deve iniciar em 2026 e deve durar 36 meses.
- Modernização da UHE Governado Pedro Viriato de Souza (UHE GPS): localizada em Antonina, com seu reservatório, do Capivari, situado em Campina Grande do Sul. O Contrato para modernização foi assinado em 30 de setembro de 2024 com as empresas ANDRITZ HYDRO LTDA. E ANDRITZ CONSTRUÇÕES E MONTAGENS LTDA., no valor de R\$ 244,8 milhões. O objeto é a modernização das 4 Unidades Geradoras (UGs), Pontes Rolantes, componentes da Tomada D'água e Barragem, modernização de um Grupo Auxiliar Unidade Geradora 800kVA, proteção, automação, implantação do Sistema de Monitoramento de Vibração, Reguladores Hidráulicos de Velocidade, Reguladores Eletrônicos de Velocidade, Reguladores Eletrônicos de Tensão, Bicos Injetores, Geradores e Alteração do Sistema de Resfriamento das UG's. Em 2025 foram investidos R\$ 21.165.810,58, principalmente nas atividades de projeto e modernização das Pontes Rolantes.

- Programa MIR (Melhorias de Instalações no Rio Grande do Norte): englobou sete projetos nas SPEs localizadas no Rio Grande do Norte, com CAPEX planejado de R\$ 68,5 milhões. As melhorias visavam atender às condições de operação dos parques existentes e cumprimento a determinações a órgãos reguladores como IPHAN, DNIT e ONS. Todos foram concluídos com sucesso em 2025. Destaque para os projetos de implantação do aerogerador MingYang MySE6.25-172 (fornecido por empresa chinesa – o primeiro aerogerador da empresa a ser instalado nas Américas) no Complexo Eólico Brisa Potiguar e implantação de Filtros Harmônicos na Subestação Cutia. A implantação do aerogerador envolveu 5 contratações (fornecimento aerogerador, BoP civil, RMT, desembaraço aduaneiro e adequações no sistema SCADA), estando o aerogerador liberado para operação comercial em 10/09/2025 (mediante despacho da Aneel). O investimento nesta implantação em 2025 foi de 32,4 milhões. Quanto aos Filtros Harmônicos, a operação iniciou em 11/09/2025, com investimento total em 2025 de 6,75 milhões. Até dezembro/2025, o investimento total no MIR foi de R\$ 66,2 milhões.

Transmissão:

Os destaques no segmento de transmissão de energia elétrica são as obras provenientes das resoluções autorizativas, com o objetivo de ampliar e melhorar as instalações existentes, tais como:

- Resolução Autorizativa n.º 14.531/2023: melhorias de grande porte (substituição de transformadores e reatores) nas subestações Maringá, Cascavel, Campo Comprido, Figueira, Londrina COT, Ponta Grossa Sul e Uberaba, com investimento total de cerca de R\$ 135,5 milhões e RAP de aproximadamente R\$ 22,5 milhões, a partir da entrada em operação comercial dos empreendimentos, cujo prazo previsto pela Aneel é maio de 2026.
- Despacho nº 1.373/2024- SCE/ANEEL: implantação de reforços na subestação 230 kV Campo Mourão, com investimento de cerca de R\$ 34,4 milhões e RAP de aproximadamente R\$ 5,6 milhões, a partir da entrada em comercial, cujo prazo previsto pela Aneel é novembro/2026.
- Despacho nº 3.014/2024-SCE/Aneel: implantação de reforços na subestação 230 kV Realeza Sul, com investimento de cerca de R\$ 9,0 milhões e RAP de aproximadamente R\$ 1,2 milhão, a partir da entrada em operação comercial, cujo prazo previsto pela Aneel é abril/2027.
- Resolução Autorizativa nº 15.532/2024: implantação de reforços na subestação 525 kV Curitiba Leste, de concessão da Marumbi Transmissora de Energia S.A., subsidiária integral da Copel GeT, com investimento de cerca de R\$ 47,1 milhões e RAP de aproximadamente R\$ 6,4 milhões, a partir da entrada em operação comercial, cujo prazo previsto pela Aneel é abril/2027.
- Despacho nº 61/2025-SCE/Aneel: implantação de reforços na subestação 230 kV Realeza Sul, com investimento autorizado de R\$ 32,6 milhões e RAP autorizada de R\$ 4,4 milhões, a partir da entrada em operação comercial, cujo prazo previsto pela Aneel é julho de 2027.
- Resolução Autorizativa nº 15.817/2025: implantação de reforços na subestação 525 kV Bateias, com investimento autorizado de R\$ 32,6 milhões e RAP autorizada de R\$ 5,5 milhões, a partir da entrada em operação comercial, cujo prazo previsto pela Aneel é janeiro de 2028.

- Despacho nº 1.172/2025-SCE/Aneel: implantação de reforços nas subestações 230 kV Guaíra e Distrito Industrial de São José dos Pinhais, com investimento autorizado de R\$ 24,4 milhões e RAP autorizada de R\$ 4,2 milhões, a partir da entrada em operação comercial, cujo prazo previsto pela Aneel é setembro de 2027.
- Resolução Autorizativa nº 16.297/2025: implantação de reforços na subestação 500 kV Fernão Dias, sob concessão da Mata de Santa Genebra Transmissão S.A., com investimento autorizado de R\$ 127,2 milhões e RAP autorizada de R\$ 17,4 milhões, a partir da entrada em operação comercial, cujo prazo previsto pela Aneel é janeiro de 2029.
- Despacho nº 3.352/2025-SCE/Aneel: seccionamento da LT 230 kV Cascavel – Medianeira Norte na SE Cascavel Oeste, com a implantação trecho de circuito duplo entre o ponto de seccionamento e a subestação Cascavel Oeste e dois módulos de entrada de linha na subestação Cascavel Oeste, com investimento autorizado de R\$ 26,8 milhões e RAP autorizada de R\$ 4,5 milhões, a partir da entrada em operação comercial, cujo prazo previsto pela Aneel é novembro de 2028.
- Despacho nº 3.722/2025-SCE/Aneel: implantação de reforços na subestação 230 kV Pilarzinho, com investimento autorizado de R\$ 26 milhões e RAP autorizada de R\$ 4,3 milhões, a partir da entrada em operação comercial, cujo prazo previsto pela Aneel é julho de 2028.
- Resolução Autorizativa nº 16.552/2025: Implantação de reforço na subestação 230 kV Sarandi, relativo ao quarto ATF 230/138 kV 150 MVA e demais adequações na subestação, com investimento autorizado de R\$ 33,3 milhões e RAP autorizada de R\$ 5,8 milhões, a partir da entrada em operação comercial, cujo prazo previsto pela Aneel é maio de 2028. E, implantação de reforço na subestação 230 kV Maringá, relativo ao quarto TR 230/138-13,8 kV 150 MVA e demais adequações na subestação, com investimento autorizado de R\$ 32,9 milhões e RAP autorizada de R\$ 5,7 milhões, a partir da entrada em operação comercial, cujo prazo previsto pela Aneel é maio de 2028.
- Resolução Autorizativa nº 16.634/2026: Implantação de reforço na subestação 230 kV Posto Fiscal, relativo ao terceiro ATF 230/138 kV 150 MVA e demais adequações na Subestação, com investimento autorizado de R\$ 33,3 milhões e RAP autorizada de R\$ 5,6 milhões, a partir da entrada em operação comercial, cujo prazo previsto pela Aneel é maio de 2028.

Distribuição:

Os destaques no segmento de distribuição de energia elétrica são os investimentos destinados à expansão e modernização do sistema elétrico de distribuição, através da: (i) implantação de novas subestações, linhas de distribuição de alta tensão e linhas de distribuição de média e baixa tensão; (ii) aprimoramento do sistema de telemedicação; e (iii) melhoria da qualidade de fornecimento de energia elétrica na área rural.

• **Linhas e Subestações**

Em 2025, foram conectadas subestações para reforçar o sistema elétrico de distribuição, melhorando a qualidade e aumentando a disponibilidade de energia aos consumidores. As obras de novas subestações e ampliações adicionaram aproximadamente 1.003 MVA ao sistema de distribuição concluídas no período adicionaram 3.863 km em linhas de distribuição e transmissão. Ao todo, em 2025 foram investidos aproximadamente R\$ 1,2 bilhões nas obras de subestações e linhas de distribuição de alta tensão.

- **Programa Transformação**

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

Entre os benefícios esperados estão o reforço das redes rurais para reduzir desligamentos e garantir o suporte ao crescimento do agronegócio no Estado do Paraná, além da redução dos custos com serviços de operação e manutenção (O&M) e comerciais, e aprimoramento no controle dos indicadores de qualidade DEC e FEC.

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

O investimento total desembolsado programa foi de R\$ 4,34 bilhões, sendo que no ano de 2025 foi investidos R\$ 1,25 bilhão no programa.

- **Redes elétricas inteligentes - REI**

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

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

O primeiro investimento com tecnologia de redes inteligentes nesse sentido foi concluído em 2018, como projeto piloto para validação da solução. A partir daí o projeto foi dividido nas Fases 1, 2 e 3 para levar, futuramente, a tecnologia a todos os municípios do Estado do Paraná.

No total foram investidos R\$ 898 milhões nesta obra, sendo que foram desembolsados até o final de 2025 R\$ 380 milhões deste montante. Em 2025 foram instalados 909.739 medidores inteligentes de um total de 2.026.837, instalados desde o início do programa.

- **Paraná Trifásico**

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

Teve início em 2020 com o intuito de melhorar a qualidade de fornecimento, renovar os ativos e prover mais segurança aos empregados e à população., com a redução de desligamentos e a ampliação da capacidade de atendimento a propriedades rurais que demandam ligação trifásica. Adicionalmente, promoveu a renovação dos ativos de rede e o aumento da segurança operacional para empregados e para a população, gerando impactos positivos para a economia rural do Estado do Paraná.

O programa foi concluído em 2025, com o atendimento a 395 municípios paranaenses e a construção de 25.062 km de redes. O investimento totalizou R\$ 3,29 bilhões.

- **Projeto Confiabilidade Total**

Iniciado em 2020 o projeto visa assegurar a modernidade nas operações da rede de energia a partir das seguintes premissas: a) manter a comunicação plena entre as equipes e a disponibilidade de equipamentos na rede; b) implementar automação nos equipamentos especiais; c) manter a totalidade de município da concessão com subestação (SE) ou chave especial; e d) ampliar os circuitos de rede e equipamento Self Healing. Até o final de dezembro de 2023 o projeto concluiu 84,35% do cronograma previsto.

O projeto foi concluído em 2025, atingindo 89,74% do cronograma previsto, com investimento total de R\$ 451,4 milhões. Somente em 2025 o investimento foi de R\$ 86,5 milhões.

- **Redes Compactas e Protegidas**

A Companhia vem implantando redes compactas predominantemente em áreas urbanas com elevado grau de arborização nas proximidades das redes de distribuição e redes protegidas exclusivamente em áreas rurais. As redes compactas evitam cortes e podas de árvores e melhoram a qualidade do fornecimento, pois reduzem o número de desligamentos. Também melhoram a qualidade e a confiabilidade do sistema, pois evitam interrupções por contato com a vegetação ou outros objetos e intempéries.

Ao final de dezembro de 2025, a extensão das redes compactas e protegidas instaladas era de 36.782 km (32.544 km em dezembro de 2024), acréscimo de 4.238 km, 13,02%, em doze meses.

- **Rede Secundária Isolada**

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

Ao final de dezembro de 2025, a extensão das redes de distribuição secundárias isoladas, instaladas, era de 24.724 km (23.686 km em dezembro de 2024), um acréscimo de 1.038 km, 4,38%, em doze meses.

(ii) fontes de financiamento dos investimentos

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025, as principais fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não circulantes da Companhia foram: (i) geração de caixa por meio de suas atividades; (ii) empréstimos e financiamentos de longo prazo; e (iii) captação no mercado de capitais, mediante emissões de títulos de dívida no mercado nacional. As tabelas abaixo apresentam o detalhamento dos contratos vigentes em 31 de dezembro de 2025(saldos em R\$ mil).

1. Empréstimos e financiamentos

Consolidado Empresa	Banco	Garantias (b)	31.12.2025	31.12.2024
Copel GET	Itaú Unibanco S.A	Fidejussória	—	1.036.260
	Banco do Brasil – Repasse BNDES	Receita de comercialização de energia.	53.967	37.507
	BNDES	Receita de comercialização de energia; receita de serviços de transmissão de energia; cessão fiduciária de direitos creditórios.	473.225	597.912
			527.192	1.671.679
Copel DIS	Banco do Brasil (a)	Fidejussória	751.783	751.522
	Caixa Econômica Federal	Receita própria; emissão de notas promissórias e duplicatas de venda mercantil.	1.916	3.831
			753.699	755.353
Complexo Jandaíra	Banco do Nordeste do Brasil	Fiança bancária	165.043	178.407
Complexo Vilas	Banco do Nordeste do Brasil	Fiança bancária	486.430	505.155
Complexo Aventura	Banco do Nordeste do Brasil	Fiança bancária	299.014	313.777
Complexo SRMN	Banco do Nordeste do Brasil	Fiança bancária	516.798	531.766
Complexo Brisa	BNDES	Fiança da Copel; penhor de ações; cessão fiduciária de direitos creditórios e de receitas.	49.302	56.551
Complexo São Bento	BNDES	Penhor de ações; cessão fiduciária de recebíveis de venda de energia; cessão fiduciária de máquinas e equipamentos.	98.241	116.679
Cutia	BNDES	Cessão fiduciária de direitos creditórios; 100% das ações penhoradas.	477.502	497.199
Costa Oeste	BNDES	Cessão fiduciária de direitos creditórios; 100% das ações penhoradas.	6.612	8.657
Marumbi	BNDES	Cessão fiduciária de direitos creditórios; 100% das ações penhoradas.	9.551	11.972
		Dívida bruta	3.389.384	4.647.195
		(-) Custo de transação	(220.962)	(28.401)
		Dívida líquida	3.168.422	4.618.794
		Circulante	220.104	1.231.205
		Não Circulante	3.169.280	3.387.589

(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

(b) Para todos os contratos, exceto para o empréstimo do Banco do Brasil da Copel DIS, há garantia Fidejussória da Copel ou Copel GET.

2. Debêntures

Consolidado Empresa	Emissão	Garantia (a)	31.12.2025	31.12.2024
Copel GeT	5ª	Fidejussória	—	82.619
	6ª		—	276.193
	7ª		1.041.335	1.598.771
	8ª		1.417.381	1.386.822
	9ª		1.652.545	1.637.685
	10ª		2.113.824	
			6.225.085	4.982.090
Copel DIS	5ª	Fidejussória	472.350	678.738
	6ª		641.868	1.620.153
	7ª		1.264.553	1.397.531
	8ª		402.824	1.206.460
	9ª		2.377.775	2.306.827
	10ª		3.178.399	
			8.337.769	7.209.709
Complexo Brisa	2ª	Real e fidejussória e penhor de ações da Copel GeT	65.632	183.225
Copel Serviços	1ª	Fidejussória	71.610	71.247
Cutia	1ª	Real e fidejussória e penhor de ações da Copel GeT	316.081	327.685
MSG	2ª	Fidejussória, Cessão Fiduciária de Direitos de Crédito, Penhor de Ações	185.535	
MSG	3ª	Fidejussória, Cessão Fiduciária de Direitos de Crédito, Penhor de Ações	1.647.526	
			2.149.142	
		Dívida bruta	16.849.238	12.773.956
		(-) Custo de transação	(218.289)	(146.591)
		Dívida líquida	16.630.949	12.627.365
		Circulante	1.850.540	2.025.109
		Não Circulante	14.780.409	10.602.256

(a) A Copel é interveniente garantidora de todas as emissões apresentadas no quadro.

(iii) **desinvestimentos relevantes em andamento e desinvestimentos previstos**

- Desinvestimento em ativos de geração de pequeno porte

Em 01 de abril de 2025, a Copel divulgou o Comunicado ao Mercado 06/25 comunicando que a Companhia realizou o *closing* parcial dos desinvestimentos dos ativos de pequeno porte, com o recebimento do valor de R\$ 219,5 milhões (49,0% do total da transação), após cumpridas todas as condições precedentes relativas aos ativos envolvidos neste Fechamento. Os ativos que consolidam esta etapa de fechamento foram constituídos pela totalidade do Bloco 1 apresentado no *Teaser*, adicionado da UHE Guaricana, totalizando 60,4 MW de capacidade instalada. Em 30.04.2025, foi realizado o *closing* parcial da PCH Chaminé, de 18 MW de capacidade instalada, no montante de R\$ 82,6 milhões. Com as operações, a Companhia concluiu 67,0% do desinvestimento total.

Em 10 de julho de 2025, a Copel realizou o *closing* das PCHs Cavernoso I e II, de 20,3 MW de capacidade instalada, com o recebimento do valor de R\$ 123,3 milhões (27,0% do total da transação), após cumpridas todas as condições precedentes relativas aos ativos envolvidos na operação. Com isso, a Companhia concluiu 100% do desinvestimento dos pequenos ativos que compõem a transação (Blocos 1 e 2), apresentados no *teaser*, e que correspondem a 98,7 MW de capacidade instalada.

Estes desinvestimentos ocorreram após o cumprimento de todas as condições precedentes relacionadas aos ativos envolvidos em cada fechamento e nas datas de conclusão a Copel GeT transferiu a titularidade das ações das 12 SPEs para a adquirente.

A conclusão do desinvestimento da UTE Figueira (Bloco 3) ocorreu em 30 de abril de 2026, após cumpridas todas as condições precedentes aplicáveis.

O desinvestimento trará melhoria da eficiência operacional para o portfólio da Copel GeT e otimização da alocação de capital da Companhia, considerando que a estratégia da Copel se concentra em ativos de maior porte. Adicionalmente, possibilitará o reaproveitamento de profissionais em ativos mais relevantes, os quais já estão devidamente treinados e qualificados.

- Desinvestimento UHE Baixo Iguaçu

Em 2025, exercemos nosso direito de preferência para adquirir 70% da participação da Neoenergia na Usina Hidrelétrica de Baixo Iguaçu por meio da aquisição da Geração Céu Azul S.A., e posteriormente vendemos essa participação e a restante detida pela Copel Geração e Transmissão no ativo para a EnergoPro, Fatos Relevantes divulgados em 21 de fevereiro, 30 de junho e 22 de outubro de 2025, tendo a assinatura dos contratos ocorrido em fevereiro de 2025 e os fechamentos das operações em junho e outubro de 2025.

O desinvestimento demonstra a agilidade da Companhia na estruturação e aproveitamento de boas oportunidades de negócio.

- Desinvestimento Ativos de Geração Distribuída

Em outubro de 2025 assinamos contrato de compra e venda para alienação de nossos ativos e participações em Geração Distribuída para a Thopen Energia, com assinatura em outubro e fechamento da operação em dezembro de 2025.

- Fechamento da Operação de SWAP de Ativos com AXIA Energia (Eletrobras)

Em maio de 2025 concluímos a transação de swap de ativos com a AXIA Energia (Eletrobras), onde adquirimos a totalidade da Usina Hidrelétrica de Mauá e da empresa de transmissão Mata de Santa Genebra, em troca da nossa usina hidrelétrica de Colíder e de um pagamento em dinheiro.

(b) desde que já divulgada, indicar a aquisição de plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos que devam influenciar materialmente a capacidade produtiva do emissor

Geração:

- Modernização da UHE Governador Ney Braga (UHE GNB): em 08 de outubro de 2025 foi assinado junto a EVSA Comércio e Serviços Industriais LTDA o contrato para Modernização dos Sistemas de Elevação da usina, no valor de aproximadamente R\$ 30 milhões. Os equipamentos serão reformados e modernizados para subsidiar o plano de modernização futuro das unidades geradoras e equipamentos da usina, projeto com expectativa de término no início de 2029. Adicionalmente ao plano de modernização está em andamento negociações avançadas para a contratação do projeto nomeado como Modernização Fase 1, que contempla parcialmente as unidades geradoras, vertedouro e bombas de esgotamento e drenagem.
- Modernização da UHE Governador José Richa (UHE GJR): os sistemas de elevação da usina são essenciais para garantia da disponibilidade e reparos das unidades geradoras. Sendo assim em 13/03/2025 foi assinado contrato com a Konecranes Demag Brasil Ltda com o objeto de modernização dos sistemas de comando, acionamento e alimentação elétrica de pontes e pórticos rolantes, no montante inicial de R\$ 13,6 milhões, o prazo para conclusão do projeto é de 2 anos.
- Modernização da Usina Hidrelétrica Governador Bento Munhoz da Rocha Netto (GBM): a UHE GBM consiste em um aproveitamento hidrelétrico construído entre os municípios de Bituruna e Pinhão, no rio Iguaçu, no Estado do Paraná. Embora contendo em sua fase inicial 4 (quatro) unidades geradoras de 419 MW cada uma, a Casa de Força da UHE GBM foi originalmente construída com espaço físico para a instalação de 06 (seis) unidades. Em função de estudos técnico-econômicos da época, foi definida a instalação inicial de apenas 4 (quatro) unidades, totalizando 1.676 MW, porém todas as obras civis, incluindo tomada d'água, conduto forçado e tubo de sucção, foram construídos prevendo a instalação das 6 (seis) unidades. Em 2025 a GET lançou Edital no mercado referente a modernização de todos os serviços auxiliares eletromecânicos e hidromecânicos da usina prevendo o fornecimento dos equipamentos, materiais e serviços, elaboração de projetos, fornecimento, descomissionamento, desmontagem e montagem de equipamentos e sistemas eletromecânicos e comissionamento, além das obras civis necessárias para a Modernização. O orçamento previsto é de 300 milhões, sendo que a modernização deve iniciar em 2026 e deve durar 36 meses.
- Modernização da UHE Governador Pedro Viriato Parigot de Souza (GPS): localizada em Antonina, com seu reservatório, do Capivari, situado em Campina Grande do Sul. O Contrato para modernização foi assinado em 30 de setembro de 2024 com as empresas ANDRITZ HYDRO LTDA. E ANDRITZ CONSTRUÇÕES E MONTAGENS LTDA., no valor de R\$ 244,8 milhões. O objeto é a modernização das 4 Unidades Geradoras (UGs), Pontes Rolantes, componentes da Tomada D'água e Barragem, Modernização do Grupo Auxiliar Unidade Geradora 800kVA, Proteção, Automação, Implantação do Sistema de Monitoramento de Vibração, Reguladores Hidráulicos de Velocidade, Reguladores Eletrônicos de Velocidade, Reguladores Eletrônicos de Tensão, Bicos Injetores, Geradores e Alteração do Sistema de Resfriamento das UG's. Em 2025 foram investidos R\$ 21.165.810,58, principalmente nas atividades de projeto e modernização das Pontes Rolantes.

- Programa MIR (Melhorias de Instalações no Rio Grande do Norte): englobou sete projetos nas SPEs localizadas no Rio Grande do Norte, com CAPEX planejado de R\$ 68,5 milhões. As melhorias visavam atender às condições de operação dos parques existentes e cumprimento a determinações a órgãos reguladores como IPHAN, DNIT e ONS. Todos foram concluídos com sucesso em 2025. Destaque para os projetos de implantação do aerogerador MingYang MySE6.25-172 (fornecido por empresa chinesa – o primeiro aerogerador da empresa a ser instalado nas Américas) no Complexo Eólico Brisa Potiguar e implantação de Filtros Harmônicos na Subestação Cutia. A implantação do aerogerador envolveu 5 contratações (fornecimento aerogerador, BoP civil, RMT, desembarço aduaneiro e adequações no sistema SCADA), estando o aerogerador liberado para operação comercial em 10/09/2025 (mediante despacho da Aneel). O investimento nesta implantação em 2025 foi de 32,4 milhões. Quanto aos Filtros Harmônicos, a operação iniciou em 11/09/2025, com investimento total em 2025 de 6,75 milhões. Até dezembro/2025, o investimento total no MIR foi de R\$ 66,2 milhões.

Distribuição:

O segmento de distribuição traz como preceito o atendimento a uma área de concessão pré-determinada, o que acarreta o fato de que, salvo raras exceções em que uma distribuidora encampa uma nova área de concessão, a área de atuação permanece estanque por um longo período.

Sendo assim, a expansão não ocorre por meio de aquisições de novas plantas ou equipamentos que ampliam geograficamente ou substancialmente sua produção, mas sim, de forma incremental e contínua dos ativos disponibilizados para prestação do serviço, em sua área de concessão.

Nesta esteira, uma das formas de mensurar a 'capacidade produtiva' de uma distribuidora seria por meio de sua base de ativos (Base de Remuneração Regulatória - BRR). O programa de investimentos da Copel Distribuição alocou mais de R\$ 10 bilhões entre 2021 e 2025 e prevê alocar outros R\$ 1,9 bilhões este ano para melhoria contínua e excelência operacional.

Tal volume de investimento ocorre em paralelo com a execução eficiente de um plano agressivo de melhoria operacional e redução de custos, resultando em aumento futuro da receita e da qualidade do serviço.

(c) novos produtos e serviços, indicando:

(i) descrição das pesquisas em andamento já divulgadas

Conforme legislação, as concessionárias e permissionárias de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica estão obrigadas a destinar anualmente o percentual de 1% de sua Receita Operacional Líquida - ROL para projetos de PDI e PEE. A Aneel regulamenta o Programa de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação do Setor Elétrico por meio dos PROPDI.

Em 2025, a Copel Geração e Transmissão S.A. aplicou cerca de R\$ 2,8 milhões na execução de projetos aderentes ao programa PDI, sendo 3 deles cooperados com outras empresa do SE, sendo a maioria com possibilidade de afetar diretamente a redução dos impactos nocivos ao meio ambiente relacionados às atividades da Companhia.

Destaca-se que no ano de 2025 a Copel GeT obteve a soma de R\$ 103.317,47 em *royalties* provenientes da comercialização do MEDCAP no mercado nacional, além de sua introdução no mercado americano com expressiva previsão de *royalties* para o próximo ano. O MEDCAP, de fabricação nacional, foi totalmente concebido no âmbito do programa de PDI da Companhia e tem como função diagnosticar bancos de capacitores em subestações de energia, garantindo a integridade dos módulos capacitivos sem a necessidade de desmontar o banco para ensaios. Sua aplicação nas atividades da Copel já vem otimizando significativamente o tempo trabalho e custos operacionais.

Em 2025, a Copel GeT deu início a quatro novos projetos de PDI ANEEL objetivando o desenvolver tecnologias inovadoras com altos níveis de maturidade (TRL9) para serem incorporadas de forma a otimizar atividades e procedimentos em curto e médio prazos, bem como, disponibilizá-las comercialmente por meio de licenciamento, rendendo *royalties* para a Companhia. Abaixo seguem os principais projetos do programa de PDI:

- PD-06491-0009/2023, TESTE RÁPIDO PARA ANALISAR METAIS PESADOS E MICROCISTINA EM RESERVATÓRIOS E MANANCIAIS, iniciado nos primeiros meses de 2025, com o objetivo de desenvolver e disponibilizar comercialmente um kit portátil de baixo custo para monitoramento e diagnóstico da qualidade de água de reservatórios e afluentes diretamente em campo, de forma rápida, eficiente, diferentemente das soluções convencionais disponíveis que dependem de contratação de serviços especializados e de alto custo;
- PD-06491-0010/2025, TRATAMENTO REGULATÓRIO E MODELO DE NEGÓCIO PARA SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA HIDRÁULICA SAEH, tem como objetivo desenvolver um modelo de negócio capaz de viabilizar a implantação de usinas reversíveis em circuitos fechado, semiaberto e aberto no sistema interligado nacional (SIN) proposição que, espera-se trazer subsídios para adequar a devida remuneração pelo investimento, hoje não regulamentada no Brasil;
- PD-06491-0011/2024, LINHA DE PRODUÇÃO E INSERÇÃO DE MERCADO DA TECNOLOGIA SISTEMA DE SENSORIAMENTO DE BUCHAS CAPACITIVAS, que, dando sequência à Cadeia da Inovação ANEEL, tem o objetivo de entregar ao mercado um sistema inovador para diagnóstico em tempo real de transformadores de potência, prevenindo e evitando falhas catastróficas em sistemas de transmissão de energia; e
- PD-06491-0012/2024, SISTEMA INTEGRADO DE MODELAGEM DA OPERAÇÃO E PREVISÃO DE PREÇO (SIMOPP), que é também fruto da evolução tecnológica obtida da execução de projetos de PDI anteriores. Tem como objetivo consolidar o conhecimento adquirido em um software que opere como ferramenta unificada para previsão de despachos ótimos onde, de forma inovadora, serão considerados aprimoramentos como desagregação das séries sintéticas do médio para o curto prazo, diversificação do número de patamares em ambos os prazos e consideração de montantes de energia provenientes das usinas não despacháveis.

Em complementação, com a consolidação da totalidade das participações da Mata de Santa Genebra Transmissão S.A. em seu portfólio, a Copel GeT absorve e segue com a execução do projeto Aneel PD-08852-0001/2024, de título RUÍDOS EM SUBESTAÇÕES DE TRANSMISSÃO: MONITORAMENTO, QUALIFICAÇÃO E MODELAGEM COMPUTACIONAL, cujo objetivo é de obter medições em campo, mapear, qualificar e desenvolver um modelo matemático-computacional para predição da propagação sonora do ruído gerado pela subestação Fernão Dias, localizada no município de Atibaia-SP, permitindo a definição e aplicação de possíveis soluções acústicas para mitigar incômodos à população em suas proximidades.

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

Já a Copel Distribuição investiu cerca de R\$ 25,2 milhões distribuídos em categorias de projetos dentro do escopo da distribuição de energia elétrica, como qualidade e confiabilidade dos serviços, planejamento, segurança, operação, medição, entre outros, e R\$ 88,5 milhões em 174 projetos de PEE. Adicionalmente, conforme a Lei nº 14.120/2021, foram destinados R\$ 18,1 milhões à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), contribuindo para a modicidade tarifária. A seguir são elencados os principais projetos do programa de PDI:

- Sensoriamento e Auditoria inteligente do ambiente de trabalho: O projeto apresenta uma solução de Inteligência Artificial com computação de borda que atua como um Guardiã da Vida virtual nos trabalhos de construção, operação e manutenção de redes elétricas. A plataforma integra visão computacional, detecção de objetos e sensoriamento, analisando imagens provenientes de câmeras instaladas no local de trabalho ou nos próprios eletricitas para identificar, em tempo real, desvios operacionais e condições de risco com base nas Regras de Ouro da Copel. Além da atuação descentralizada em campo, o mesmo modelo é aplicado de forma centralizada em servidor para auditoria massiva de vídeos após as atividades, ampliando a cobertura e automatizando a gestão da segurança com mínima dependência humana. A solução também se integra ao Centro de Operação, permitindo comunicação direta, geração de alertas, registro seguro de evidências e análise de padrões para treinamento e melhoria contínua. A implementação do projeto eleva a segurança e a eficiência operacional, acelera a tomada de decisão e fortalece a cultura de prevenção, impactando positivamente trabalhadores, processos e sociedade;

- Plataforma de baixo custo para testes, pré certificação e homologação de dispositivos aderentes ao padrão Wi-SUN/FAN: Este projeto foi criado para garantir que os medidores inteligentes usados pela Copel funcionem bem juntos, mesmo quando são fabricados por empresas diferentes. Isso é importante porque a Copel está implantando uma grande rede elétrica inteligente no Paraná, que atendeu cerca de 1,5 milhão de residências e empresas na primeira fase. Para que essa rede funcione corretamente, os medidores precisam seguir um padrão de comunicação comum. Se isso não acontecer, pode haver problemas como falta de leitura à distância, necessidade de visitas presenciais e perda de benefícios como religação automática e controle do consumo pelo cliente. A solução desenvolvida é uma plataforma de testes de baixo custo, que permite verificar se os medidores estão dentro do padrão e se conseguem se comunicar entre si. Com isso, a Copel e seus fornecedores podem reduzir riscos, evitar custos desnecessários e garantir que a tecnologia seja confiável e expansível. Além de ajudar a Copel, essa plataforma pode ser usada por outras empresas e fabricantes, fortalecendo o uso de padrões abertos e promovendo a interoperabilidade no Brasil e no mundo. O projeto contribui para que a rede elétrica inteligente seja mais segura, eficiente e preparada para o futuro; e
- Desenvolvimento de nova topologia de redes aéreas com cabo coberto com reforço estrutural para regiões rurais: A Copel está modernizando a rede elétrica rural por meio do programa Paraná Trifásico, que implantou 25 mil km de novas redes em todo o Estado. Somado à isso, o projeto de P&D teve como objetivo propor uma nova configuração de rede protegida, mais moderna, segura e eficiente. O projeto teve como escopo avaliar diferentes materiais e soluções para tornar a rede mais resistente e confiável, como cabos cobertos com reforço estrutural, cruzetas e isoladores mais modernos, além de dispositivos que protegem contra descargas elétricas. Também, estudar formas de facilitar a montagem e a manutenção, garantindo maior durabilidade e segurança para quem trabalha na rede. O resultado dessas melhorias é oferecer energia de melhor qualidade, reduzir interrupções e aumentar a proteção contra acidentes, beneficiando milhares de famílias e produtores rurais em todo o Paraná.

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

(ii) montantes totais gastos pelo emissor em pesquisas para desenvolvimento de novos produtos ou serviços

No exercício encerrado em 31 de dezembro de 2025, as controladas da Companhia realizaram investimentos importantes, observado que a Copel GeT aplicou aproximadamente R\$ 2,8 milhões em projetos de PDI e a Copel Distribuição aplicou R\$ 25,2 milhões em PDI e R\$ 88,5 milhões em PEE.

(iii) projetos em desenvolvimento já divulgados

As informações referentes aos projetos em PDI da Companhia foram divulgadas no item (i) acima.

(iv) montantes totais gastos pelo emissor no desenvolvimento de novos produtos ou serviços

As informações referentes aos montantes totais gastos pela Companhia em PDI no desenvolvimento de novos produtos ou serviços foram divulgadas no item (ii) acima.

(d) oportunidades inseridas no plano de negócios do emissor relacionadas a questões ASG

Um dos objetivos basilares da estratégia da Companhia é reforçar sua vocação ASG por meio de iniciativas como:

- (i) Portfólio de geração 100% de fontes renováveis, após a descarbonização integral, através do desinvestimento em fontes térmicas.
- (ii) Repotenciação de usinas existentes e desenvolvimento de hidrelétricas reversíveis.
- (iii) Digitalização da rede, mediante aplicação de tecnologias que automatizam o sistema, tornando-o mais eficiente, seguro e confiável, além de possibilitar ao cliente o controle do consumo de energia por meio de aplicativo.
- (iv) Redução de riscos, disciplina de capital e fortalecimento da confiança dos investidores, por meio de uma estrutura societária mais robusta, práticas de compliance reforçadas e decisões de investimento orientadas à estratégia de longo prazo.

Publicidade e Patrocínio

a) Critérios utilizados pela Copel para utilização de recursos com publicidade, patrocínios, parcerias e convênios:

Além da comunicação institucional sobre os negócios e serviços da Companhia, sua utilidade pública e a prestação de contas da administração, as iniciativas de publicidade e patrocínio da Copel também observam o previsto na Resolução ANEEL nº 1000/2021, que estabelece que as concessionárias de prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica devem desenvolver e implementar, em caráter rotineiro e de maneira eficaz, campanhas com vistas a:

- (i) informar ao consumidor, em particular e ao público em geral, sobre os cuidados especiais que a energia elétrica requer no seu uso;
- (ii) divulgar os direitos e deveres específicos do consumidor de energia elétrica; e
- (iii) orientar sobre o uso racional da energia elétrica.

A Copel faz apoios financeiros a projetos, eventos e atividades de iniciativa de terceiros, de cunho cultural, socioambiental, esportivo, educacional, técnico-científico, inovação ou estratégico, mediante contrapartidas de divulgação que gerem (a) reconhecimento da atuação da Copel, (b) agreguem valor à sua marca, e (c) incrementem vendas e disseminem o seu nome, promovendo e ampliando o relacionamento junto aos públicos de interesse e colaborando para o cumprimento da sua função social, conforme previsto nas políticas internas.

Os patrocínios seguem a Política de Patrocínios da Copel e são aprovados por uma Comissão de Análise de Patrocínios, garantindo que os investimentos sejam feitos de forma estratégica e alinhada aos objetivos da companhia. Como empresa de capital aberto, buscamos apoiar iniciativas que reforcem nossos valores e diretrizes, promovendo impacto positivo na sociedade. Em 2025, apoiamos diversos projetos nas áreas social, educacional, cultural, esportiva e de inovação, contribuindo para o desenvolvimento sustentável e para a construção de um legado significativo nas comunidades onde atuamos.

b) Valores gastos pela Copel com publicidade, patrocínios, parcerias e convênios:

Abaixo encontram-se discriminados os investimentos realizados pela Companhia e suas controladas em publicidade, patrocínios, parcerias e convênios em 2025:

Processo	Holding	DIS	GeT	COM	SER	Eólicas	SPE	Total Geral
AERP-Associação das Emissoras de Rádio	1.507.676	9.213.807	3.025.429					13.746.912
Divulgação e Anúncio	766.235	348.121	512.244	152.909	10.786	308.588	97.070	2.195.953
Propaganda e Publicidade	5.378.383	564.058	218.414	1.192.927			133.208	7.486.990
Patrocínio: Divulgação da Marca Copel	11.427.904	766.769	48.039	95				12.242.807
Total Geral	19.080.198	10.892.755	3.804.126	1.345.931	10.786	308.588	230.278	35.672.662

Em conformidade com a Resolução CVM n.º 80/2022, a Companhia divulga nesta seção informações sob a forma de projeções. A Companhia esclarece que as metas e os compromissos divulgados são dados hipotéticos e estimativas que não constituem promessa de desempenho. O cumprimento das metas e atingimento dos compromissos está sujeito a eventos futuros atrelados a diversas premissas e variáveis, dentre as quais condições do mercado, o desempenho econômico, o desenvolvimento das operações e a capacidade de investimentos da Companhia.

(a) Objeto da projeção

Os objetos das divulgações sob a forma de projeções da Companhia são:

- i. Investimentos para o ano de 2026: o Programa de Investimentos da Companhia foi aprovado na 264ª Reunião Extraordinária do Conselho de Administração, realizada em 18/11/2025, e foi divulgado ao mercado por meio do Fato Relevante n.º 15/25, de 19/11/2025; e
- ii. Alavancagem: o índice de alavancagem financeira, mensurado em conformidade com a Política de Dividendos, aprovada na 262ª Reunião Ordinária do Conselho de Administração, realizada em 08/05/2025, divulgado no Fato Relevante nº 02/2025.

(b) Período projetado e o prazo de validade da projeção

- i. Investimentos: a projeção abordada considera o Programa de Investimentos da Companhia elaborado para o ano de 2026, e
- ii. Alavancagem: a projeção considera que o objetivo da Companhia é alcançar o índice de alavancagem de 2,8x, mensurada pela divisão Dívida Líquida/EBITDA, uma faixa de tolerância de 0,3x para mais (3,1x) ou para menos (2,5x) desde que haja convergência em até 24 meses para o centro da faixa (2,8x).

(c) Premissas da projeção, com a indicação de quais podem ser influenciadas pela administração do emissor e quais escapam ao seu controle

- i. Investimentos: as premissas utilizadas para a estimativa de investimentos estão atreladas às previsões de ampliação de capacidade e modernização dos ativos das concessões de distribuição, transmissão e geração, além da continuidade dos negócios existentes.

As projeções consideram as seguintes premissas:

- Ampliação e automação da infraestrutura elétrica na área de concessão;
- Definição de obrigações regulatórias;
- Renovação dos contratos de concessão;
- Definições orçamentárias e de execução do seu plano de expansão; e
- Capacidade de investir e executar.

- ii. Alavancagem: a projeção de alavancagem financeira considera como principais premissas: solidez financeira, atendimento às necessidades de caixa e oportunidades de investimento da Companhia.

Para fins de mensuração da alavancagem financeira, são consideradas a Dívida Líquida e o Ebitda:

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

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

A Administração da Companhia ressalta que as premissas mencionadas dependem substancialmente de fatores e condições regulatórias e de mercado, conhecidas ou não, inclusive o desempenho do setor, da economia brasileira e dos mercados internacionais, que não estão sob seu controle, podendo resultar em diferenças relevantes dos resultados a serem efetivamente apresentados pela Copel.

(d) Valores dos indicadores que são objeto da projeção

i. Investimentos: o Programa de Investimentos para 2026, no valor total de R\$ 3.021,3 concentra 64% do total aprovado na Copel Distribuição com o objetivo contínuo de aumento de qualidade do serviço, excelência operacional, eficiência e composição da base de remuneração de ativos regulatórios (BRR). A Copel GeT responde por 28% do Programa de Investimentos de 2026, para melhoria da capacidade operativa da geração, e reforços e melhorias de linhas de transmissão.

Para referência, o quadro abaixo indica os números de 2025 e as projeções para 2026:

	<i>Em R\$ mil</i>	
PROGRAMA DE INVESTIMENTOS	2025	2026
Geração e Transmissão (a)	583.905	844.153
Distribuição (b)	2.701.872	1.942.764
Empreendimentos Eólicos (c)	76.842	127.407
Outros (d)	63.104	106.965
TOTAL	3.425.723	3.021.289

(a) Inclui os empreendimentos SPEs Bela Vista (Ger), Marumbi (Tra), Costa Oeste (Tra), Uirapuru (Tra), FDA (Ger) e MSG (Tra).

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

(c) Inclui Brisa Potiguar, Cutia Empreendimentos Eólicos, São Bento Energia, Jandaíra Energias Renováveis, Complexo Eólico Vilas e Complexo Eólico Éolo.

(d) Inclui Holding, Copel Comercialização e Copel Serviços.

ii. Alavancagem: ter como objetivo a manutenção (recorrente) de um índice de alavancagem financeira de 2,8x, mensurado pela relação Dívida Líquida/EBITDA, admitindo-se uma faixa de tolerância de 0,3x para mais (3,1x) ou para menos (2,5x), desde que se busque convergência para o centro da faixa em até 24 meses.

(a) informar quais estão sendo substituídas por novas projeções incluídas no formulário e quais delas estão sendo repetidas no formulário

Não houve alteração nas premissas adotadas, permanecendo estas em consonância com aquelas anteriormente estabelecidas. Dessa forma, não se verificam substituições, tampouco repetições decorrentes de mudanças metodológicas.

(b) quanto às projeções relativas a períodos já transcorridos, comparar os dados projetados com o efetivo desempenho dos indicadores, indicando com clareza as razões que levaram a desvios nas projeções

Os valores dos indicadores do Programa de Investimentos de 2025 inicialmente projetados, em comparação com aqueles que foram efetivamente obtidos, podem ser visualizados abaixo:

PROGRAMA DE INVESTIMENTOS	Acumulado 4º Trimestre 2025*	Projetado 2025*
Geração e Transmissão ¹	538.650	583.905
Distribuição ²	2.959.049	2.701.872
Empreendimentos Eólicos ³	94.671	76.842
Outros ⁴	6.869	63.104
TOTAL	3.599.239	3.425.723

*(Valores em R\$ Mil)

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

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

³ Inclui Brisa Potiguar, Cutia Empreendimentos Eólicos, São Bento Energia, Jandaíra Energias Renováveis, Complexo Eólico Vilas, Aventura e Santa Rosa & Novo Mundo.

⁴ Inclui Holding, Copel Comercialização e Copel Serviços.

A leve variação nos programas de investimento em Geração e Transmissão refere-se a ganhos de contratação e ao desinvestimento em Baixo Iguaçu.

Na Distribuição, a variação positiva dos investimentos está relacionada, principalmente, à apropriação de mão de obra própria.

Em relação aos Empreendimentos Eólicos, houve variação a maior em torno de 23% do projetado, devido, principalmente, ao fluxo de recebimento do aerogerador.

No programa Outros, a variação a menor, foi impactada pela Copel Serviços, devido à não realização dos aportes em inovação e participação.

(c) quanto às projeções relativas a períodos ainda em curso, informar se as projeções permanecem válidas na data de entrega do formulário e, quando for o caso, explicar por que elas foram abandonadas ou substituídas

Os compromissos e estimativas divulgados pela Companhia sob a forma de projeções, nos termos do item 3.1 deste Formulário de Referência, que têm como prazo o encerramento do exercício social de 2026, permanecem válidos na data deste Formulário de Referência.

A seguir, estão descritos os principais fatores de risco considerados relevantes, na data deste Formulário de Referência, e que a Companhia acredita que possam influenciar a decisão de investidores em adquirir valores mobiliários emitidos por ela. Caso esses riscos venham a se materializar, os negócios, a situação financeira, patrimonial, reputacional, resultados operacionais, fluxo de caixa, liquidez, negócios futuros e o preço dos valores mobiliários emitidos pela Companhia podem ser adversamente afetados.

Os fatores de risco descritos neste item 4.1 foram apresentados em ordem de relevância, considerando a avaliação da Companhia quanto à probabilidade de sua ocorrência e à magnitude de seus potenciais impactos adversos. Não obstante, os riscos podem se materializar de forma individual ou cumulativamente, e determinados fatores de risco que estejam descritos em um subitem podem também se aplicar a outros subitens.

Antes de tomar qualquer decisão de investimento referente a qualquer valor mobiliário de emissão da Companhia, os potenciais investidores devem analisar cuidadosamente todas as informações contidas neste Formulário de Referência, os riscos mencionados a seguir e as demonstrações financeiras e respectivas notas explicativas da Companhia.

Os riscos descritos a seguir são, na data deste Formulário de Referência, aqueles que a Companhia conhece e que acredita que podem afetá-la adversamente. Além disso, riscos adicionais não conhecidos pela Companhia atualmente, ou que a Companhia não considera relevantes na data deste Formulário de Referência, também podem vir a afetá-la adversamente.

(a) emissor;

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

Coletamos, armazenamos, processamos e utilizamos informações confidenciais relacionadas aos nossos negócios e operações. No curso normal de nossos negócios, também coletamos e armazenamos os dados pessoais de nossos clientes em nossos data centers localizados em nossas próprias instalações. Fomos alvo de ataques cibernéticos em anos anteriores e podemos estar vulneráveis a falhas, sejam elas causadas por falhas técnicas, negligência, acidentes ou ataques cibernéticos. Essas falhas podem resultar na divulgação ou roubo de informações confidenciais, perda da integridade dos dados, apropriação indevida de fundos e perturbações ou interrupções em nossas operações comerciais.

Nesse contexto, estamos sujeitos à regulamentação setorial aplicável, destacando-se a Resolução Normativa ANEEL nº 964/2021, , que entrou em vigor em julho de 2022, com o objetivo de regulamentar regras de segurança cibernética para o setor de energia. Os riscos de segurança cibernética incluem o risco de interrupção no fornecimento de energia e a inviabilidade das operações técnicas necessárias. Adicionalmente, em caso de descumprimento de resoluções da ANEEL, a Companhia está sujeita a aplicação de penalidade de até 0,5% da Receita operacional Líquida dos últimos 12 meses.

Estamos sujeitos às leis e regulamentos brasileiros relativos à proteção e privacidade de dados, principalmente à Lei Federal nº 13.709/2018, a Lei Geral de Proteção de Dados (LGPD), que estabelece o marco legal para o tratamento de dados pessoais e as penalidades administrativas aplicáveis em caso de descumprimento da LGPD. Violações dessa lei e dos regulamentos relacionados, incluindo vazamento de dados pessoais, podem resultar em ações judiciais individuais ou coletivas contra nós, na imposição de multas de até R\$ 50 milhões, limitadas a 2% do faturamento do grupo no Brasil por infração, 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.

Interrupções nas operações ou deterioração na qualidade de nossos serviços podem ter um efeito adverso em nossos negócios, situação financeira, reputacional e resultados operacionais.

Operamos sistemas, redes interconectadas com outras concessionárias e infraestruturas para sistemas e redes de geração, transmissão e distribuição, o que envolve vários riscos, tais como contratemplos operacionais e interrupções inesperadas, causados por acidentes, avarias ou falhas de equipamentos ou processos, desempenho abaixo dos níveis esperados de disponibilidade e eficiência dos ativos, ou desastres (tais como explosões, incêndios, fenômenos naturais, deslizamentos de terra, sabotagem, vandalismo e eventos semelhantes). Além disso, decisões operacionais tomadas pelas autoridades responsáveis pela rede elétrica, questões ambientais, operações e outros assuntos que afetem a geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica podem ter um efeito adverso no desempenho e na rentabilidade das operações de nossos sistemas de geração, transmissão e distribuição. Nosso seguro pode ser insuficiente para cobrir os custos e perdas que possamos incorrer como resultado de danos causados aos nossos ativos ou devido a interrupções no fornecimento.

As receitas que nossas subsidiárias geram com o estabelecimento, operação e manutenção de suas instalações estão relacionadas à disponibilidade de equipamentos e ativos, e à qualidade dos serviços (continuidade e prestação de serviços de acordo com os níveis exigidos pela regulamentação).

Nos termos de nossos contratos de concessão, nós e nossas subsidiárias estamos sujeitos a: (i) uma redução da receita da distribuidora em decorrência da redução da chamada “Porção B” na fórmula de cálculo da receita; (ii) uma redução da APR, a receita anual permitida, para as empresas de transmissão; (iii) os efeitos do Fator de Disponibilidade (FID) e dos níveis de garantia de compra para as instalações de geração; e (iv) a aplicação de multas e o pagamento de valores de indenização, dependendo do escopo, da gravidade e da duração da indisponibilidade dos serviços e equipamentos.

De acordo com a legislação brasileira, somos objetivamente responsáveis por danos diretos e indiretos decorrentes do fornecimento inadequado de energia elétrica, tais 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 significativo em nossos negócios, situação financeira, reputação e resultados operacionais.

Somos amplamente dependentes da economia do Estado do Paraná no que diz respeito ao negócio de distribuição de energia.

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

Um aumento nos preços da energia elétrica, combinado com um desempenho econômico fraco no Estado do Paraná, poderia afetar a capacidade de alguns de nossos clientes de distribuição de pagar os valores que nos devem.

Em 31 de dezembro de 2025, nossos recebíveis vencidos totalizavam R\$ 605,5 milhões, após a dedução de perdas de crédito esperadas de R\$ 245,6 milhões.

Além disso, no caso de uma recessão econômica combinada com preços elevados de energia, o número de nossos clientes de distribuição que poderiam começar a se conectar ilegalmente à nossa rede de distribuição pode aumentar, o que reduziria ainda mais nossa receita proveniente da venda de energia elétrica aos 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 determinados limites regulatórios estabelecidos, calculados pela ANEEL. Se a ANEEL determinar que não fomos eficientes na inspeção e no controle das perdas não técnicas na rede de distribuição, a agência poderá limitar a repasse dessas perdas aos clientes finais.

Estamos envolvidos em diversas ações judiciais que podem ter um efeito material adverso sobre nossos negócios, resultados operacionais, situação financeira e reputacional, se o resultado for desfavorável para nós.

Somos réus em diversos processos judiciais, principalmente relacionados a demandas cíveis, administrativas, trabalhistas, ambientais e tributárias. O desfecho desses processos é incerto, de modo que, caso sejam proferidas decisões desfavoráveis aos nossos interesses, podemos ser obrigados a cumprir determinadas obrigações que podem afetar materialmente nossos resultados operacionais.

Em 31 de dezembro de 2025, nossas provisões para contingências com risco de perda classificado como provável (nas quais há mais de 50% de chance de perda) e com perdas estimáveis de forma razoável totalizavam R\$ 1.571,5 milhões.

Decisões desfavoráveis contra nós, particularmente em casos envolvendo valores elevados ou que afetem nossa capacidade de conduzir negócios conforme planejado, podem causar um efeito adverso em nossos resultados, bem como em nossos negócios, reputação, posição financeira e valor de mercado de nossos valores mobiliários.

Para mais informações a respeito dos processos relevantes dos quais a Companhia é parte, vide item 4.4 deste Formulário de Referência.

Não há garantia de que seremos capazes de manter, renovar ou obter todas as licenças, a, concessões, registros, outorgas e autorizações, inclusive ambientais, necessárias às nossas operações atuais, ou obter licenças necessárias à implementação e operação de novos projetos.

Nossos negócios dependem da manutenção, renovação e obtenção das licenças, alvarás, concessões, registros, outorgas e autorizações relativas aos projetos em funcionamento e em construção, incluindo suas autorizações junto à ANEEL e ao MME, bem como aquelas que tratam da regularidade das áreas construídas que hoje compõem instalações da Companhia e que autorizam o exercício de suas atividades.

A ausência, suspensão ou questionamentos de quaisquer licenças, autorizações, registros, outorgas ou permissões necessárias, imposição de condicionantes demasiadamente onerosas a elas ou expiração sem renovação pode afetar material e adversamente nossos negócios, condição financeira, resultados operacionais e reputação, e nos expor a penalidades sob os regulamentos aplicáveis.

Ainda, atrasos na emissão de licenças, permissões e concessões por órgãos governamentais ou outras autoridades também podem resultar em atrasos nos cronogramas de implementação de projetos e aumentar os custos operacionais e do projeto, o que pode afetar adversamente nossos resultados operacionais e financeiros.

Se não formos capazes de concluir um projeto ou se um projeto for atrasado, nosso retorno financeiro esperado do projeto pode ser reduzido, levando a perdas.

Adicionalmente, decisões tomadas por autoridades governamentais em relação à rede de energia elétrica, regulamentações ambientais e outros aspectos da geração de energia elétrica podem impactar negativamente a operação e a rentabilidade de nossos sistemas de geração. Se qualquer um desses fatores ocorrer, poderemos sofrer efeitos adversos materiais em nossa condição financeira, resultados operacionais e reputação.

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

As barragens são infraestruturas importantes para o nosso negócio e são componentes fundamentais de nossas Usinas Hidrelétricas para fins de captação e armazenamento de água, respondendo pela maior parte de nossa capacidade de geração de energia. No entanto, em qualquer barragem, há risco de rupturas causadas por diferentes fatores internos e externos. Portanto, estamos sujeitos ao risco de rompimento de uma barragem, que pode ter repercussões muito maiores do que a perda da capacidade de geração de energia hidrelétrica e a responsabilização ambiental, a depender do caso, nas esferas administrativa, civil e penal.

O rompimento de uma barragem pode resultar em danos econômicos, sociais, regulatórios e ambientais e afetar de forma adversa vidas humanas nas comunidades a jusante das barragens, o que pode ter um efeito material adverso em nossa reputação, negócios, resultados operacionais e condição financeira.

O não cumprimento das diretrizes, compromissos ou exigências relacionados a práticas ESG pode afetar adversamente nossas operações, resultados e reputação.

Nossas práticas de ESG estão em desenvolvimento contínuo. Isso inclui a assunção de 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 Relato Integrado, pode resultar em perdas financeiras e operacionais decorrentes de penalidades administrativas, bem como em danos à reputação, que também pode afetar a condição financeira da Companhia.

Podemos adquirir outras empresas do setor elétrico ou novas concessões de energia, o que pode aumentar nossa alavancagem financeira e impactar negativamente nosso desempenho geral. A integração desses novos negócios pode não gerar os ganhos de eficiência e economias de escala esperados, potencialmente prejudicando nosso desempenho operacional e financeiro.

Prospectamos constantemente negócios relacionados ao nosso objeto social e alinhados ao nosso plano estratégico.

Para expandir nossos negócios, podemos participar de leilões para a construção e operação de novos projetos de geração e transmissão de energia, bem como investir em outras empresas do setor de energia. Essas operações podem aumentar nossa alavancagem financeira ou reduzir nossos lucros, na medida em que possa ser necessário realizar investimentos e/ou contratar financiamentos para viabilizar a implementação dos projetos.

Adicionalmente, a integração dos novos negócios pode não resultar na sinergia esperada em termos de ganhos de eficiência e economias de escala para nossas operações, inclusive em decorrência do não acompanhamento do plano estratégico inicial ou de mudanças nas condições de mercado, o que pode afetar adversamente nosso desempenho operacional e financeiro.

Também podemos ser responsabilizados por contingências relacionadas aos ativos e negócios adquiridos, incluindo potenciais contingências não identificadas no momento de auditoria e que podem vir a se materializar no futuro. Quaisquer contingências decorrentes do desenvolvimento e da implementação desses ativos antes de sua incorporação ao patrimônio da Companhia poderão se tornar nossa responsabilidade como sucessora, caso a empresa vendedora não tenha assumido contratualmente os passivos ou, mesmo o fazendo, não cumprir ou se mostrar incapaz de cumprir suas obrigações. Se tais contingências se materializarem, poderemos incorrer em custos e despesas significativos, o que poderá ter um efeito adverso relevante em nossos negócios, reputação e resultados.

Disputas trabalhistas podem impactar adversamente nossas operações, resultados e condições financeiras.

Nossos colaboradores, sejam do quadro próprio ou terceirizados, são representados por sindicatos. Assim, eventuais divergências em relação a questões relacionadas a desinvestimentos, mudanças em nossa estratégia de negócios, programa de demissão voluntária ("PDV") ou reduções no quadro de profissionais podem resultar em reações adversas por parte da força de trabalho.

Greves, paralisações ou outras formas de protestos envolvendo colaboradores do quadro próprio, ou nos estabelecimentos de qualquer um de nossos principais fornecedores ou contratados, podem prejudicar nossa capacidade de concluir projetos relevantes no prazo estimado, impactando negativamente nossos resultados operacionais e afetando nossa capacidade de atingir objetivos estratégicos de longo prazo.

Também podemos vir a ser responsabilizados subsidiariamente ou solidariamente por quaisquer obrigações trabalhistas ou previdenciárias impostas judicialmente a funcionários de nossos prestadores de serviços terceirizados, incluindo o reconhecimento de vínculo empregatício com a Companhia, o que pode resultar em contingências e pagamentos de indenizações, impactando significativa e negativamente nossos negócios.

Somos estritamente responsáveis por quaisquer danos resultantes do fornecimento inadequado de serviços de eletricidade 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. Adicionalmente, nossas concessionárias de distribuição, transmissão e geração poderão ser responsabilizadas por danos causados a terceiros em decorrência de interrupções ou perturbações oriundas dos sistemas brasileiros de geração, transmissão ou distribuição, sempre que essas interrupções ou perturbações não forem atribuídas a um membro identificável do ONS. Não podemos assegurar que nossas apólices de seguro cobrirão integralmente os danos resultantes da prestação inadequada de serviços de eletricidade, que podem ter um efeito adverso sobre nós.

Também não é possível garantir a cobertura de seguro e respectivo pagamento de indenização por todos os danos decorrentes de potenciais acidentes relacionados a riscos de segurança, ambientais e de saúde que, em caso de incidente, possam afetar adversamente nossos resultados operacionais.

Além disso, podemos não ser capazes de renovar nossas apólices de seguro existentes e, se renovadas, não podemos garantir que seremos capazes de 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 condição financeira.

Não podemos garantir nossa capacidade de acompanhar a velocidade dos avanços tecnológicos verificados no setor de energia elétrica, o que pode afetar adversamente nossos negócios e resultados operacionais.

O setor de energia elétrica vem passando por mudanças impulsionadas (i) pela descentralização dos sistemas de geração de energia; (ii) pelos avanços nas tecnologias de armazenamento de energia; (iii) pela disseminação de tecnologias digitais que melhorem a eficiência da geração, transmissão e consumo de energia; (iv) pelo aumento de fontes renováveis de energia, como eólica e solar; (v) por uma tendência de redução das pegadas de carbono no sistema energético, como parte dos esforços globais para mitigar os efeitos das mudanças climáticas; (vi) pela adoção de inteligência artificial ("IA") no setor de energia; (vii) pela abertura do Mercado Livre; (viii) pelo desenvolvimento de cidades inteligentes; (ix) pela mobilidade elétrica; e (x) pelo compromisso de reduzir as emissões de carbono.

Essas mudanças apresentam muitos desafios, e caso não sejamos capazes de acompanhar adequadamente os efeitos da crescente adoção de tecnologias digitais no setor de energia elétrica e o significativo potencial de novas soluções tecnológicas (tanto no que diz respeito à melhoria dos processos e serviços prestados aos consumidores quanto no que diz respeito ao desenvolvimento de novos produtos que possam levar a maiores ganhos de produtividade, preços mais acessíveis, maior concorrência e criação de novos mercados), poderemos enfrentar perda de eficiência operacional, aumento de custos, redução de competitividade e limitações na capacidade de capturar novas oportunidades de negócio.

Assim, podemos não ser capazes de superar a concorrência em relação a empresas do setor que tenham mais sucesso na implementação de novas tecnologias e processos, deixando de obter receita em detrimento de tais empresas ou não aproveitando o ganho de eficiência e lucratividade que o uso de novas tecnologias e processos podem eventualmente gerar.

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

Atualmente, estamos implantando um novo projeto de faturamento, com entrada em operação prevista para 2026, alinhado à nossa estratégia corporativa de buscar inovação e eficiência operacional. Embora o objetivo do novo sistema seja proporcionar maior autonomia às nossas áreas de gestão e proporcionar mais eficiência na integração de aplicações, automação de processos e sincronização de dados, não podemos garantir que conseguiremos implementar com sucesso este projeto ou que conseguiremos alcançar esses benefícios. Falhas na implementação deste projeto podem afetar adversamente nossas operações existentes, particularmente atividades de cobrança, faturamento e arrecadação, e podem nos expor a violações de dados ou outros incidentes, que podem afetar adversamente nossos negócios e a nossa reputação.

Se não conseguirmos atrair, reter e gerenciar profissionais qualificados, nossos negócios, condição financeira, resultados operacionais e perspectivas podem ser afetados material e adversamente.

Nossas operações dependem, em parte, de nossa capacidade de atrair, reter e gerenciar de forma econômica o pessoal-chave de gestão e talentos com a expertise necessária para trabalhar em nosso negócio e que podem acompanhar os últimos desenvolvimentos do setor elétrico, especialmente os desenvolvimentos tecnológicos, mantendo nossa cultura empresarial. Se não formos capazes de reter ou atrair pessoal especializado e pessoal-chave de gestão, nossos negócios e resultados operacionais podem ser afetados adversamente.

(b) seus acionistas, em especial os acionistas controladores;

Estamos expostos à influência significativa de acionistas ou grupos de acionista, em vista capital disperso da Companhia.

Atualmente, não temos um acionista controlador, o que pode nos deixar mais vulneráveis, dentre outros aspectos: (i) a tentativas de aquisição por votação coordenada de grupos de acionistas com interesses divergentes; (ii) potenciais conflitos de interesse; (iii) dificuldades na convocação de assembleias de acionistas devido a problemas de quórum; e (iv) maior complexidade na identificação de conflitos de interesse ou abusos do direito de voto.

A ausência de um acionista controlador também pode levar a impasses, desafios na convocação de assembleias devido a questões de quórum e dificuldades na identificação de conflitos de acionistas ou abusos de voto. Caso um acionista adquira o controle da empresa no futuro, esse acionista poderá influenciar significativamente em nossa estratégia de negócios, gestão e estatuto social.

O Estatuto Social da Companhia possui cláusulas restritivas à aquisição de controle que podem desestimular tentativas de aquisição por terceiros e impactar negativamente os direitos dos acionistas ordinários.

Nosso Estatuto Social possui cláusulas restritivas referentes à aquisição de controle da Companhia, como (i) proteção à dispersão acionária (*poison pill*), de forma que o acionista ou grupo de acionistas que, direta ou indiretamente, vier a se tornar titular de ações ordinárias que, em conjunto, ultrapassem 25% do capital votante da Companhia e que não retorne a patamar inferior a tal percentual em até 120 dias, deverá realizar uma oferta pública para a aquisição da totalidade das demais ações ordinárias, por valor, no mínimo, 100% superior à maior cotação das ações ordinárias nos últimos 504 pregões anteriores à aquisição, atualizada pela Selic; enquanto quem se tornar titular de ações ordinárias que ultrapassem 50% do capital votante da Companhia e que não retorne a patamar inferior a tal percentual em até 120 dias, deverá realizar uma oferta pública para a aquisição da totalidade das demais ações ordinárias, por valor, no mínimo, 200% superior à maior cotação das ações ordinárias nos últimos 504 pregões anteriores à aquisição, atualizada pela Selic; (ii) limitação ao exercício do direito de voto, de forma que nenhum acionista ou grupo de acionistas venha a exercer votos em número superior a 10% da quantidade de ações em que se dividir o capital social; e (iii) outras disposições que podem limitar a capacidade de aquisição do controle da Companhia.

Desse modo, essas disposições podem privar os acionistas da oportunidade de alienar suas ações com prêmio sobre o preço de mercado, ao desestimular ofertas públicas ou transações similares de aquisição de controle.

Estamos sujeitos às disposições da Lei nº 11.101/2005, o que pode afetar adversamente nossos negócios, condição financeira e acesso a financiamento

A Lei nº 11.101, de 9 de fevereiro de 2005, conforme alterada ("Lei de Falências"), dispõe sobre o processo de falência e de recuperação judicial e extrajudicial do empresário e da sociedade empresária. Antes da nossa transformação em uma sociedade anônima com capital disperso, como empresa estatal, não estávamos sujeitas à referida lei. De acordo com a Lei de Falências, terceiros podem pedir nossa falência. Contudo, após tal transformação, passamos a estar sujeitos ao regime jurídico aplicável às sociedades empresárias privadas, incluindo as disposições da Lei de Falências.

De acordo com a Lei de Falências, terceiros podem requerer a decretação de nossa falência. Ainda que tais pedidos não sejam julgados procedentes, sua eventual existência pode afetar negativamente nossa reputação, relações comerciais e acesso a crédito, além de gerar custos adicionais com defesa e contingências.

Adicionalmente, a instauração de processos dessa natureza pode acarretar efeitos relevantes, incluindo restrições operacionais, vencimento antecipado de obrigações financeiras e impactos adversos em contratos com terceiros.

Deste modo, caso tais fatos sejam materializados, nossos negócios poderão ser adversamente afetados, assim como nossa condição financeira e resultados operacionais.

(c) suas controladas e coligadas;

Não identificamos riscos específicos relacionados à controladas e coligadas da Companhia.

(d) seus administradores;

Nossa governança, conformidade e controles internos podem falhar na prevenção de violações de padrões legais, regulatórios, éticos ou de governança.

Estamos sujeitos a violações de nossas políticas e controles internos relacionados à anticorrupção, prevenção à lavagem de dinheiro, regulamentação de valores mobiliários e demais leis e regulamentações relacionadas e aplicáveis, bem como a casos de comportamento fraudulento, práticas corruptas e desonestidade por parte de nossos diretores, executivos, funcionários, contratados ou outros agentes que possamos não identificar ou prevenir em tempo hábil.

Além disso, temos um grande número de contratos com fornecedores, com ampla distribuição e terceirização das cadeias produtivas, e não somos capazes de controlar todas as possíveis irregularidades ou garantir que nossos processos de seleção sejam suficientes para evitar situações em que nossos fornecedores tenham problemas relacionados ao cumprimento da legislação aplicável, inclusive em temas relacionados a sustentabilidade e à terceirização da cadeia produtiva em condições inadequadas de segurança. Esses riscos são potencializados pelo fato de nosso portfólio incluir empresas coligadas, como sociedades de propósito específico, algumas das quais não possuímos controle acionário.

Eventuais falhas em nossa capacidade de prevenir ou detectar o descumprimento das regras de governança ou obrigações regulatórias aplicáveis podem resultar na aplicação de penalidades administrativas, cíveis e criminais, bem como causar danos à nossa reputação ou outros efeitos adversos materiais aos nossos resultados operacionais ou condição financeira.

(e) seus fornecedores;

Nosso negócio está sujeito a riscos relacionados à nossa cadeia de suprimentos, que pode ser significativa e adversamente afetada por eventos econômicos, políticos, sociais e naturais internos ou externos, como pandemias, atos terroristas, ataques cibernéticos, disputas de fronteira e conflitos armados, entre outros.

Fornecedores, contratados e outros terceiros podem deixar de cumprir contratos e obrigações existentes, o que pode impactar desfavoravelmente nossas operações e resultados financeiros.

Estamos envolvidos em diversos projetos de transmissão, geração e distribuição, os quais estão sujeitos às obrigações de desempenho de vários terceiros sobre os quais não temos controle. Caso tais terceiros não cumpram, parcial, totalmente, adequada ou satisfatoriamente suas obrigações, os negócios da Companhia podem ser afetados, na medida em que o fornecimento de materiais, equipamentos e mão-de-obra, assim como a prestação de serviços de construção, manutenção e operação por esses terceiros podem atrasar a entrega de projetos e/ou interromper ou prejudicar as operações da Companhia, podendo causar perda de receita e ensejar a aplicação de sanções no âmbito de contratos e/ou licenças e concessões, impactando adversamente os resultados operacionais e financeiros da Companhia.

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, falhas de sistemas, ataques terroristas, desmatamento e conflitos políticos ou armados — incluindo aqueles atualmente em curso em diferentes regiões, bem como tensões entre grandes potências e seus respectivos aliados, com potenciais impactos sobre cadeias globais de suprimento, mercados de energia e fluxos comerciais — além de sanções comerciais e outros eventos semelhantes.

A evolução desses cenários, combinada com alta inflação, volatilidade nos mercados de commodities e financeiros, variações cambiais e restrições de liquidez nos mercados de capitais, entre outros fatores, pode gerar impactos significativos. Nesse contexto, caso os serviços afetados não possam ser substituídos ou restabelecidos nas regiões impactadas, o fornecimento de energia elétrica aos nossos clientes poderá ser comprometido ou interrompido, afetando negativamente nossos resultados.

(f) seus clientes;

Consumidores em nossa área de concessão de distribuição podem deixar de comprar energia de nosso negócio de distribuição

Nosso negócio de distribuição gera grande parte de suas receitas com a venda de energia elétrica comprada das geradoras. No entanto, grandes clientes de energia elétrica dentro da área geográfica de nossa concessão que atendem a certos requisitos regulatórios podem se qualificar como consumidores livres ("Consumidores Livres"), adquirindo direito de comprar energia diretamente de geradores e comercializadores de energia, e/ou não por meio de nosso negócio de distribuição. Nesse cenário, tal Consumidor Livre deixaria de pagar ao nosso negócio de distribuição pela energia que era fornecida anteriormente, o que pode impactar adversamente nossas receitas.

Além disso, a ANEEL editou normas relacionadas à micro e minigeração distribuída, que facilitam a compra ou locação de equipamentos de geração de energia pelos clientes, especialmente módulos solares fotovoltaicos, para produção de energia elétrica para consumo próprio. Tal regulamentação foi revista após a adoção de um novo marco legal para a geração distribuída no Brasil (Lei Federal nº. 14.300/2022). A legislação foi recentemente regulamentada pela Resolução Normativa ANEEL nº 1.059/2023.

Se o número de clientes com micro e minigeração distribuídos dentro da área geográfica de nossa concessão aumentar, nossas receitas e resultados operacionais também poderão ser afetados adversamente, em função da redução do consumo de energia de nossa rede de distribuição, afetando o volume faturado.

A continuidade dessas tendências pode afetar adversamente nossos negócios, condição financeira e resultados operacionais.

A Companhia gera parte das receitas operacionais de Consumidores Livres que podem buscar outros fornecedores de energia ao rescindir seus contratos, o que pode reduzir nossas receitas e afetar adversamente os nossos resultados.

Em 31 de dezembro de 2025, atendemos 1.537 Consumidores Livres por meio de nossa comercializadora de energia, em 23 estados, com 3,2 GW médios de energia comercializados na CCEE, registrando crescimento de 18% frente ao período anterior.

Os clientes livres podem buscar outros fornecedores de energia após o término 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 conseguirmos desenvolver novas relações comerciais ou manter relacionamentos existentes em condições favoráveis, poderemos não ser capazes de oferecer determinados produtos e serviços a Consumidores Livres ou de oferecer preços e condições competitivos a eles, o que poderia afetar adversamente nossa condição financeira, resultados operacionais e fluxos de caixa.

Além disso, não podemos assegurar que seremos capazes de substituir tais Consumidores Livres em tempo hábil e sem interrupção material de nossas operações, e a rescisão de qualquer contrato com Consumidores Livres, pode ter um efeito adverso material em nossas operações e resultados operacionais e financeiros.

(g) setores da economia nos quais o emissor atue;

Nossos resultados operacionais dependem das condições hidrológicas predominantes. O impacto da escassez de água e as conseqüentes medidas tomadas pelo governo para economizar energia podem ter um efeito material adverso em nossos negócios, na situação financeira e nos resultados operacionais.

Dependemos das condições hidrológicas predominantes em todo o Brasil e na região geográfica em que operamos. Segundo dados da ANEEL, aproximadamente 53,58% da capacidade instalada do Brasil atualmente é proveniente de usinas hidrelétricas. As condições hidrológicas em nossa região, e no Brasil em geral, estão frequentemente sujeitas a alterações devido a desvios não cíclicos na precipitação média.

Em períodos anteriores de baixa pluviosidade, o governo brasileiro reagiu às más condições hidrológicas buscando reduzir o consumo de energia elétrica dos consumidores finais por diversos meios, desde campanhas gerais de redução do consumo de energia elétrica até programas de racionamento. Os efeitos de campanhas de redução do consumo de energia são imprevisíveis, dificultando a estimativa precisa de compras para o negócio de distribuição. Em caso de racionamento obrigatório, as receitas seriam impactadas negativamente, dado que dependem parcialmente do volume de energia fornecida aos consumidores finais.

Com relação ao nosso negócio de geração, para compensar as más condições hidrológicas e manter níveis adequados de água nos reservatórios, o ONS pode determinar uma redução na geração de Usinas Hidrelétricas, que seria parcialmente compensada pelo aumento da geração de Usinas Termelétricas. Esse mecanismo de substituição da produção hidrelétrica pela produção termelétrica pode não fornecer toda a energia necessária para cumprir nossas obrigações nos termos dos contratos de fornecimento de energia existentes. Para cobrir essa deficiência, o negócio de geração pode ser obrigado a adquirir energia no mercado de curto prazo, geralmente a preços mais elevados, sem possibilidade de repasse desses custos adicionais.

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

Em relação ao nosso negócio de comercialização de energia, o efeito da volatilidade nas condições hidrológicas é aumentar a variação dos preços da energia, o que, por sua vez, aumenta a volatilidade do mercado de curto prazo, afetando nossos resultados operacionais. O Preço de Liquidação das Diferenças (“PLD”) é determinado pelos resultados dos modelos de otimização da operação dos sistemas interligados utilizados pelo ONS e pela CCEE. Os preços médios de energia de curto prazo são calculados pela CCEE a cada hora e são definidos para cada região.

Quando há grande disponibilidade de recursos hidrológicos, o PLD tende a permanecer em níveis mais baixos, o que pode não ser suficiente para (i) cobrir os custos de geração dessa mesma energia (quando relacionados ao nosso negócio de geração); e (ii) cobrir o custo do contrato de compra e venda de energia em nosso negócio de comercialização de energia.

Nesse cenário, os preços de energia de longo prazo também podem ser impactados e permanecer em patamares mais baixos, o que pode reduzir nossas margens ou não ser suficiente para cobrir os custos de geração dessa mesma energia.

Por outro lado, caso a disponibilidade hidrológica seja afetada, os preços spot tendem a aumentar significativamente, além de impactar pontualmente o *Generation Scaling Factor*, o que pode impactar negativamente nossos custos de compra de energia, uma vez que o preço estabelecido no contrato de compra e a venda de contratos de energia pode não ser suficiente.

Podemos ser forçados a negociar energia elétrica no mercado à vista a preços desfavoráveis, sem o direito de repassar quaisquer custos adicionais a nossos consumidores finais, em tempo hábil ou de qualquer outra forma.

De acordo com o Novo Modelo do Setor Elétrico, conforme atualizado pela Lei nº 15.269/2025, as distribuidoras de energia elétrica devem assegurar o atendimento integral da demanda prevista de energia para suas respectivas áreas de concessão, por meio de mecanismos de contratação regulados e fiscalizados pela ANEEL, notadamente no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Essas contratações são realizadas, em regra, por meio de leilões de energia nova e existente, que podem ocorrer com antecedência de até sete anos em relação ao início do suprimento. A Lei nº 15.269/2025 introduziu maior flexibilidade ao modelo ao modernizar as regras de contratação, reconhecer o papel do armazenamento de energia e instituir o Supridor de Última Instância (SUI), reduzindo parcialmente os riscos sistêmicos de descontração. Ainda assim, a abertura gradual do mercado livre a todos os consumidores, a ampliação da autoprodução e a crescente descentralização da matriz elétrica aumentam a complexidade da projeção de cargas, de modo que não é possível garantir que as previsões de demanda de energia em nossa área de concessão sejam plenamente precisas.

Não podemos garantir que nossas previsões de demanda de energia em nossa área de concessão de distribuição sejam precisas. Se nossas projeções ficarem aquém da demanda real de eletricidade, ou se não conseguirmos comprar energia por meio do mercado regulado devido à falta de oferta de energia no mercado, ou se uma empresa de geração deixar de entregar a energia que foi contratada anteriormente, podemos ser forçados a compensar o déficit celebrando contratos de curto prazo para comprar eletricidade no mercado spot, onde podemos pagar significativamente mais pela energia sem sermos capazes de repassar esses custos aumentados para nossos consumidores finais. Além disso, se subestimarmos nossas necessidades de energia de distribuição, podemos estar sujeitos a penalidades impostas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

Além disso, se nossas projeções excederem a demanda real em mais do que a margem permitida (105% da demanda real), inclusive onde a demanda estiver reprimida devido a campanhas governamentais em resposta a más condições hidrológicas ou devido à redução da atividade econômica, poderemos não ser capazes de repassar aos nossos consumidores finais o custo do excesso de energia que compramos, ensejando perdas financeiras e afetando adversamente os nossos resultados.

Ademais, se nossas projeções excederem a demanda real em mais do que a margem permitida (105% da demanda real), inclusive onde a demanda estiver reprimida devido a campanhas governamentais em resposta a más condições hidrológicas ou devido à redução da atividade econômica, poderemos não ser capazes de repassar aos nossos consumidores finais o custo do excesso de energia que compramos, ensejando perdas financeiras e afetando adversamente os nossos resultados.

Estamos sujeitos ao risco de crédito de contraparte nos contratos celebrados com a Copel Comercialização e, em caso de inadimplência, podemos ter que negociar energia elétrica a um preço base diverso do adquirido.

A Copel Comercialização está sujeita ao risco de crédito de uma contraparte. Quando a Copel Comercialização vende energia elétrica, as contrapartes dos contratos de compra de energia elétrica podem não cumprir suas obrigações contratuais, o que pode levar a Copel Comercialização a vender energia a um preço base diferente. Nos casos em que compramos energia, seja proveniente de projetos de geração de energia, em operação, em construção, em comercialização de energia elétrica, as contrapartes vendedoras também podem inadimplir os respectivos contratos e, consequentemente, a Copel Comercialização pode ter que comprar energia a um preço diferente do preço base e estar sujeita às penalidades regulatórias impostas pela CCEE por insuficiência de garantias contratuais.

As análises de crédito e as garantias oferecidas por nossas contrapartes em contratos de compra e venda de energia podem ser insuficientes para cobrir perdas decorrentes de inadimplemento, o que pode afetar adversamente nossos resultados.

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

Flutuações no valor do real em relação ao dólar americano continuam representando um fator relevante de risco para nossas operações. Historicamente, a moeda brasileira tem apresentado movimentos significativos diante de variações no cenário econômico interno e externo. A taxa de câmbio real/dólar americano em 31 de dezembro de 2025 era de R\$ 5,5024 por US\$ 1,00.

A variação cambial impacta diretamente nossos custos, especialmente aqueles relacionados à compra de energia da Usina Hidrelétrica de Itaipu, cuja tarifa é parcialmente indexada ao dólar norte americano. Assim, episódios de depreciação do real elevam os custos de aquisição dessa energia e podem exercer pressão sobre nossas despesas operacionais. Da mesma forma, a volatilidade da taxa de câmbio pode reduzir nosso acesso a mercados internacionais de capitais, aumentar a probabilidade de intervenção governamental e afetar negativamente o valor, em dólares, tanto dos dividendos distribuídos quanto do preço de negociação de nossas ADSs.

Ainda, nossa subsidiária Copel Comercialização (Copel Mercado Livre) detém autorização do MME para importar e exportar energia da Argentina e do Uruguai. Adicionalmente, a Copel Comercialização possui autorizações concedidas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) para as atividades de (i) carregamento de gás natural; (ii) comercialização de gás natural; (iii) agente de comércio exterior. Nesse sentido, estaremos expostos a flutuações na taxa de câmbio em relação a qualquer importação de energia, bem como ao risco de flutuações na taxa de câmbio do mercado de gás natural, tendo em vista que parte dessas transações podem ser realizadas em moeda estrangeira.

As flutuações de câmbio podem aumentar os passivos e/ou diminuir os ativos decorrentes dessas operações, na medida em que obrigações de pagamento contratadas em moeda estrangeira podem ter o seu valor aumentado em caso de desvalorização do real frente à moeda de referência e vice-versa.

Os contratos de compra e venda de energia elétrica, firmados pela Copel Comercialização, subsidiária da Companhia, podem nos expor a riscos de flutuação de preços de energia elétrica.

Nossa subsidiária Copel Comercialização negocia transações de compra e venda de energia elétrica, parte das quais são classificadas como instrumentos financeiros derivativos mensurados pelo valor justo por meio de seus resultados. As perdas ou ganhos líquidos não realizados decorrentes da marcação a mercado desses contratos (diferença entre os preços contratados e os preços de mercado) são reconhecidos no resultado do exercício. Essa atividade pode expor nossos resultados às flutuações dos preços futuros de energia.

(h) regulação dos setores em que o emissor atue;

Estamos sujeitos a uma regulamentação abrangente de nossos negócios, o que afeta fundamentalmente nosso desempenho financeiro.

Nosso negócio está sujeito a extensa regulamentação por várias autoridades legais e reguladoras brasileiras, particularmente o MME e a ANEEL, que regulam e supervisionam vários aspectos de nosso negócio e aprovam nossas tarifas. Podemos ser obrigados a reduzir ou interromper a produção de energia (curtailment) de nossas usinas por ordem do 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 nossas operações podem afetar adversamente nossa condição financeira e resultados operacionais.

Por exemplo, as tarifas que cobramos pela venda de energia elétrica a clientes cativos são determinadas de acordo com um contrato de concessão com o governo brasileiro por meio da ANEEL. As tarifas que cobramos de nossos clientes são determinadas de acordo com um contrato de concessão e de acordo com a regulamentação da ANEEL. Além disso, as decisões da ANEEL com relação às nossas tarifas podem ser contestadas por autoridades públicas ou por nossos clientes. Decisões administrativas e judiciais resultantes dessas contestações podem modificar as decisões da ANEEL desfavoravelmente a nós, o que pode afetar adversamente nossa condição financeira e resultados operacionais.

Se quaisquer outras regulamentações ou novas leis forem aprovadas pelo governo brasileiro para reduzir os preços da energia elétrica, essas novas leis e regulamentos podem ter um efeito material adverso em nossos resultados operacionais.

As regras de comercialização de energia elétrica e as condições de mercado podem afetar os preços de venda de energia elétrica.

Realizamos atividades de comercialização por meio de contratos de compra e venda de energia elétrica, principalmente no mercado não regulado de eletricidade (mercado livre), por meio de nossas geradoras e comercializadoras. A comercialização de energia é afetada por mudanças na metodologia de cálculo do preço da energia no curto prazo (Preço de Liquidação das Diferenças, ou “PLD”). Atualmente, o PLD é determinado pelos resultados dos modelos de otimização da operação dos sistemas interligados utilizados pelo ONS e pela CCEE.

Nessa determinação, podem ocorrer erros de entrada de dados ou erros nos modelos de otimização da operação dos sistemas interligados, o que pode levar a uma alteração inesperada no PLD. Qualquer um desses eventos pode causar incerteza de mercado, redução da liquidez e perdas financeiras com variações inesperadas de preço.

A partir de 1º de janeiro de 2021, o PLD é calculado oficialmente para cada submercado por hora, conforme proposta da Comissão Permanente de Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (“CPAMP”), de acordo com o cronograma de implantação definido pela Portaria nº 301/2019 do MME.

Qualquer mudança nas regras de comercialização de energia relacionada ao aumento das restrições à entrada de novos consumidores no Mercado Livre pode afetar nosso negócio de comercialização de energia elétrica, na medida em que o universo de potenciais clientes diminuiria, potencialmente diminuindo o volume possível de receitas advindas dessas operações.

Além disso, o excesso de oferta de energia no mercado, pode causar uma queda nos preços de energia elétrica e impactar negativamente nosso negócio e resultados.

A ANEEL pode nos penalizar por descumprir os termos dos contratos de concessões ou leis e regulamentos aplicáveis, e podemos não recuperar o valor total de nosso investimento se qualquer uma de nossas concessões for rescindida.

Nossas concessões têm prazos de 20 a 35 anos e podem ser prorrogadas se determinadas condições forem atendidas. Se deixarmos de cumprir qualquer termo dos contratos de concessões ou lei ou regulamentação aplicável, a ANEEL poderá nos impor penalidades, que podem incluir advertências, imposição de multas potencialmente substanciais e restrições às nossas operações, entre outras.

A ANEEL também pode rescindir nossas concessões antes do término de seus prazos, seja em razão do descumprimento de suas disposições ou em razão do interesse público, mediante processo de caducidade ou desapropriação.

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 cumprir para garantir que nosso contrato de concessão de distribuição não seja rescindido.

Caso a ANEEL rescinda qualquer uma de nossas concessões antes do prazo, ficaremos impedidos de operar o(s) segmento(s) do negócio por ela(s) autorizados. Adicionalmente, eventual indenização recebida do governo brasileiro pela parcela não amortizada de nosso investimento pode se mostrar insuficiente para a recuperação integral do valor investido.

A rescisão antecipada ou a não renovação de quaisquer de nossas concessões, bem como a imposição de multas ou penalidades severas pela ANEEL, podem impactar de forma materialmente adversa nossa situação financeira e nossos resultados operacionais.

Nossos equipamentos, instalações e operações estão sujeitos a inúmeras regulamentações ambientais e de saúde, que podem se tornar mais rigorosas no futuro e podem resultar em aumento de responsabilidades e maiores despesas de capital.

Nossas atividades de distribuição, transmissão e geração estão sujeitas a extensa legislação federal, estadual e municipal, bem como à supervisão de agências governamentais brasileiras responsáveis pela implementação de leis e políticas ambientais e de saúde. Esses órgãos poderiam tomar medidas de fiscalização contra nós por descumprimento de seus regulamentos e os requisitos estabelecidos para a manutenção de nossas licenças ambientais. Essas ações podem resultar, entre outras coisas, na imposição de multas, embargos e revogação de licenças, o que pode ter um efeito material adverso em nossa condição financeira e resultados operacionais. Também é possível que regulamentações ambientais e de saúde aprimoradas nos obriguem a alocar capital para cumprimento e, como resultado, desviar recursos de investimentos planejados. Tal desvio poderia ter um efeito material adverso em nossa situação financeira e resultados operacionais.

De acordo com a Convenção de Estocolmo sobre Poluentes Orgânicos Persistentes, a legislação brasileira exige que eliminemos o uso de bifenilas policloradas ("PCBs") em nossos equipamentos, medida que foi implementada em 2025, e exige que realizemos uma gestão ambientalmente correta desses líquidos contendo PCBs até 2028.

Até a finalização desta última etapa, permanecemos expostos ao risco de contaminação durante a operação e à possibilidade de incidentes decorrentes de manutenções, além dos custos adicionais associados ao processo de substituição e destinação final.

(i) países estrangeiros onde o emissor atue;

Não aplicável, tendo em vista que não atuamos em países estrangeiros.

(j) questões sociais;

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.

A eclosão de novas epidemias, desastres naturais e outras catástrofes em escala regional ou global, podem resultar, em graus variados, na queda do consumo nos segmentos comercial e industrial, bem como na volatilidade esporádica nos mercados internacional e/ou brasileiro, a adoção de medidas governamentais e privadas, incluindo restrições, no todo ou em parte, à circulação e transporte de pessoas, mercadorias e serviços e, conseqüentemente, o fechamento total ou parcial de estabelecimentos privados e repartições públicas, interrupções na cadeia de abastecimento e aumento da intervenção nas economias.

Esses eventos podem ter um efeito negativo e significativo na economia mundial e na economia brasileira, e incluir ou incluir uma redução no nível de atividade econômica; desvalorização e volatilidade da moeda; aumento do déficit fiscal e restrições ao investimento público; atrasos em processos judiciais, arbitrais e/ou administrativos; imposição, ainda que temporária, de tratamento tributário 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 podem impactar a liquidez e o valor de mercado de nossos valores mobiliários emitidos e gerar impactos negativos em nossas operações de negócios. Não podemos garantir que não ocorrerão surtos regionais e/ou globais de doenças transmissíveis e, caso ocorram, não podemos garantir que seremos capazes de evitar um impacto adverso em nossos negócios, operações e resultados financeiros.

(k) questões ambientais;

Estamos sujeitos a riscos relacionados aos impactos socioambientais de nossas atividades, o que pode afetar adversamente nossos negócios e resultados operacionais.

A implantação, expansão e manutenção de nossa rede de distribuição de energia elétrica podem modificar o ecossistema e gerar impactos sociais, incluindo intervenções em áreas urbanas e rurais, supressão de vegetação, ocupação de áreas para instalação de infraestrutura e eventuais interferências em comunidades locais..

Tais atividades podem, ainda, causar impactos diretos e indiretos nas comunidades locais, como o 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. Projetos eólicos podem gerar impactos como mudança na paisagem, ruídos, risco a fauna local especialmente para aves.

Nesses casos, podemos ser obrigados a implementar planos específicos para minimizar, mitigar e sanear esses impactos, bem como obter licenças e autorizações adicionais, o que pode resultar em custos adicionais, atrasos em projetos e maior complexidade operacional.

Ademais, o gerenciamento incorreto dos impactos socioambientais causados pelas nossas atividades pode resultar em danos reputacionais e perdas financeiras para nossos negócios.

(l) questões climáticas, incluindo riscos físicos e de transição;

Estamos sujeitos a fatores climáticos e incertezas que podem afetar adversamente nossas operações e resultados operacionais.

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 nos reservatórios das usinas hidrelétricas e levar à indisponibilidade de nossos sistemas de fornecimento de energia elétrica, além de danos à infraestrutura elétrica, causando interrupções no fornecimento de energia e aumento dos custos de manutenção e recomposição de ativos, e, conseqüentemente, na aplicação de penalidades por parte de órgãos reguladores, reclamações de consumidores, ações judiciais, custos para a restauração de sistemas, custos para a disponibilização de energia, e, portanto, o que pode 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 que regem nossas atividades de geração de energia em parques eólicos estabelecem cláusulas de desempenho, que nos obrigam a gerar quantidades mínimas de energia em bases anuais e quadrienais de acordo com as quantidades de energia vendidas nos leilões correspondentes. O descumprimento dessas cláusulas pode impactar adversamente nossos resultados, tanto em razão da aplicação de penalidades, como da potencial perda de autorizações e custos para adquirir e disponibilizar a energia contratada.

Também estamos sujeitos aos impactos das incertezas relacionadas às mudanças climáticas, tais como (i) variação da demanda por energia; (ii) precificação do carbono; e (iii) exigências regulatórias para redução de emissões.

Nossa Política de Gestão Integrada de Riscos Corporativos classifica e categoriza os efeitos das mudanças climáticas que podem afetar nossas operações e estratégia de negócios da seguinte forma: (i) riscos climáticos físicos, relacionados à ocorrência de eventos climáticos associados a frequentes e severos ou a mudanças ambientais de longo prazo (crônicas), que podem estar relacionadas a mudanças nos padrões climáticos; e (ii) riscos climáticos de transição, relacionados à 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 de captura desses gases estão preservados, o que pode implicar custos adicionais e ajustes em nosso modelo de negócios.

Nos últimos anos, ocorreram eventos climáticos severos na área de concessão da Companhia, incluindo evento extremo com ventos intensos no Estado do Paraná, que ocasionou danos expressivos à infraestrutura do sistema elétrico e demandou custos adicionais para recomposição da rede e restabelecimento do fornecimento de energia.

A materialização desses fatores pode afetar adversamente nossos negócios, condição financeira e resultados operacionais.

No ano de 2025, a área sob nossa concessão de distribuição de energia foi impactada por um tornado, com rajadas de vento que alcançaram aproximadamente 300 km/h, atingindo o município de Rio Bonito do Iguazu (PR) e ocasionando danos expressivos à infraestrutura do sistema elétrico.

(m) outras questões não compreendidas nos itens anteriores:

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 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 de emissores brasileiros e aumento da volatilidade das emissões estrangeiras de empresas nacionais.

Além disso, o governo brasileiro exerceu e continua exercendo influência significativa sobre a economia brasileira e frequentemente altera as políticas monetárias, fiscais, de crédito, cambiais e outras políticas para influenciar a economia brasileira. Nossos negócios, condição financeira, resultados operacionais e perspectivas podem ser afetados adversamente por mudanças nas políticas governamentais, bem como por outros fatores, incluindo, sem limitação:

- movimento e volatilidade da taxa de câmbio;
- inflação e mudanças na taxa de juros;
- políticas de controle do câmbio;
- política fiscal e mudança nas legislações tributárias;
- outros acontecimentos políticos, diplomáticos, sociais e econômicos que possam afetar o Brasil ou os mercados internacionais;
- controle sobre o fluxo de capital; e/ou
- limitação no comércio exterior.

Nos últimos anos, o Brasil tem enfrentado situações fiscais adversas e instabilidade política. O PIB brasileiro cresceu 2,3% em 2025, 3,4% em 2024 e 2,9% em 2023. A taxa de desemprego foi de 5,2% em 2025, 6,6% em 2024 e 7,4% em 2023. A inflação, conforme relatado pelo índice de preços ao consumidor (IPCA), foi de 4,26% em 2025, 4,83% em 2024 e 4,62% em 2023. A taxa de juros básica do Banco Central do Brasil (SELIC) foi de 15,0 em 31 de dezembro 2025, 12,25% 2024 e 11,75% em 2023. Desenvolvimentos econômicos, sociais e políticos futuros no Brasil podem afetar adversamente nossos negócios, situação financeira ou resultados operacionais, ou fazer com que o valor de mercado de nossos valores mobiliários diminua.

Mudanças ou incertezas quanto à implementação das políticas podem gerar ou contribuir para instabilidades econômicas, aumentar a volatilidade dos mercados de capitais e afetar adversamente nossos negócios, resultados operacionais e situação financeira.

Além disso, considerando o sistema presidencialista brasileiro e a influência substancial exercida pelo Poder Executivo na definição e implementação de políticas públicas, não é possível prever se futuras decisões governamentais poderão gerar efeitos adversos sobre a economia brasileira e, consequentemente, sobre nossos negócios.

Em 2026 ocorrerão eleições presidenciais, e potenciais mudanças de direção na política econômica ou em outras iniciativas governamentais decorrentes do processo eleitoral podem elevar a incerteza e a volatilidade macroeconômica. Alterações em políticas fiscais, monetárias, regulatórias ou setoriais, bem como eventuais mudanças no ambiente institucional, podem impactar nossos custos operacionais, a demanda por nossos serviços e o acesso a financiamento.

A inflação e as medidas governamentais para conter a inflação, principalmente aumentos nas taxas de juros, podem contribuir para a incerteza econômica no Brasil e podem reduzir nossas margens e resultados

Historicamente, o Brasil enfrentou períodos de inflação elevada, e os indicadores recentes mostram mudanças significativas no comportamento dos índices de preços. A taxa de inflação anual medida pelo Índice Geral de Preços – Disponibilidade Interna (“IGP-DI”) registrou alta de 6,86% em 2024, queda acumulada de -1,20% ao longo de 2025 e variação positiva de 0,20% em janeiro de 2026, com acumulado de -1,10% em 12 meses até esse período.

O Banco Central do Brasil, como em ciclos anteriores, continua atuando por meio da política monetária para controlar a inflação, ajustando a taxa básica de juros (SELIC) conforme necessário. Mudanças nas expectativas do mercado e a especulação sobre a condução da política econômica seguem exercendo influência relevante sobre a atividade econômica nacional.

Embora nossos contratos de concessão prevejam ajustes anuais com base em índices inflacionários, caso o Brasil volte a enfrentar inflação substancial e o governo adote políticas de controle semelhantes às do passado, nossos custos poderão aumentar mais rapidamente que nossas receitas. Isso poderia pressionar nossas margens operacionais e líquidas e, caso haja deterioração da confiança dos investidores, afetar negativamente o valor das ADSs.

Além disso, como parte significativa de nossa dívida está atrelada ao CDI ou a taxas indexadas ao IPCA, aumentos na inflação ou na taxa de juros tendem a elevar nossas despesas financeiras. Taxas mais altas também impactam negativamente as condições de novos financiamentos. Pressões inflacionárias podem ainda reduzir o acesso a mercados financeiros internacionais e resultar em maior intervenção governamental na economia, incluindo políticas que possam afetar adversamente o desempenho geral da economia brasileira.

As adversidades econômicas e políticas em outras regiões, especialmente em economias desenvolvidas e em mercados emergentes, podem afetar negativamente o investimento estrangeiro no Brasil e o crescimento econômico do país.

A percepção de risco associada às condições econômicas e geopolíticas de economias avançadas, bem como de outros mercados emergentes, continua a influenciar significativamente o desempenho dos mercados financeiros internacionais. Mudanças abruptas no sentimento dos investidores nessas regiões podem afetar adversamente os preços dos títulos emitidos por companhias brasileiras, incluindo nossos valores mobiliários. Crises econômicas, deterioração das condições de crédito, tensões geopolíticas ou alterações súbitas em políticas comerciais nesses mercados podem reduzir o fluxo de capital direcionado a economias emergentes, restringindo o acesso ao financiamento e pressionando os preços dos ativos brasileiros.

Nos últimos anos, algumas economias desenvolvidas adotaram políticas comerciais mais restritivas, impondo barreiras que afetaram cadeias globais de suprimentos e elevaram a volatilidade nos mercados financeiros.

Esses fatores continuam a gerar incerteza no mercado e podem reduzir o interesse de investidores estrangeiros por empresas brasileiras, incluindo a Copel.

Tarifas comerciais mais elevadas e políticas protecionistas adotadas em economias desenvolvidas também tendem a desacelerar o comércio internacional e pressionar custos globais, afetando empresas exportadoras e importadoras. Esses desenvolvimentos podem influenciar negativamente o desempenho de setores sensíveis ao ciclo econômico no Brasil e reduzir a atratividade relativa de emissores brasileiros, contribuindo para a volatilidade em nossos valores mobiliários.

Historicamente, eventos adversos em mercados emergentes resultaram em aumento da percepção de risco pelos investidores internacionais, levando à reprecificação dos ativos e subsequente queda nos preços dos títulos emitidos no Brasil. Mesmo quando condições econômicas domésticas divergem, desenvolvimentos negativos em um país ou região podem desencadear movimentos generalizados de aversão ao risco em outros mercados emergentes, inclusive no Brasil. Esse comportamento pode reduzir o interesse dos investidores estrangeiros em valores mobiliários brasileiros, afetando negativamente o preço de mercado de nossas ações e nossa capacidade futura de acessar os mercados de capitais em condições favoráveis.

Riscos geopolíticos externos ao mercado em que operamos e hostilidades militares — incluindo conflitos armados atualmente em curso em diferentes regiões, tensões internacionais entre grandes potências e possíveis agravamentos envolvendo alianças no Oriente Médio — bem como eventuais sanções econômicas decorrentes desses confrontos, desencadeando volatilidade significativa nos preços das commodities e no sistema financeiro global, instabilidade nos mercados de crédito e capitais, podendo afetar negativamente nossos negócios com aumento de custos e despesas.

Estamos sujeitos a riscos externos relacionados às nossas operações e à nossa cadeia de suprimentos. Os mercados globais vêm enfrentando maior volatilidade devido ao aumento das tensões geopolíticas, especialmente em decorrência de conflitos armados em andamento em diversas regiões e de disputas envolvendo importantes potências globais e seus aliados. Sanções e tarifas econômicas impostas por diferentes blocos e autoridades internacionais como consequência direta desses confrontos podem afetar cadeias de suprimentos, provocar interrupções de mercado e gerar volatilidade significativa nos preços das commodities e no sistema financeiro global, inclusive por meio de instabilidade nos mercados de crédito e capitais. Esses fatores podem impactar negativamente nossos negócios, elevar custos e despesas e, consequentemente, afetar nossa condição financeira e resultados operacionais.

A intensificação desses conflitos, ou de quaisquer outros que possam surgir, pode ampliar as tensões geopolíticas ao redor do mundo e causar novas interrupções no comércio internacional, nas cadeias industriais e nos sistemas de transporte, além de aumentar a volatilidade dos preços de mercado — especialmente no setor energético. Também pode ampliar a incerteza regulatória e contratual, o que pode afetar negativamente nossos negócios.

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

O governo brasileiro tem promovido, ao longo do tempo, alterações em sua política fiscal que impactam o setor de energia, podendo continuar a fazê-lo no futuro. Tais mudanças já envolveram a elevação de alíquotas, a modificação de bases de cálculo e, em determinadas circunstâncias, a instituição de tributos de caráter temporário para atender a objetivos fiscais específicos. Se não pudermos repassar integral ou tempestivamente eventuais aumentos de carga tributária, nossos resultados operacionais e financeiros poderão ser adversamente afetados.

A reforma tributária sobre o consumo no Brasil, instituída pela Emenda Constitucional nº 132/2023 e regulamentada por legislação complementar, poderá impactar nossas operações, resultados e fluxos de caixa. A substituição de tributos como PIS, COFINS, ICMS e ISS pelo novo modelo de Imposto sobre Valor Agregado — composto pela CBS, pelo IBS e pelo Imposto Seletivo — ainda envolve incertezas quanto à sua aplicação prática ao setor de energia elétrica, incluindo as atividades de geração, transmissão e distribuição sob regime de concessão.

Alterações na carga tributária incidente sobre receitas, custos e investimentos podem afetar o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão regulados pela ANEEL. Embora existam mecanismos legais de recomposição, não há garantia de que eventuais ajustes ocorrerão de forma tempestiva e integral. Além disso, o período de transição tende a aumentar a complexidade operacional, os custos de conformidade e o risco de interpretações divergentes ou contingências fiscais.

Não é possível assegurar integralmente que a reforma tributária não produzirá efeitos adversos relevantes sobre nossos negócios, fluxo de caixa e resultados operacionais.

O governo poderá, a qualquer tempo, rever, restringir ou mesmo extinguir benefícios fiscais de dedutibilidade, tais como os juros sobre capital próprio ("JCP"), como parte de medidas de ajuste fiscal ou reforma do sistema tributário. Eventuais alterações nas regras aplicáveis, incluindo mudanças nos limites de dedução, na base de cálculo ou na tributação na fonte, poderão aumentar nossa carga tributária efetiva e impactar negativamente nossos resultados, fluxos de caixa e política de distribuição de proventos aos acionistas.

Abaixo encontram-se listados os 5 (cinco) principais fatores de risco considerados pela Companhia, dentre aqueles enumerados no campo 4.1, independentemente da categoria em que estejam inseridos:

- 1. 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 adversamente nossos negócios e reputação, incluindo o risco de interrupção no fornecimento de energia e suspensão das operações.**
- 2. Interrupções nas operações ou deterioração da qualidade dos nossos serviços podem ter um efeito adverso em nossos negócios, situação financeira, reputacional e resultados operacionais.**
- 3. Estamos sujeitos a uma regulamentação abrangente de nossos negócios, o que afeta fundamentalmente nosso desempenho financeiro.**
- 4. Nossos resultados operacionais dependem das condições hidrológicas predominantes. O impacto da escassez de água e as consequentes medidas tomadas pelo governo para economizar energia podem ter um efeito material adverso em nossos negócios, na situação financeira e nos resultados operacionais.**
- 5. Somos amplamente dependentes da economia do Estado do Paraná, em relação ao negócio de distribuição de energia.**

Risco de crédito

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

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

*As informações da tabela estão em milhares de reais

a) A Companhia administra o risco de crédito sobre esses ativos, considerando sua política em aplicar seus recursos em instituições financeiras com elevado rating em escala nacional, considerando as maiores agências de classificação que atuam no País.

b) Risco de perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados aos clientes, relacionado a fatores internos e externos. Para reduzir esse tipo de risco, a Companhia atua na gestão de contas a receber, detectando clientes com maior possibilidade de inadimplência, implementando políticas específicas de cobrança e/ou exigência de garantias financeiras e suspendendo o fornecimento e/ou o registro de energia e a prestação do serviço, conforme estabelecido em contrato e normas regulamentares. A Copel DIS, que representa a maior parte do saldo de clientes da Companhia, possui carteira extremamente pulverizada e os grandes clientes são monitorados periodicamente.

c) A Administração considera reduzido o risco desse crédito, visto que os contratos firmados asseguram o direito incondicional de receber caixa ao final da concessão a ser pago pelo Poder Concedente, correspondente aos custos atrelados aos Ativos e passivos financeiros setoriais e aos investimentos em infraestrutura, não recuperados por meio de tarifa de energia elétrica de distribuição.

d) A Administração considera reduzido o risco desse crédito visto que o contrato celebrado de venda da energia por cotas garante o recebimento de Receita Anual de Geração – RAG, que inclui a amortização anual desse valor durante o prazo da concessão.

e) Para os ativos de concessão de geração, a Aneel publicou a Resolução Normativa nº 596/2013, que trata da definição de critérios para cálculo do Valor Novo de Reposição – VNR, para fins de indenização. Em julho de 2021 foi publicada a Resolução Normativa nº 942/2021, posteriormente abarcada pela Resolução Normativa nº 1027/2022, que disciplinou a apuração destes valores por meio da apresentação de laudos de avaliação a serem elaborados por empresas credenciadas. Em 2022 a Copel protocolou na Aneel os laudos de avaliação relativos aos valores residuais para as UHEs GPS e Mourão, conforme descrito na NE nº 9.3. O MME, por meio da Portaria nº 845/2025, abriu a Consulta Pública MME nº 190/2025, com o objetivo de receber contribuições para minuta de Portaria contendo as diretrizes a serem observadas na condução do processo para reconhecimento dos investimentos, complementares aos do projeto básico (art. 2º do Decreto nº 7.850/2012), com impacto direto na forma de pagamento de indenização devida aos concessionários, ao término do período de vigência dos contratos de concessão. A Consulta Pública ficou aberta para contribuições até 18.08.2025 e não foi concluída até o presente momento. A expectativa da Administração sobre a indenização destes ativos indica a recuperabilidade dos saldos registrados.

f) Risco decorrente da possibilidade de a Companhia incorrer em perdas resultantes da volatilidade do mercado de ações, que vem sendo administrado através de acompanhamento periódico das variações ocorridas no mercado, e os riscos inerentes ao investimento em startups, monitorados por meio de avaliação de riscos tecnológicos e de mercado, e gestão de expectativas de crescimento.

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.

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

A tabela a seguir demonstra valores esperados de liquidação, não descontados, em cada faixa de tempo. As projeções foram efetuadas com base em indicadores financeiros vinculados aos respectivos instrumentos financeiros, previstos nas medianas das expectativas de mercado do Relatório Focus, do Banco Central do Brasil – Bacen, que fornece a expectativa média de analistas de mercado para tais indicadores para o ano corrente e para os próximos 4 anos. A partir de 2030, repetem-se os indicadores de 2029 até o horizonte da projeção.

Consolidado	Juros (a)	Menos de 1 mês	1 a 3 meses	3 meses a 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
31.12.2025							
Empréstimos e financiamentos	NE nº 19	29.938	93.284	352.377	3.194.727	2.503.324	6.173.650
Debêntures	NE nº 20	295.537	126.206	3.225.832	10.240.541	12.277.243	26.165.359
Contas a pagar vinculadas à concessão	Tx. Retorno + IGP-M e IPCA	14.139	28.277	128.447	736.929	1.542.744	2.450.536
Fornecedores	—	2.757.752	286.965	14.950	133.544	—	3.193.211
Pert	Selic	6.085	12.295	57.254	262.235	—	337.869
Parcelamento ICMS	Selic	6.358	714	3.323	3.093	—	13.488
Passivos financeiros setoriais	Selic	74.529	151.687	726.138	—	—	952.354
Passivo de arrendamentos	NE nº 24	8.578	16.969	75.852	135.724	405.075	642.198
		3.192.916	716.397	4.584.173	14.706.793	16.728.386	39.928.665

(a) Taxa de juros efetiva - média ponderada.

* As informações das tabelas estão em milhares de reais.

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.

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.

(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 Distribuidora.

Análise de sensibilidade do risco cambial - dólar

A Companhia desenvolveu análise de sensibilidade com objetivo de mensurar o impacto da variação cambial do dólar norte-americano sobre seus passivos financeiros expostos a tais riscos.

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

Para o cenário base foram considerados os saldos contábeis registrados na data destas demonstrações financeiras e para o cenário provável a Companhia considera o saldo atualizado com a variação da taxa de câmbio – fim de período (R\$/US\$5,50) prevista na mediana das expectativas de mercado para 2026 do Relatório Focus do Bacen.

Adicionalmente, os cenários “1” e “2”, que consideram deterioração de 25% e 50%, respectivamente, no fator de risco principal do instrumento financeiro em relação ao nível utilizado no cenário provável, em decorrência de eventos extraordinários que possam afetar o cenário econômico.

Risco cambial	Risco	Base 31.12.2025	Cenários projetados		
			Provável	Cenário 1	Cenário 2
Passivos financeiros					
Fornecedores					
Itaipu	Alta do dólar	(147.233)	64	(36.728)	(73.520)
		(147.233)	64	(36.728)	(73.520)

* As informações das tabelas estão em milhares de reais.

(b) Risco de taxa de juros e variações monetárias

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

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

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

A avaliação dos instrumentos financeiros considera os possíveis efeitos no resultado e patrimônio líquido frente aos riscos avaliados pela Administração da Companhia na data das demonstrações financeiras, conforme sugerido pelo CPC 40 (R1) / IFRS 7 Instrumentos Financeiros: Evidenciação. Baseado na posição patrimonial e no valor 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 os saldos atualizados com a variação dos indicadores (CDI/Selic – 12,25%, IPCA – 4,00%, IGP-M – 3,87%, previstos na mediana das expectativas de mercado para 2026 do Relatório Focus do Bacen, e TJLP de 8,64% calculado por projeção interna da Companhia. Adicionalmente, os cenários “1” e “2”, que consideram deterioração de 25% e 50%, respectivamente, no fator de risco principal do instrumento financeiro em relação ao nível utilizado no cenário provável, em decorrência de eventos extraordinários que possam afetar o cenário econômico.

Risco de taxa de juros e variações monetárias	Risco	31.12.2025	Cenários projetados		
			Provável	Cenário 1	Cenário 2
Ativos financeiros					
Títulos e valores mobiliários	Baixa CDI/Selic	691.781	84.744	63.576	42.406
Cauções e depósitos vinculados	Baixa CDI/Selic	9	1	1	1
Ativos financeiros setoriais	Baixa Selic	800.926	98.114	73.585	49.057
Contas a receber vinculadas à concessão	Baixa IPCA	4.603.446	184.138	138.103	92.069
		6.096.162	366.997	275.265	183.533
Passivos financeiros					
Empréstimos e financiamentos					
Banco do Brasil	Alta CDI	(751.784)	(92.093)	(115.117)	(138.140)
BNDES	Alta TJLP	(718.767)	(62.083)	(77.603)	(93.124)
BNDES	Alta IPCA	(395.665)	(15.827)	(19.783)	(23.740)
Banco do Nordeste	Alta IPCA	(1.467.281)	(58.691)	(73.364)	(88.037)
Banco do Brasil - Repasse de recursos do BNDES	Alta TJLP	(53.967)	(4.661)	(5.827)	(6.992)
Outros	Sem Risco	(1.916)	-	-	-
Debêntures (a)	Alta CDI/Selic	(10.907.182)	(1.336.130)	(1.670.162)	(2.004.195)
Debêntures	Alta IPCA	(5.915.935)	(236.637)	(295.797)	(354.956)
Debêntures	Alta TJLP	(65.631)	(5.669)	(7.086)	(8.503)
Passivos financeiros setoriais	Alta Selic	(883.990)	(108.289)	(135.361)	(162.433)
Parcelamento ICMS	Alta Selic	(12.970)	(1.589)	(1.986)	(2.383)
Programa Especial de Regularização Tributária – Pert	Alta Selic	(296.042)	(36.265)	(45.331)	(54.398)
Contas a pagar vinculadas à concessão	Alta IGP-M	(829.934)	(32.118)	(40.148)	(48.178)
Contas a pagar vinculadas à concessão	Alta IPCA	(276.393)	(11.056)	(13.820)	(16.584)
		(22.577.457)	(2.001.108)	(2.501.385)	(3.001.663)

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

* As informações das tabelas estão em milhares de reais.

A Companhia e suas controladas e coligadas são parte em diversos processos no desenvolvimento normal de suas atividades. Para os fins deste item 4.4, foram considerados como processos individualmente relevantes aqueles processos judiciais ou procedimentos administrativos em que a Companhia e/ou suas controladas figuram no polo passivo ou no polo ativo e no âmbito do qual uma decisão desfavorável para a Companhia ou sua controladas ou coligadas em questão possa gerar uma perda e que: (i) tenham valor individual igual ou superior a R\$25 milhões, que corresponde ao valor estipulado pela administração da Companhia para fins de controles internos, divulgação nas Demonstrações Financeiras Anuais e Informações Financeiras Trimestrais, considerando a natureza e o volume de suas operações; e/ou (ii) individualmente possam vir a impactar negativamente as operações ou a imagem da Companhia ou de suas controladas, independentemente do valor envolvido.

A Companhia apresenta a seguir uma breve descrição dos processos mais relevantes em que ela e suas controladas e coligadas figuram como partes na data base de 31 de dezembro de 2025, segregados por sua natureza.

Processo Judicial de natureza D. Tributário Nº.: 5017128-81.2019.4.04.7000 (Pasta 006958)		
Juízo	Secretaria de Recursos aos Tribunais Superiores	
Instância	2ª Instância	
Data da instauração	12/04/2019	
Partes no processo	Autor	COPEL - Companhia Paranaense de Energia
	Réu	União (Fazenda Nacional)
Valor envolvido em R\$	Provável: R\$ 0,00 Possível: R\$ 34.496.409,64 Remoto: R\$ 0,00	
Principais fatos	Trata-se de ação ordinária proposta pela Copel em face da União na qual busca afastar a responsabilidade solidária que lhe foi imputada pelo Instituto Nacional da Seguridade Social – INSS relativamente às contribuições previdências em contratos de prestação de serviços firmados pela Companhia no período de 08/1991 a 01/1999, nos termos da Notificação Fiscal de Lançamento de Débito (NFLD) nº. 35.273.871-5. Houve sentença julgando parcialmente procedente o pedido inicial para afastar parte dos débitos, devendo o valor ser apurado em liquidação de sentença. As partes apresentaram recursos de apelação, sendo que o Tribunal Regional Federal da Quarta Região deu provimento ao recurso da União para julgar inteiramente improcedente a ação, em especial com fundamento na presunção de legitimidade do lançamento tributário. A Copel apresentou Recurso Especial para o Superior Tribunal de Justiça, o qual se encontra pendente de análise acerca da admissibilidade.	
Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença de parcial procedência, determinando uma nova perícia em liquidação, para apuração do valor considerando as exclusões apontadas. Acórdão reformando a sentença, para julgar inteiramente improcedente a ação, com fundamento na presunção de legitimidade do lançamento tributário.	
Estágio do processo	Aguardando análise do Recurso	
Chance de perda	Possível	
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Contingência relevante em razão do valor envolvido.	
Análise do impacto em caso de perda do processo	A perda do processo impactará financeiramente a Companhia.	
Valor provisionado em R\$	O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável (neste caso, igual a zero).	
Percentual de Contingenciamento	Copel: 100,00%.	

Processo Judicial de natureza D. Tributário Nº.: 5052990-40.2024.4.04.7000 (Pasta 007558)		
Juízo	4ª Vara Federal de Curitiba	
Instância	1ª Instância	
Data da instauração	30/10/2024	
Partes no processo	Autor	União (Fazenda Nacional)
	Réu	COPEL - Companhia Paranaense de Energia
Valor envolvido em R\$	Provável: R\$ 0,00 Possível: R\$ 0,00 Remoto: R\$ 63.459.865,10	
Principais fatos	Trata-se de ação ordinária proposta pela Copel em face da União na qual busca afastar a responsabilidade solidária que lhe foi imputada pelo Instituto Nacional da Seguridade Social – INSS relativamente às contribuições previdências em contratos de prestação de serviços firmados pela Companhia no período de 02/1999 a 08/2000, nos termos da Notificação Fiscal de Lançamento de Débito (NFLD) nº. 35.273.876-6. O processo se encontra na fase de produção de prova pericial.	
Resumo das decisões de mérito proferidas	Ainda sem decisão de mérito.	
Estágio do processo	Produção de provas.	
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Contingência relevante em razão do valor envolvido.	
Chance de perda	Remoto.	
Análise do impacto em caso de perda do processo	A perda do processo impactará financeiramente a Companhia.	
Valor provisionado em R\$	O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável (neste caso, igual a zero)	
Percentual de Contingenciamento	Copel: 100,00%	

Processo Judicial de natureza D. Administrativo Nº.: 0000286-09.2004.8.16.0004 (Pasta 020670)		
Juízo		1ª Vara da Fazenda Pública de Curitiba
Instância		1ª instância
Data da instauração		15/09/2004
Partes no processo	Autor	COPEL – Companhia Paranaense de Energia
	Réu	Escritório Xavier de Advocacia S/C
Valor envolvido em R\$		Provável: R\$ 0,00 Possível: R\$ 0,00 Remoto: R\$ 32.616.877,54
Principais fatos		Ação Declaratória de Nulidade proposta pela COPEL em 2004 pleiteando a declaração de nulidade de dois contratos de prestação de serviços advocatícios em que contratou o Escritório Xavier de Advocacia, em 25/10/2001, para defendê-la administrativa e/ou judicialmente em face de Autos de Infração da Receita Federal. A pretensão da COPEL foi rejeitada, com trânsito em julgado, sendo reconhecido o direito do escritório ao recebimento da parcela de êxito de 5%. A Copel entende que já realizou o pagamento da condenação, sendo que se encontra pendente discussão acerca de eventuais juros e correção monetária incidentes em contrapartida dos depósitos judiciais realizados pela Copel.
Resumo das decisões de mérito proferidas		TJPR deu parcial provimento à apelação da COPEL para declarar a nulidade dos contratos, mas reconheceu o direito do escritório aos valores contratados, exceto multa rescisória e percentual de êxito. STJ deu parcial provimento ao Recurso Especial do escritório para reconhecer o direito ao recebimento da parcela de êxito (5%). Juiza entendeu que os valores depositados pela Copel se deram a título de pagamento, razão pela qual só são devidos juros e correção monetária entre a diferença entre o que restou reconhecido judicialmente e os depósitos.
Estágio do processo		1º Instância
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante		Contingência relevante em razão do valor envolvido.
Chance de perda		Remoto
Análise do impacto em caso de perda do processo		A perda do processo impactará financeiramente a Companhia.
Valor provisionado em R\$		O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável (neste caso igual a zero).
Percentual de Contingenciamento		Copel: 100,00%

Processo Judicial de natureza D. do Trabalho Nº.: 1783500-95.2006.5.09.0008 (Pasta 026573)		
Juízo		6ª TURMA DO TST
Instância		TST
Data da instauração		18/10/2006
Partes no processo	Autor	SINTEC - SIND. DOS TÉCNICOS INDUSTRIAIS NO ESTADO DO PARANÁ F. C. DA R. M. T. V. N. M. DOS S. SERGIO BARADEL MENDES
	Réu	COPEL - Companhia Paranaense de Energia
Valor envolvido em R\$		Provável: R\$ 0,00 Possível: R\$ 32.444.393,43 Remoto: R\$ 1.388.774,67
Principais fatos		Reconhecimento da aplicação do divisor 200 e respectivos reflexos.
Resumo das decisões de mérito proferidas		As principais decisões reconhecem a aplicação do divisor 200 e o pagamento dos respectivos reflexos.
Estágio do processo		O processo estava sobrestado em razão da análise da aplicação da repercussão geral nº 1046 e atualmente possui pauta de julgamento agendada.
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante		Contingência relevante em razão do valor total envolvido.
Chance de perda		Possível
Análise do impacto em caso de perda do processo		A perda do processo impactará financeiramente a Companhia, porém por ser um processo de chance de perda possível ou remota, ou seja, com menos de 50% de chance de ocorrer, a Companhia não contabilizou uma provisão, seguindo o disposto no CPC 25.
Valor provisionado		O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável (neste caso, igual a zero).
Percentual de Contingenciamento		Copel DIS: 100,00%

Processo Judicial de natureza D. Tributário Nº.: 0006130-95.2008.8.16.0004 (Pasta 037024)		
Juízo		1ª Vice-Presidência do TJPR
Instância		2ª instância
Data da instauração		05/07/2008
Partes no processo	Autor	COPEL – Companhia Paranaense de Energia
	Réu	Município de Curitiba
Valor envolvido em R\$		Provável: R\$ 0,00 Possível: R\$ 185.032.821,51 Remoto: R\$ 257.290,19

Principais fatos	Trata-se de ação declaratória de inexistência de relação jurídica proposta pela Copel em face do Município de Curitiba com o objetivo de declarar a imunidade tributária de IPTU sobre os imóveis localizados no município, afetados à concessão de serviços públicos de geração, transmissão e distribuição de energia, considerando, entre outros fundamentos jurídicos, a titularidade privativa da União sobre essas concessões e suas instalações. Houve a concessão da liminar para suspender a exigência do tributo, porém ao analisar o mérito da discussão o MM. Juiz Singular julgou improcedente a ação. A Copel apresentou recurso de apelação, sendo que o TJPR deu provimento ao recurso para reformar a sentença para julgar procedente o pedido inicial, com o reconhecimento da imunidade. O Município de Curitiba apresentou Recurso Extraordinário para o Supremo Tribunal Federal, com o sobrestamento do processo para aguardar o julgamento de repercussão geral (Tema 1398).
Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença desfavorável à Companhia sob o fundamento de que ela não goza de imunidade tributária, por ser voltada ao lucro e distribuição de dividendos (Tema 508 do STF). Acórdão do TJPR afastando-se a aplicação do Tema 508 do STF, considerando decisões recentes do STF, e reconhecendo a imunidade tributária de IPTU sobre os imóveis localizados no Município de Curitiba e destinados à prestação do serviço público.
Estágio do processo	2ª Instância
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Contingência relevante em razão do valor envolvido.
Chance de perda	Possível.
Análise do impacto em caso de perda do processo	A perda do processo impactará financeiramente a Companhia, porém por ser um processo de chance de perda possível, ou seja, com menos de 50% de chance de ocorrer, a Companhia não contabilizou uma provisão, seguindo o disposto no CPC 25.
Valor provisionado em R\$	O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável (neste caso, igual a zero).
Percentual de Contingenciamento	Copel DIS: 70,69% Copel GET: 29,31%

Processo Judicial de natureza D. Administrativo Nº.: 0004127-02.2010.8.16.0004 (Pasta 044973)		
Juízo	3ª Vara da Fazenda Pública de Curitiba	
Instância	1ª instância	
Data da instauração	04/03/2010	
Partes no processo	Autor	IESA – Projetos, Equipamentos e Montagens S/A
	Réu	Copel Geração e Transmissão S.A.
Valor envolvido em R\$	Provável: R\$ 0,00 Possível: R\$ 0,00 Remoto: R\$ 97.494.403,56	
Principais fatos	Trata-se de medida judicial proposta pela IESA em face da Copel na qual requer a declaração de ilegalidade de multas e sua restituição, com correção e juros, de contrato firmado em 2004 (Contrato 27.842), bem como, pagamento de atrasos em boletins de medição; retenção indevida de IPI; recomposição de prejuízos suportados com aquisição de mão-de-obra/equipamentos.	
Resumo das decisões de mérito proferidas	Sem sentença.	
Estágio do processo	O processo se encontra na fase de produção de provas.	
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Contingência relevante em razão do valor envolvido.	
Chance de perda	Remoto	
Análise do impacto em caso de perda do processo	A perda do processo impactará financeiramente a Companhia.	
Valor provisionado em R\$	O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável (neste caso igual a zero).	
Percentual de Contingenciamento	Copel GET: 100,00%	

Processo Judicial de natureza D. Administrativo Nº.: 0004126-17.2010.8.16.0004 (Pasta 045725)		
Juízo	2ª Vara da Fazenda Pública de Curitiba	
Instância	1ª instância	
Data da instauração	04/03/2010	
Partes no processo	Autor	IESA – Projetos, Equipamentos e Montagens S/A
	Réu	Copel Geração e Transmissão S.A.
Valor envolvido em R\$	Provável: R\$ 0,00 Possível: R\$ 0,00 Remoto: R\$ 27.021.717,12	
Principais fatos	Trata-se de medida judicial proposta pela IESA em face da Copel na qual requer a declaração de ilegalidade de multas, o reequilíbrio e reajuste dos preços de contrato celebrado em 2004 (Contrato 27.461).	
Resumo das decisões de mérito proferidas	Sem sentença.	
Estágio do processo	O processo se encontra na fase de produção de provas	
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Contingência relevante em razão do valor envolvido.	
Chance de perda	Remoto	
Análise do impacto em caso de perda do processo	A perda do processo impactará financeiramente a Companhia.	
Valor provisionado em R\$	O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável (neste caso igual a zero).	
Percentual de Contingenciamento	Copel GET: 100,00%	

Processo Judicial de natureza D. Administrativo Nº.: 0001415-73.2009.8.16.0004 (Pasta 046708)		
Juízo		19ª Vara Cível de Curitiba
Instância		1ª instância
Data da instauração		08/06/2011
Partes no processo	Autor	IESA - Projetos, Equipamentos e Montagens S.A.
	Réu	Copel Distribuição S.A. Copel Geração e Transmissão S.A.
Valor envolvido em R\$		Provável: R\$ 0,00 Possível: R\$ 1.605.813,71 Remoto: R\$ 27.517.453,45
Principais fatos		Trata-se de medida judicial proposta pela IESA em face da Copel na qual requer a declaração de ilegalidade de multas, o reequilíbrio e reajuste dos preços de contrato celebrado em 2004 (Contrato 26.021), bem como, pagamento de atrasos em boletins de medição; reajuste contratual; retenção indevida de IPI; recomposição de prejuízos suportados com aquisição de equipamentos.
Resumo das decisões de mérito proferidas		Sem sentença.
Estágio do processo		O processo se encontra na fase de produção de provas.
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante		Contingência relevante em razão do valor envolvido.
Chance de perda		Remoto
Análise do impacto em caso de perda do processo		A perda do processo impactará financeiramente a Companhia.
Valor provisionado em R\$		O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável (neste caso, igual a zero).
Percentual de Contingenciamento		Copel DIS: 100,00%

Processo Judicial de natureza D. Regulatório Nº.: 0026725-92.2009.4.01.3800 (Pasta 048788)		
Juízo	Tribunal Regional da Sexta Região (TRF6)	
Instância	2ª instância	
Data da instauração	14/10/2010	
Partes no processo	Autor	ADIC – Associação de Defesa de Interesses Coletivos
	Réu	Copel Distribuição S.A. e outros
Valor envolvido em R\$	Provável: R\$ 0,00 Possível: R\$ 0,00 Remoto: R\$ 656.572.830,47	
Principais fatos	Trata-se de Ação Coletiva proposta pela ADIC em face da ANEEL, da UNIÃO, da Copel e outras 44 distribuidoras de energia elétrica pleiteando a devolução dos valores supostamente pagos a maior em virtude de alegado erro na metodologia de cálculo do reajuste tarifário aplicado sobre as faturas de energia nos anos de 2002 a 2009. Em 2011 houve decisão pela exclusão das Distribuidoras. Em 2017 foi proferida sentença extinguindo o processo, sem resolução de mérito, em razão da perda superveniente do objeto, consistente na alteração da metodologia de cálculo da tarifa realizada pela ANEEL por meio do Despacho ANEEL n. 245/2010. Houve a apresentação de recurso de apelação pela ADIC, o qual foi desprovido. A ADIC apresentou recurso de embargos de declaração, o qual se encontra pendente de análise.	
Resumo das decisões de mérito proferidas	Distribuidoras excluídas do processo. Sentença extinguiu o processo, sem resolução de mérito, em razão da perda superveniente do objeto da ação, tendo em vista a assinatura de termo aditivo aos contratos de concessão em março de 2010, alterando-se a redação da cláusula sétima, sendo implementada a neutralidade da Parcela. Acórdão mantendo a sentença.	
Estágio do processo	Pendente a análise dos embargos de declaração apresentados pela ADIC.	
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Contingência relevante em razão do valor total envolvido.	
Chance de perda	Remota	
Análise do impacto em caso de perda do processo	A perda do processo impactará financeiramente a Companhia, porém por ser um processo de chance de perda classificada como remota, ou seja, com menos de 50% de chance de ocorrer, a Companhia não contabilizou uma provisão, seguindo o disposto no CPC 25.	
Valor provisionado em R\$	O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável (neste caso, igual a zero).	
Percentual de Contingenciamento	Copel DIS: 100,00%	

Processo Judicial de natureza D. Civil Nº.: 0000166-53.2011.8.16.0122 (Pasta 052473)		
Juízo	Vara Cível de Ortigueira	
Instância	1ª Instância	
Data da instauração	23/02/2011	
Partes no processo	Autor	MINERADORA TIBAGIANA LTDA
	Réu	COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A. CONSÓRCIO ENERGÉTICO CRUZEIRO DO SUL - CECS
Valor envolvido em R\$	Provável: R\$ 0,00 Possível: R\$ 0,00 Remoto: R\$ 698.154.971,87	
Principais fatos	Alega a requerente que o CECS, para a instalação do canteiro de obras para futura instalação da UHE Mauá, utiliza área concedida a ela por meio de Decreto de Lavra para extração de diamantes. Busca a suspensão das obras, suspensão das licenças de supressão vegetal, e indenização. Sentença favorável à Companhia, proferida em 02/2021 que julgou improcedente a ação sem resolução do mérito ante a falta de interesse de agir do autor. Processados os recursos apresentados pelo Autor, foram todos negados, bem como o Recurso Especial e o Recurso Extraordinário. O processo transitou em julgado e retornou ao primeiro grau para eventual cumprimento de sentença (custas e honorários, se cabível). Sem expectativa de desembolso pela Copel GeT.	
Resumo das decisões de mérito proferidas	Em 2021 foi proferida sentença totalmente desfavorável à Mineradora, tendo sido julgado improcedente o pedido. Em 2022 o TJPR manteve a sentença, pois por meio da Portaria nº 479/2016, o Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral do Ministério de Minas e Energia, por entender que o Plano de Aproveitamento Econômico apresentado pela Mineradora Tibagiana Ltda. foi mal formulado, e que, portanto, a concessão de lavra foi ilegalmente concedida, reconheceu a nulidade da Portaria de Lavra nº 280/2009, que autorizava a autora a lavrar diamante industrial nos Municípios de Ortigueira e Telêmaco Borba. Em fase recursal, os recursos especial e extraordinário da Autora perante o STJ e STF não foram admitidos, tendo-se transitado em julgado.	
Estágio do processo	Retorno dos autos para primeiro grau, em cumprimento de sentença	
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Contingência relevante em razão do valor total envolvido.	
Chance de perda		
Análise do impacto em caso de perda do processo	A perda do processo impactará financeiramente a Companhia.	
Valor provisionado em R\$	O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável (neste caso igual a zero).	

Percentual de Contingenciamento		Copel GET: 100,00%
Processo Judicial de natureza D. Administrativo Nº.: 0006992-32.2009.8.16.0004 (Pasta 046631)		
Juízo		1ª Vara da Fazenda Pública de Curitiba
Instância		1ª instância
Data da instauração		14/08/2009
Partes no processo	Autor	IESA - Projetos, Equipamentos e Montagens S.A.
	Réu	Copel Distribuição S.A. Copel Geração e Transmissão S.A.
Valor envolvido em R\$		Provável: R\$ 674.218,46 Possível: R\$ 38.384.151,35 Remoto: R\$ 11.026.257,64
Principais fatos		Trata-se de medida judicial proposta pela IESA em face da Copel na qual requer a declaração de ilegalidade de multas, o reequilíbrio e reajuste dos preços de contrato celebrado em 2004 (Contrato 27.148), bem como, pagamento de atrasos em boletins de medição; reajuste contratual; retenção indevida de IPI; recomposição de prejuízos suportados com aquisição de equipamentos.
Resumo das decisões de mérito proferidas		Sem sentença.
Estágio do processo		O processo se encontra na fase de produção de provas.
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante		Contingência relevante em razão do valor total envolvido.
Chance de perda		Possível
Análise do impacto em caso de perda do processo		A perda do processo impactará financeiramente a Companhia.
Valor provisionado em R\$		O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável.
Percentual de Contingenciamento		Copel DIS: 88,91% Copel GET: 11,09%

Processo Judicial de natureza D. Tributário Nº.: 1591356 (Pasta 055747)		
Juízo		Supremo Tribunal Federal
Instância		2ª Instância
Data da instauração		16/04/2012
Partes no processo	Autor	União (Fazenda Nacional)
	Réu	COPEL – Companhia Paranaense de Energia
Valor envolvido em R\$		Provável: R\$ 114.713.513,77 Possível: R\$ 0,00 Remoto: R\$ 0,00

Principais fatos	A Copel impetrou mandado de segurança no qual buscava o reconhecimento da imunidade da incidência da COFINS sobre o faturamento obtido com negócios envolvendo energia elétrica (Autos nº. 95.00.11037-7/PR). A sentença foi favorável para Companhia, com trânsito em julgado, razão pela qual se deixou de pagar o tributo. Todavia a União em 2000 propôs ação rescisória julgada procedente, com trânsito em julgado no ano de 2010, na qual houve a desconstituição da coisa julgada objeto do referido mandado de segurança. A Receita Federal exigiu o recolhimento da COFINS que deixou de ser recolhida em razão da decisão favorável no mandado de segurança. A União apresentou a Execução Fiscal nº 5015930-53.2012.4.04.7000, que tem como objeto a cobrança do valor da COFINS (tributo) que foi consubstanciado no PAF 10980.004398/2010-09. Neste processo, depois de garantido o juízo, houve a apresentação de embargos à execução fiscal (autos nº 5022933-59.2012.4.04.7000). Tal processo teve decisão desfavorável no primeiro grau, no Tribunal Regional da Quarta Região e no Superior Tribunal de Justiça, estando pendente a análise de Recurso Extraordinário pelo Supremo Tribunal Federal.
Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença julgando improcedente o pedido inicial por entender, em síntese, que não existem fundamentos para reconhecer vícios formais ou a decadência, bem como que não houve a transferência dos valores aos cofres públicos, o que gerou acréscimo patrimonial à Copel. Acórdão do TRF4 mantendo a sentença em sede de recurso de apelação. Acórdão do STJ não admitindo o Recurso Especial da Copel por entender que não se encontravam presentes os requisitos da legislação e da jurisprudência.
Estágio do processo	2ª instância.
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Contingência relevante em razão do valor envolvido e risco de perda.
Chance de perda	Provável
Análise do impacto em caso de perda do processo	A perda do processo impactará financeiramente a Companhia.
Valor provisionado em R\$	O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável
Percentual de Contingenciamento	Copel: 100,00%

Processo Judicial de natureza D. Administrativo Nº.: 0000166-53.2011.8.16.0122 (Pasta 061328)		
Juízo	INSTITUTO AMBIENTAL DO PARANÁ	
Instância	Administrativa	
Data da instauração	21/06/2013	
Partes no processo	Autor	INSTITUTO ÁGUA E TERRA - IAT
	Réu	CONSÓRCIO ENERGÉTICO CRUZEIRO DO SUL - CECS
Valor envolvido em R\$	Provável: R\$ 0,00 Possível: R\$ 131.191.105,95 Remoto: R\$ 0,00	
Principais fatos	Auto de Infração Ambiental contra o Consórcio Energético Cruzeiro do Sul, por deixar de efetuar a reposição florestal obrigatória no Reservatório da UHE Mauá, nos municípios de Ortigueira e Telêmaco Borba. Após defesa administrativa e alegações finais o auto de infração foi mantido. O CECS apresentou recurso administrativo em face de tal decisão. Atualmente, aguarda-se o julgamento do recurso administrativo pela SEMA.	
Resumo das decisões de mérito proferidas	Aguardando decisão em sede de recurso administrativo	
Estágio do processo	Em fase administrativa recursal	
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Contingência relevante em razão do valor envolvido e possível dano de imagem considerando a natureza do procedimento.	
Chance de perda	Possível	
Análise do impacto em caso de perda do processo	A perda do processo impactará financeiramente a Companhia.	
Valor provisionado em R\$	O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável (neste caso igual a zero).	
Percentual de Contingenciamento	Copel GET: 100,00%	

Processo Judicial de natureza D. Civil Nº.: 0001257-47.2012.8.16.0122 (Pasta 061333)		
Juízo		VARA DA FAZENDA PÚBLICA DE ORTIGUEIRA
Instância		1ª INSTÂNCIA
Data da instauração		30/11/2012
Partes no processo	Autor	LUCIANA LEITE LUCIANA LEITE ME
	Réu	COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A. ELETROSUL – CENTRAIS ELÉTRICAS S.A. CONSÓRCIO ENERGÉTICO CRUZEIRO DO SUL - CECS
Valor envolvido em R\$		Provável: R\$ 2.861.463,33 Possível: R\$ 26.246.485,37 Remoto: R\$ 0,00
Principais fatos		Trata da ação indenizatória sustentando que a instalação da UHE Mauá causou o alagamento da área de extração de areia e impediu a obtenção da licença ambiental e da portaria de lavra, configurando danos emergentes, lucros cessantes e perda de uma chance.
Resumo das decisões de mérito proferidas		A sentença condenou a Copel GeT ao pagamento de indenização à Autora. O TJPR, manteve as conclusões sobre responsabilidade objetiva, nexos causal e validade das provas administrativas, e determinou a realização de perícias em fase de liquidação de sentença para apurar a extensão do dano.
Estágio do processo		Em fase de cumprimento de sentença.
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante		Contingência relevante em razão do valor envolvido.
Chance de perda		A chance de perda do valor maior é possível, porém, há valor também no provável.
Análise do impacto em caso de perda do processo		A perda do processo impactará financeiramente a Companhia.
Valor provisionado em R\$		O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável.
Percentual de Contingenciamento		Copel GET: 100,00%

Processo Judicial de natureza D. do Trabalho Nº.: 0000314-78.2014.5.09.0001 (Pasta 066026)		
Juízo		1ª VARA DO TRABALHO DE CURITIBA
Instância		1ª INSTÂNCIA
Data da instauração		07/03/2014
Partes no processo	Autor	SIND EMP CONC SER GER TRANS DIS COM ENER CURITIBA – SINDENEL I. P. P. L. R. L. A. Z. B. J. M. G. N. N. S. S. H.
	Réu	COPEL DISTRIBUIÇÃO S.A.
Valor envolvido em R\$		Provável: R\$ 576.226,20 Possível: R\$ 1.655.687,81 Remoto: R\$ 31.967.107,13
Principais fatos		Ação coletiva ajuizada pelo Sindenele pleiteando o reconhecimento da natureza salarial do auxílio alimentação a partir da sua implantação no PAT para os substituídos que estavam na Copel em dezembro/1996, e, a condenação ao pagamento dos respectivos reflexos, sob o fundamento de que houve alteração contratual em prejuízo ao trabalhador.
Resumo das decisões de mérito proferidas		Reconhecimento da natureza salarial do auxílio alimentação a partir da sua implantação no PAT, e, a condenação ao pagamento dos respectivos reflexos, sob o fundamento de que houve alteração contratual em prejuízo ao trabalhador.
Estágio do processo		A ação coletiva já transitou em julgado e aguarda o ajuizamento de todas as ações de cumprimento dos substituídos do Sindenele que se enquadram na decisão judicial.
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante		Contingência relevante em razão do valor total envolvido e estágio do processo, embora o risco de perda da parcela mais significativa seja classificado como remoto.
Chance de perda		A chance de perda é remota, porém, há valor lançado como provável.
Análise do impacto em caso de perda do processo		A perda do processo impactará financeiramente a Companhia.
Valor provisionado em R\$		O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável
Percentual de Contingenciamento		Copel DIS: 33,33% Copel GET: 33,33% Copel: 16,67% Copel TELECOM: 16,67%

Processo Judicial de natureza D. Tributário Nº.: 5018100-51.2019.4.04.7000 (Pasta 078540)		
Juízo		Superior Tribunal de Justiça
Instância		2ª instância
Data da instauração		27/02/2015
Partes no processo	Autor	COPEL – Companhia Paranaense de Energia
	Réu	União (Fazenda Nacional)

Valor envolvido em R\$	Provável: R\$ 24.059.195,43 Possível: R\$ 11.752.202,52 Remoto: R\$ 0,00
Principais fatos	Trata-se de ação de rito ordinário proposta pela Copel na qual busca anular o lançamento objeto do processo administrativo fiscal – PAF nº 10980-724.029/2015-32, que exige valores a título de IRPJ e CSLL. O lançamento foi baseado na glosa de algumas deduções regulares de base de cálculo efetuadas pela contribuinte, relativas a despesas operacionais que o Fisco considerou "desnecessárias" ou "financeiras não dedutíveis": (a) as despesas consideradas desnecessárias se referem a IOF e comissão na emissão de Notas de Crédito Industrial (captações da contribuinte junto ao BB); (b) as chamadas despesas financeiras não dedutíveis se tratam dos juros, por assim dizer, dessas mesmas captações. O argumento básico da fiscalização para glosar as despesas da contribuinte consiste na suposição de que tais despesas foram desnecessárias, pois em certos períodos específicos, houve coexistência de tais despesas com empréstimos concedidos a suas subsidiárias com encargos menores. A sentença julgou improcedente a ação, porém, ao julgar recurso de apelação da Copel, o TRF4 reformou parcialmente a sentença para afastar a multa isolada, com base no art. artigo 15 da Lei 14.689/2023, considerando que o julgamento na esfera administrativa foi definido em favor da Fazenda Pública pelo voto de qualidade. A Copel e a União apresentaram Recurso Especial para o Superior Tribunal de Justiça, os quais se encontram pendentes de análise.
Resumo das decisões de mérito proferidas	A sentença entendeu que os juros e despesas financeiras pagas pela Copel (Holding) foram desnecessários ou não dedutíveis, pelo fato de haver, no mesmo período, vigência de contrato de mútuo com subsidiária, com previsão de encargos menores. O acórdão entendeu da mesma forma, apenas alterou o critério de cálculo dos honorários em favor da União e, por outro lado, afastou a multa aplicada contra a Copel no auto de infração cuja anulação é objeto da ação.
Estágio do processo	Aguardando análise dos Recursos Especiais apresentados pela Copel e pela União para o Superior Tribunal de Justiça.
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Contingência relevante em razão do valor envolvido, e classificação do risco de perda e estágio do processo.
Chance de perda	Provável
Análise do impacto em caso de perda do processo	A perda do processo impactará financeiramente a Companhia.
Valor provisionado em R\$	O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável.

Percentual de Contingenciamento	Copel: 100,00%
---------------------------------	----------------

Processo Judicial de natureza D. Regulatório Nº.: 2220996 (Pasta 084429)		
Juízo		Superior Tribunal de Justiça
Instância		2ª instância
Data da instauração		15/09/2017
Partes no processo	Autor	Copel Distribuição S.A.
	Réu	ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico
Valor envolvido em R\$		Provável: R\$ 0,00 Possível: R\$ 31.593.159,92 Remoto: R\$ 0,00
Principais fatos		Trata-se de medida judicial proposta pela Copel pleiteando a declaração de nulidade de penalidade apurada pelo ONS e lhe aplicada pela ANEEL, consistente na cobrança do valor de R\$ 18.921.828,22, a título de parcela de ineficiência por sobrecontratação (PIS), decorrente da não utilização por esta distribuidora, no período de 2011 a 2014, de pelo menos 90% do Montante do Uso do Sistema de Transmissão (MUST) contratado para alguns pontos de conexão do seu sistema de distribuição de energia. Foi concedida antecipação de tutela pleiteada pela Copel para suspender a exigibilidade da multa e, depois do devido processamento, a ação foi julgada procedente para afastar a penalidade. O TRF4 deu provimento aos recursos de apelação da ANEEL e do ONS para julgar improcedente a ação, pois entendeu que a penalidade foi aplicada de acordo com a legislação. A Copel apresentou Recurso Especial para o Superior Tribunal de Justiça, o qual se encontra pendente de análise.
Resumo das decisões de mérito proferidas		A sentença julgou procedente os pedidos da Copel para reconhecer a nulidade do processo administrativo nº 48500.004163-2015-4, por entender que houve violação do devido processo legal. O TRF4 deu provimento aos recursos de apelação da ANEEL e do ONS para julgar improcedentes os pedidos da COPEL, pois entendeu que a penalidade foi aplicada de acordo com a legislação.
Estágio do processo		2ª instância.
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante		Contingência relevante em razão do valor envolvido.
Chance de perda		Possível
Análise do impacto em caso de perda do processo		A perda do processo impactará financeiramente a Companhia.
Valor provisionado em R\$		O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável (neste caso igual a zero).
Percentual de Contingenciamento		Copel DIS: 100,00%

Processo Judicial de natureza D. Administrativo Nº.: 0003955-44.2015.8.16.0179 (Pasta 086600)		
Juízo	8ª Vara Cível de Curitiba	
Instância	1ª instância	
Data da instauração	14/12/2015	
Partes no processo	Autor	Hágil Serviços Elétricos Ltda.
	Réu	Copel Distribuição S.A.
Valor envolvido em R\$	Provável: R\$ 0,00 Possível: R\$ 0,00 Remoto: R\$ 27.009.313,47	
Principais fatos	Trata-se de ação de indenização por danos materiais e morais proposta pela Hágil em face da Copel em razão de suposto descumprimento de obrigações assumidas nos contratos nº. 4600005779, nº. 4600005776, nº. 4600005862, nº. 4600003841, nº. 4600003272 e nº. 4600005863. Destaca que a inadequada gestão consiste: (a) na falta de materiais e sistema desorganizado de controle de almoxarifado; (b) na solicitação de obras muito pequenas; (c) na existência de obras distantes entre si; (d) na existência de obras em região de difícil acesso para execução dos trabalhos; (e) no desgaste do caminhão, em razão da localização das obras; (f) na remuneração inadequada para abertura de cavas; (g) na existência de condições climáticas desfavoráveis para execução dos serviços; (h) na negligência na análise de pedidos de desligamento de energia e alteração indevida da programação; (i) na ausência de análise de pedidos aos sábados; e (j) na ausência de rádio VHF para realização de manobras de rede. Diante dos fatos narrados, requer a condenação da Copel ao pagamento de indenização por danos materiais e morais em valor a ser arbitrada pelo Poder Judiciário	
Resumo das decisões de mérito proferidas	Sem sentença.	
Estágio do processo	1ª Instância	
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Contingência relevante em razão do valor envolvido.	
Chance de perda	Remoto	
Análise do impacto em caso de perda do processo	A perda do processo impactará financeiramente a Companhia.	
Valor provisionado em R\$	O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável (este caso igual a zero).	
Percentual de Contingenciamento	Copel DIS: 100,00%	

Processo Judicial de natureza D. Patrimonial Nº.: 0001344-73.2015.8.16.0194 (Pasta 087314)		
Juízo	1ª Vice-Presidência do Tribunal de Justiça do Estado do Paraná	
Instância	2ª Instância	
Data da instauração	12/02/2014	
Partes no processo	Autor	Banco do Nordeste do Brasil S.A.
	Réu	Copel Geração e Transmissão S.A.
Valor envolvido em R\$	Provável: R\$ 39.450.512,06 Possível: R\$ 0,00 Remoto: R\$ 0,00	
Principais fatos	Trata-se de medida judicial proposta pelo BNB alegando que o pagamento pela indenização de desapropriação de propriedade da UHE Colíder se deu de forma irregular, pois detinha a qualidade de credor hipotecário do bem imóvel e, conseqüente, fazia jus ao recebimento do valor. Contudo, a indenização foi paga ao proprietário do imóvel - Vale Grande Indústria e Comércio de Alimentos S.A. (VALE). O pedido inicial foi julgado procedente para condenar a Copel GeT ao pagamento de R\$ 7.534.196,81, com correção monetária pelo IPCA-E (13/02/2014) e juros de mora de 1% ao mês do evento danoso. Ainda, houve a condenação ao pagamento das custas processuais e honorários advocatícios de 10% (proveito econômico). Entendeu o judiciário, em síntese, que a Copel GeT descumpriu o art. 31 do Decreto-Lei nº. 3.365/41 e o art. 959 do Código Civil, pois realizou o pagamento para pessoa diversa do credor hipotecário. Desta forma, considerando que a Copel GeT fez o pagamento a quem não poderia receber, deve ressarcir o valor. A Copel GeT interpôs recurso de apelação, o qual foi parcialmente provido para fins de adequação dos juros e correção monetária para Taxa Legal. A Copel GeT apresentou Recurso Especial para o Superior Tribunal de Justiça, o qual se encontra pendente de análise acerca da admissibilidade.	
Resumo das decisões de mérito proferidas	A sentença julgou procedente o pedido para condenar a Copel GeT ao pagamento do valor correspondente à desapropriação diretamente ao credor hipotecário, pois entendeu que houve o descumprimento do art. 31 do Decreto-Lei nº. 3.365/41 e o art. 959 do Código Civil. O Acórdão deu parcial provimento ao recurso de apelação da Copel GeT para alterar o índice de juros e correção monetária para Taxa Legal.	
Estágio do processo	Pendente análise do Recurso Especial apresentado ao Superior Tribunal de Justiça.	
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Contingência relevante em razão do valor total envolvido e classificação do risco de perda.	

Chance de perda	Provável.
Análise do impacto em caso de perda do processo	A perda do processo impactará financeiramente a Companhia.
Valor provisionado em R\$	O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável.
Percentual de Contingenciamento	Copel GET: 100,00%

Processo Judicial de natureza D. Ambiental Nº.: 0000753-55.2010.8.16.0043 (Pasta 088542)		
Juízo	1ª VARA DA FAZENDA PÚBLICA DE ANTONINA	
Instância	1ª Instância	
Data da instauração	27/04/2010	
Partes no processo	Autor	COLONIA DE PESCADORES Z-8 DE ANTONINA - PARANÁ
	Réu	COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A.
Valor envolvido em R\$	Provável: R\$ 0,00 Possível: R\$ 0,00 Remoto: R\$ 74.759.825,35	
Principais fatos	Assoreamento da Baía de Antonina – Usina Parigot de Souza. A Colônia de Pescadores Z-8 de Antonina ingressou com a Ação Civil Pública em face da Copel alegando impactos ambientais ocasionados pela construção e operação da Usina Hidrelétrica Governador Parigot de Souza e a suposta inexistência de estudos ambientais do empreendimento. Pleiteia a condenação pelos danos materiais causados à comunidade pesqueira da Baía de Antonina; à indenização pecuniária pelos danos extrapatrimoniais coletivos; o pagamento de indenização pelos danos morais individuais e à obrigação de reparar os danos através da retirada de sedimentação trazida à Baía de Antonina pela instalação e operação da Usina. Segue em fase de perícia judicial. Obs. Este processo tramita em conexão com a Ação 0000990-89.2010.8.16.0043, da Aspran, pasta 054084.	
Resumo das decisões de mérito proferidas	Sem sentença	
Estágio do processo	1ª Instância	
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Contingência relevante em razão do valor total envolvido e do risco de dano à imagem da Companhia em caso de decisão desfavorável tendo em vista a natureza do objeto.	
Chance de perda	Remoto	
Análise do impacto em caso de perda do processo	A perda do processo impactará financeiramente a Companhia e poderia implicar dano à sua imagem.	
Valor provisionado em R\$	O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável (nesto caso, igual a zero).	
Percentual de Contingenciamento	Copel GET: 100,00%	

Processo Judicial de natureza D. Ambiental Nº.: 0001247-58.2018.8.16.0165 (Pasta 108987)		
Juízo		1ª VARA DA FAZENDA PÚBLICA DE TELÊMACO BORBA
Instância		1ª Instância
Data da instauração		18/02/2018
Partes no processo	Autor	APAP ASSOCIAÇÃO DOS PESCADORES AMBIENTAIS DO PARANA
	Réu	CONSÓRCIO ENERGÉTICO CRUZEIRO DO SUL – CECS KLABIN S.A.
Valor envolvido em R\$		Provável: R\$ 0,00 Possível: R\$ 144.716.044,02 Remoto: R\$ 0,00
Principais fatos		Ação Civil Pública Ambiental ajuizada com o objetivo de evitar morte de peixes, pretendendo-se a condenação das Rés em manter lâmina d'água de 15 cm na Barragem da UHE-Presidente Vargas em todos os dias do ano; a condenação do CECS a construir mecanismo de transposição de peixes; declarar na r. sentença o prejuízo à pesca do Rio Tibagi, pelos danos ambientais difusos e coletivos impostos.
Resumo das decisões de mérito proferidas		Processo sentenciado em 28/01/2026 para julgar improcedentes os pedidos do Autor, confirmando a regularidade ambiental da operação da Usina Hidrelétrica Mauá. Houve recurso de apelação da parte Autor, ainda não processado.
Estágio do processo		Aguardando julgamento do recurso.
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante		Contingência relevante em razão do valor total envolvido e do risco de dano à imagem da Companhia em caso de decisão desfavorável tendo em vista a natureza do objeto.
Chance de perda		Possível
Análise do impacto em caso de perda do processo		A perda do processo impactará financeiramente a Companhia e poderia implicar dano à sua imagem.
Valor provisionado em R\$		O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável (neste caso, igual a zero).
Percentual de Contingenciamento		Copel GET: 100,00%

Processo Judicial de natureza D. Penal Nº.: 0000228-98.2019.4.01.3603 (Pasta 119719)		
Juízo	10ª TURMA DO TRF1	
Instância	2ª Instância	
Data da instauração	28/1/2019	
Partes no processo	Autor	MINISTÉRIO PÚBLICO FEDERAL - MPF
	Réu	COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A.
Valor envolvido em R\$	Provável: R\$ 0,00 Possível: R\$ 0,00 Remoto: R\$ 31.251.000,00	
Principais fatos	Ação Penal proposta pelo MPF baseada no fato de que no dia 03 de maio de 2014, no Município de Colíder, a Copel causou poluição que provocou a mortandade de mais de 50 toneladas de peixes, durante a construção da Usina Hidrelétrica Colíder/MT, no Rio Teles Pires, incorrendo, assim, em crime ambiental, pelo que persegue a cobrança de multa sancionatória. A Copel apresentou defesa. Foram ouvidas testemunhas e juntados documentos e laudos técnicos. Proferida sentença favorável à Copel, objeto de recurso de apelação pelo MPF, que foi mantida pelo TRF. O MPF apresentou RESP, ainda não julgado pelo STJ.	
Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença e acórdão de 2º grau favoráveis à Copel. Aguardando análise de Recurso Especial do MPF no Superior Tribunal de Justiça (STJ).	
Estágio do processo	Aguardando análise de Recurso Especial do MPF no Superior Tribunal de Justiça (STJ).	
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Contingência relevante em razão do valor total envolvido e do risco de dano à imagem da Companhia em caso de decisão desfavorável tendo em vista a natureza do objeto.	
Chance de perda	Remoto	
Análise do impacto em caso de perda do processo	A perda do processo impactará financeiramente a Companhia e poderia implicar dano à sua imagem.	
Valor provisionado em R\$	O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável (neste caso igual a zero).	
Percentual de Contingenciamento	Copel GET: 100,00%	

Processo Judicial de natureza D. Tributário Nº.: 5001793-51.2021.4.04.7000 (Pasta 145743)		
Juízo	Tribunal Regional Federal da Quarta Região	
Instância	2ª instância	
Data da instauração	29/01/2021	
Partes no processo	Autor	União (Fazenda Nacional)
	Réu	COPEL – Companhia Paranaense de Energia
Valor envolvido em R\$	Provável: R\$ 0,00 Possível: R\$ 0,00 Remoto: R\$ 68.176.663,72	
Principais fatos	A União ajuizou a Execução Fiscal nº 5003668-56.2021.4.04.7000, a qual tem como objeto as CDA's nº. 35.728.191-8 e nº. 35.882.496-6. A Copel apresentou Embargos à Execução Fiscal nº. 5054253-78.2022.4.04.7000 na qual defende, em síntese, que inexistem diferenças de contribuições do INSS sobre participação nos lucros e resultados referente ao ano de 2010, pois a tributação ocorreu de acordo com a legislação vigente à época. Os Embargos à Execução Fiscal foram julgados procedentes, afastando a exigência fiscal por considerar nulo de pleno direito o processo administrativo fiscal. A União apresentou recurso de apelação, o qual se encontra pendente de análise pelo TRF4.	
Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença dos Embargos à execução favorável à COPEL, afastando a exigência.	
Estágio do processo	Aguardando julgamento do recurso.	
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Contingência relevante em razão do valor envolvido.	
Chance de perda	Remoto.	
Análise do impacto em caso de perda do processo	A perda do processo impactará financeiramente a Companhia.	
Valor provisionado em R\$	O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável (neste caso igual a zero).	
Percentual de Contingenciamento	Copel DIS: 100,00%	

Processo Judicial de natureza D. Ambiental Nº.: 1003411-29.2020.8.11.0009 (Pasta 144683)		
Juízo	VARA DA FAZENDA PÚBLICA DE COLÍDER	
Instância	1ª Instância	
Data da instauração	30/12/2020	
Partes no processo	Autor	MUNICIPIO DE COLIDER
	Réu	COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A.
Valor envolvido em R\$	Provável: R\$ 0,00 Possível: R\$ 0,00 Remoto: R\$ 290.507.237,00	
Principais fatos	Trata-se de Ação Civil Pública ajuizada pelo Município de Colíder ao argumento de que não foi devidamente compensado pelos impactos ambientais causados pela implantação da Usina Hidrelétrica de Colíder (UHE Colíder), e por isso busca a condenação da Copel ao pagamento de indenização por danos ambientais e outros. Processo em fase de produção de provas.	
Resumo das decisões de mérito proferidas	Sem sentença	
Estágio do processo	Produção de provas.	
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Contingência relevante em razão do valor total envolvido e do risco de dano à imagem da Companhia em caso de decisão desfavorável tendo em vista a natureza do objeto.	
Chance de perda	Remoto.	
Análise do impacto em caso de perda do processo	A perda do processo impactará financeiramente a Companhia e implicaria dano à sua imagem.	
Valor provisionado em R\$	O valor provisionado corresponde ao valor classificado como provável (neste caso, igual a zero).	
Percentual de Contingenciamento	Copel GET: 100,00%	

Processo Judicial de natureza D. Administrativo Nº.: 0003756-86.2020.8.16.0004 (Pasta 139380)		
Juízo	10ª Vara Cível de Curitiba	
Instância	1ª instância	
Data da instauração	24/08/2020	
Partes no processo	Autor	Montago Construtora Ltda.
	Réu	Copel Distribuição S.A.
Valor envolvido em R\$	Provável: R\$ 0,00 Possível: R\$ 0,00 Remoto: R\$ 45.967.224,78	
Principais fatos	Trata-se de medida judicial proposta em face da Copel DIS na qual busca a rescisão de Contrato nº. 4600014815, o qual tem como objeto a ampliação de subestação, liberação de apólice seguro e seu endosso, bem como indenização por danos emergentes. A medida liminar foi indeferida. As partes informaram celebração de acordo com a parte Contrafo, o que ensejou a sua exclusão do polo ativo da ação.	
Resumo das decisões de mérito proferidas	Sem sentença.	
Estágio do processo	O processo se encontra na fase de produção de provas.	
Chance de perda	Remota	
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Contingência relevante tendo em vista o valor envolvido.	
Análise do impacto em caso de perda do processo	A perda do processo impactará financeiramente a Companhia.	
Valor provisionado em R\$	O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável (neste caso, igual a zero).	
Percentual de Contingenciamento	Copel DIS: 100,00%	

Processo Judicial de natureza D. Regulatório Nº.: 48500.002550/2018-96 (Pasta 160083)		
Juízo		Processo Administrativo
Instância		1ª instância
Data da instauração		30/05/2018
Partes no processo	Autor	ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
	Réu	Mata de Santa Genebra Transmissão S.A.
Valor envolvido em R\$		Provável: R\$ 0,00 Possível: R\$ 220.000.000,00 Remoto: R\$ 0,00
Principais fatos		Trata-se de processo administrativo no qual se discute a redução da Receita Anual Permitida (RAP) no âmbito do Contrato de Concessão nº 019/2014, conforme §4º do art. 7º da Resolução Normativa ANEEL nº 454 /2011. A ANEEL, através do despacho nº. 168/2019, determinou a redução da RAP em até 10%. A Mata de Santa Genebra defende, dentre outros pontos, que o atraso deve ser imputado a terceiro. A Diretoria da ANEEL, por unanimidade, decidiu conhecer e, no mérito, dar provimento ao Pedido de Reconsideração interposto pela Mata de Santa Genebra, reconhecendo como nulos e sem efeitos todos os atos posteriores à Nota Técnica nº 463/2018, emitida pela Superintendência de Concessões, Permissões e Autorizações de Transmissão e Distribuição - SCT, por violação do devido processo legal. Em 30/03/2020 os autos foram remetidos à SCT (Superintendência de Concessões, Permissões e Autorizações de Transmissão e Distribuição).
Resumo das decisões de mérito proferidas		Decisão reconhecendo a nulidade da decisão da ANEEL por violação do devido processo legal.
Estágio do processo		1ª Instância
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante		Contingência relevante em razão do valor envolvido.
Chance de perda		Possível
Análise do impacto em caso de perda do processo		A perda do processo impactará financeiramente a Companhia.
Valor provisionado em R\$		O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável (neste caso igual a zero).
Percentual de Contingenciamento		MSG: 100,00%

Processo Judicial de natureza D. Regulatório Nº.: 48500.006277/2018-79 (Pasta 160085)		
Juízo		Processo Administrativo
Instância		2ª instância
Data da instauração		11/12/2018
Partes no processo	Autor	ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
	Réu	Mata de Santa Genebra Transmissão S.A.
Valor envolvido em R\$		Provável: R\$ 0,00 Possível: R\$ 89.929.696,11 Remoto: R\$ 0,00
Principais fatos		Trata-se de processo administrativo em que se discute eventos excludentes de responsabilidade em razão do atraso de integração das instalações previstas em Contrato de Concessão nº. 001/2014-ANEEL, bem como sanção administrativa aplicada em decorrência destes atrasos. A ANEEL, através do Despacho nº. 1.339/2022, decidiu: (i) aplicar a penalidade de multa prevista n Edital; e (ii) em caso de não pagamento da multa, determinar a execução da Garantia de Fiel Cumprimento em valor suficiente para quitação da referida multa, respondendo a Concessionária pela eventual diferença. A Mata de Santa Genebra apresentou pedido de reconsideração, o qual se encontra pendente de análise.
Resumo das decisões de mérito proferidas		Decisão da ANEEL, através do Despacho nº. 1.339/2022, aplicando a penalidade de multa por entender que houve o descumprimento do contrato de concessão.
Estágio do processo		1ª Instância.
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante		Contingência relevante em razão do valor envolvido.
Chance de perda		Possível
Análise do impacto em caso de perda do processo		A perda do processo impactará financeiramente a Companhia.
Valor provisionado em R\$		O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável (neste caso, igual a zero).
Percentual de Contingenciamento		MSG: 100,00%

Processo Judicial de natureza D. Tributário Nº.: 8002752-4 (Pasta 173424)		
Juízo		Processo Administrativo
Instância		2ª instância
Data da instauração		27/04/2023
Partes no processo	Autor	Secretaria da Fazenda do Estado do Paraná
	Réu	Copel Distribuição S.A.
Valor envolvido em R\$		Provável: R\$ 0,00 Possível: R\$ 0,00 Remoto: R\$ 48.092.733,83
Principais fatos		Trata -se de auto de infração que entendeu indevido o creditamento de ICMS sobre equipamentos adquiridos no âmbito de contrato de empreitada de subestação com a empresa Arteche Acp do Brasil Ltda. Houve decisão administrativa de primeira instância favorável à empresa para anular o auto de infração por equívoco na tipificação legal da eventual infração à legislação tributária estadual atribuída à Copel. Desta decisão houve recurso administrativo do Estado do Paraná, o qual se encontra pendente de análise.
Resumo das decisões de mérito proferidas		Houve decisão administrativa de primeira instância favorável à empresa para anular o auto de infração por equívoco na tipificação legal.
Estágio do processo		Pendente análise do recurso administrativo interposto pelo Estado do Paraná.
Chance de perda		Remota
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante		Contingência relevante em razão do valor envolvido.
Análise do impacto em caso de perda do processo		A perda do processo impactará financeiramente a Companhia.
Valor provisionado em R\$		O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável (neste caso igual a zero).
Percentual de Contingenciamento		Copel DIS: 100,00%

Processo Judicial de natureza D. do Trabalho Nº.: 0000042-11.2024.5.09.0009 (Pasta 185190)		
Juízo		9ª VARA DO TRABALHO DE CURITIBA
Instância		1ª INSTÂNCIA
Data da instauração		18/01/2024
Partes no processo	Autor	SINDEL - SIND DOS TRAB NAS CONCESSION DE ENERGIA DE LONDRINA
	Réu	COPEL - COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA COPEL COMERCIALIZAÇÃO S.A. COPEL DISTRIBUIÇÃO S.A. COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A. COPEL SERVIÇOS S.A.
Valor envolvido em R\$		Provável: R\$ 0,00 Possível: R\$ 0,00 Remoto: R\$ 28.553.018,08
Principais fatos		O Sindicato requer que os empregados não contemplados no PDV 2023 sejam contemplados em razão de alegada promessa feita pela empresa, mesmo em contrariedade ao estabelecido no Acordo Coletivo de Trabalho.
Resumo das decisões de mérito proferidas		Acórdão favorável à Copel no TRT9.
Estágio do processo		Aguarda julgamento do Recurso interposto pelo Sindicato no TST.
Chance de perda		Remota
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante		Contingência relevante em razão do valor envolvido.
Análise do impacto em caso de perda do processo		A perda do processo impactará financeiramente a Companhia.
Valor provisionado em R\$		O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável (neste caso igual a zero).
Percentual de Contingenciamento		Copel DIS: 25,00% Copel GET: 25,00% Copel COM: 25,00% Copel: 25,00%

Processo Judicial de natureza D. do Trabalho Nº.: 0001314-14.2023.5.09.0029 (Pasta 183961)		
Juízo		4ª TURMA DO TRT9
Instância		2ª INSTÂNCIA
Data da instauração		14/12/2023
Partes no processo	Autor	SENGE - SINDICATO DOS ENGENHEIROS NO ESTADO DO PARANA
	Réu	COPEL DISTRIBUIÇÃO S.A. COPEL COMERCIALIZAÇÃO S.A. COPEL SERVIÇOS S.A. COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A. COPEL – COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA
Valor envolvido em R\$		Provável: R\$ 0,00 Possível: R\$ 0,00 Remoto: R\$ 101.190.136,51
Principais fatos		Trata-se de ação coletiva na qual se questiona a não contemplação de parte dos empregados substituídos do Senge que aderiram ao PDV, em face da limitação do orçamento estipulado no Acordo Coletivo de Trabalho. Em face disto requerem no mérito: declaração de validade da manifestação da vontade exarada pelos membros da Diretoria Executiva das Reclamadas e que esta possui como consequência alteração contratual benéfica ao trabalhador; indenização por dano material substitutiva ao PDV; indenização por perda de uma chance; cumprimento da cláusula coletiva e multa por descumprimento da referida cláusula.
Resumo das decisões de mérito proferidas		Acórdão favorável à Copel no TRT9.
Estágio do processo		Aguarda-se julgamento do Recurso de Revista interposto pelo Senge-PR no TST.
Chance de perda		Remota
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante		Contingência relevante em razão do valor envolvido.
Análise do impacto em caso de perda do processo		A perda do processo impactará financeiramente a Companhia.
Valor provisionado em R\$		O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável (neste caso igual a zero).
Percentual de Contingenciamento		Copel DIS: 25,00% Copel GET: 25,00% Copel COM: 25,00% Copel: 25,00%

Processo Judicial de natureza D. do Trabalho Nº.: 0000088-54.2024.5.09.0088 (Pasta 185633)		
Juízo		4ª TURMA DO TRT9
Instância		2ª INSTÂNCIA
Data da instauração		31/01/2024
Partes no processo	Autor	STEEM - SIND TRAB EMP ENER ELET DE MARINGA E NOROESTE DO PR
	Réu	COPEL - COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA COPEL COMERCIALIZAÇÃO S.A. COPEL DISTRIBUIÇÃO S.A. COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A. COPEL SERVIÇOS S.A.
Valor envolvido em R\$		Provável: R\$ 0,00 Possível: R\$ 0,00 Remoto: R\$ 39.587.204,07
Principais fatos		O Sindicato requer que os empregados não contemplados no PDV 2023 sejam contemplados em razão de alegada promessa feita pela empresa, mesmo em contrariedade ao estabelecido no Acordo Coletivo de Trabalho.
Resumo das decisões de mérito proferidas		Acórdão favorável à Copel no TRT9.
Estágio do processo		Aguarda o julgamento do Recurso de Revista interposto pelo Sindicato no TST.
Chance de perda		Remota
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante		Contingência relevante em razão do valor envolvido.
Análise do impacto em caso de perda do processo		A perda do processo impactará financeiramente a Companhia.
Valor provisionado em R\$		O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável (neste caso igual a zero).
Percentual de Contingenciamento		Copel DIS: 25,00% Copel GET: 25,00% Copel COM: 25,00% Copel: 25,00%

Processo Judicial de natureza D. Ambiental Nº.: 1002001-57.2025.8.11.0009 (Pasta 215154)		
Juízo		2ª VARA DE COLÍDER
Instância		1ª Instância
Data da instauração		16/09/2025
Partes no processo	Autor	MINISTÉRIO PÚBLICO DO ESTADO DO MATO GROSSO
	Réu	COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A. ELETROBRÁS - CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A. ESTADO DO MATO GROSSO
Valor envolvido em R\$		Provável: R\$ 0,00 Possível: R\$ 0,00 Remoto: R\$ 229.389.768,84
Principais fatos		O processo em questão refere-se a uma Ação de Tutela de Urgência Cautelar Antecedente proposta pelo Ministério Público do Estado de Mato Grosso em face de Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (ELETROBRAS), Copel Geração e Transmissão S.A. e Estado de Mato Grosso, em decorrência de riscos à segurança da barragem da Usina Hidrelétrica de Colíder (UHE Colíder), localizada no rio Teles Pires, alienada da Copel GeT para a Eletrobras/Axia. A demanda surgiu após a concessionária da UHE Colíder, informar que a barragem se encontrava no nível de segurança ALERTA, ensejando a adoção de medidas preventivas e a deflagração de ações do plano de ação emergencial (PAE). Posteriormente, a concessionária atualmente responsável pela usina afirmou que o estado de segurança do empreendimento retornou para o nível de atenção.
Resumo das decisões de mérito proferidas		Ainda não houve sentença.
Estágio do processo		1ª Instância.
Chance de perda		Remota
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante		Contingência relevante em razão do valor total envolvido e do risco de dano à imagem da Companhia em caso de decisão desfavorável tendo em vista a natureza do objeto.
Análise do impacto em caso de perda do processo		A perda do processo impactará financeiramente a Companhia e implicaria dano à sua imagem.
Valor provisionado em R\$		O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável (neste caso igual a zero).
Percentual de Contingenciamento		Copel GET: 100,00%

Pasta	Número do Processo	Total Provável em R\$	Observações
46631	0006992-32.2009.8.16.0004	674.218,46	OUTROS
55747	5015930-53.2012.4.04.7000	114.713.513,8	TRIBUTÁRIO
61333	0001257-47.2012.8.16.0122	2.861.463,33	CIVIL
66026	0000314-78.2014.5.09.0001	576.226,20	TRABALHISTA
78540	5018100-51.2019.4.04.7000	24.059.195,43	TRIBUTÁRIO
87314	0001344-73.2015.8.16.0194	39.450.512,06	OUTROS
Total em R\$		R\$ 182.335.129,28	

Processos cíveis

Em 31 de dezembro de 2025, em relação aos processos cíveis relevantes indicados no item 4.4, a Copel mantinha uma provisão de aproximadamente R\$ 2.861.463,33, calculada com base no CPC 25, o qual define que uma saída de recursos é considerada como provável se a probabilidade do evento ocorrer for maior do que a probabilidade de o evento não ocorrer.

Processos tributários

Em 31 de dezembro de 2025, em relação aos processos tributários relevantes indicados no item 4.4, a Copel mantinha uma provisão de aproximadamente R\$ 138.772.709,23, calculada com base no CPC 25, o qual define que uma saída de recursos é considerada como provável se a probabilidade do evento ocorrer for maior do que a probabilidade de o evento não ocorrer.

Processos trabalhistas

Em 31 de dezembro de 2025, em relação aos processos trabalhistas relevantes indicados no item 4.4, a Copel mantinha uma provisão de aproximadamente R\$ 576.226,20, calculada com base no CPC 25, o qual define que uma saída de recursos é considerada como provável se a probabilidade do evento ocorrer for maior do que a probabilidade de o evento não ocorrer.

Outros Processos

Em 31 de dezembro de 2025, em relação aos processos de outra natureza que não cível, tributária ou trabalhista relevantes indicados no item 4.4, a Copel mantinha uma provisão de aproximadamente R\$ 40.124.730,52, calculada com base no CPC 25, o qual define que uma saída de recursos é considerada como provável se a probabilidade de o evento ocorrer for maior do que a probabilidade do evento não ocorrer.

Processo Judicial de natureza D. do Trabalho Nº.: 0001310-28.2023.5.09.0012 (Pasta 184311)		
Juízo		12ª VARA DO TRABALHO DE CURITIBA
Instância		1ª INSTÂNCIA
Data da instauração		22/12/2023
Partes no processo	Autor	SINDELPAR - SIND DOS TRAB NAS CONC DE ENER EL. DO PARANA SINDENEL - SIND EMP CONC SER GER TRANS DIS COM ENER CURITIBA
	Réu	COPEL – COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA COPEL DISTRIBUIÇÃO S.A. COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A. COPEL COMERCIALIZAÇÃO S.A. COPEL SERVIÇOS S.A.
Valor envolvido em R\$		Provável: R\$ 0,00 Possível: R\$ 0,00 Remoto: R\$ 192.263.628,76
Principais fatos		
Resumo das decisões de mérito proferidas		
Estágio do processo		
Chance de perda		Remota
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante		Contingência relevante em razão do valor envolvido.
Análise do impacto em caso de perda do processo		A perda do processo impactará financeiramente a Companhia.
Valor provisionado em R\$		O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável (neste caso igual a zero).
Percentual de Contingenciamento		Copel DIS: 25,00% Copel GET: 25,00% Copel COM: 25,00% Copel: 25,00%

Processo Judicial de natureza D. Civil Nº.: 57/2025/SEC2 (Pasta 212388)		
Juízo		CENTRO DE ARBITRAGEM BRASIL – CAM - CCBC
Instância		Câmara Arbitral
Data da instauração		17/07/2025
Partes no processo	Autor	Sigiloso
	Réu	COPEL – Companhia Paranaense de Energia
Valor envolvido em R\$		Provável: R\$ 0,00 Possível: R\$ 0,00 Remoto: R\$ 26.766.941,52
Principais fatos		
Resumo das decisões de mérito proferidas		
Estágio do processo		
Chance de perda		Remota
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante		Contingência relevante em razão do valor envolvido.
Análise do impacto em caso de perda do processo		A perda do processo impactará financeiramente a Companhia.
Valor provisionado em R\$		O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável (neste caso igual a zero).
Percentual de Contingenciamento		Copel GET: 100,00%

Ações de Fumicultores	
Quantidade de Processos: 3967	Valor Total Provável: R\$ 66.664.449,28 Valor Total Possível: R\$ 9.360.752,5 Valor Total Remoto: R\$ 78,84
Valor provisionado	O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável
A Concessionária de Distribuição tem um histórico de litígios envolvendo produtores de tabaco/fumo da região centro-sul do Estado do Paraná, que utilizam/consomem energia elétrica como insumo no processo de secagem de fumo, especialmente para o funcionamento da ventilação das estufas movidas à lenha, como etapa para a cura do produto agrícola antes da comercialização. Os produtores ingressam com ações judiciais pleiteando indenização por dano material e moral, sob a alegação de que, quando ocorrem interrupções do fornecimento de energia elétrica no momento da secagem do fumo, há prejuízo em razão da redução da qualidade de produto e às vezes seu perecimento, a depender do tempo do restabelecimento da energia. As ações tramitam, em regra, perante os Juizados Especiais e as Turmas Recursais do Judiciário Estadual, sob a discussão acerca da qualidade e da existência de falha da prestação do serviço público e da ocorrência do dano e sua responsabilidade civil.	
Contingenciamento	Copel DIS

Processo Judicial de natureza D. Administrativo Nº.: 488100/24/23 (Pasta 195769)		
Juízo	Tribunal de Contas do Estado do Paraná	
Instância	Administrativo	
Data da instauração	15/07/2024	
Partes no processo	Autor	Tribunal de Contas do Estado do Paraná
	Réu	COPEL – Companhia Paranaense de Energia
Valor envolvido em R\$	Provável: R\$ 0,00 Possível: R\$ 0,00 Remoto: R\$ 0,01	
Principais fatos	O Tribunal de Contas do Estado do Paraná instaurou os autos de Pré-Julgado nº. 488100/2024 para definir eventual forma de fiscalização após a transformação da Copel em Corporação, oportunidade na qual deixou de ser constituída sob a forma de sociedade de economia mista. O processo analisa condições referentes à continuidade, ou não, da fiscalização sobre as operações da empresa, considerando a alteração da natureza jurídica. Apresentada manifestação pela Copel, o feito atualmente encontra-se aguardando pauta de sessão para julgamento.	
Resumo das decisões de mérito	Não há decisões de mérito proferidas até o momento.	
Estágio do processo	Administrativo	
Valor provisionado em R\$	O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável (neste caso, igual a zero).	
Percentual de Contingenciamento	Copel: 100,00%	

Processo Judicial de natureza D. Administrativo Nº.: 0011147-60.2023.8.16.0013 (Pasta 175054)		
Juízo		Tribunal de Justiça do Paraná
Instância		2ª Instância
Data da instauração		31/05/2023
Partes no processo	Autor	Carlos Roberto Bittencourt
	Réu	COPEL – Companhia Paranaense de Energia Estado do Paraná
Valor envolvido em R\$		Provável: R\$ 0,00 Possível: R\$ 0,00 Remoto: R\$ 71.783,05
Principais fatos		Trata-se de ação popular que visa questionar atos do processo de oferta pública de ações da Copel em 2023. Houve sentença, no ano de 2025, extinguindo o processo por perda superveniente do interesse de agir. O processo aguarda julgamento do TJPR, em remessa oficial.
Resumo das decisões de mérito		Houve sentença, no ano de 2025, extinguindo o processo por perda superveniente do interesse de agir.
Estágio do processo		2ª instância
Valor provisionado em R\$		O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável (neste caso igual a zero).
Percentual de Contingenciamento		Copel: 100,00%

Processo Judicial de natureza D. Administrativo Nº.: 0003193-87.2023.8.16.0004 (Pasta 176221)		
Juízo		Tribunal de Justiça do Paraná
Instância		2ª Instância
Data da instauração		28/06/2023
Partes no processo	Autor	Alexandre Hungaro da Silva Ivo Augusto de Abreu Pugnaroni Sandro Adão Ruhnke Leandro José Grassmann
	Réu	COPEL – Companhia Paranaense de Energia Estado do Paraná
Valor envolvido em R\$		Provável: R\$ 0,00 Possível: R\$ 0,00 Remoto: R\$ 71.306,39
Principais fatos		Trata-se de ação popular que visa questionar atos do processo de oferta pública de ações da Copel em 2023. Houve sentença, no ano de 2025, extinguindo o processo por perda superveniente do interesse de agir. O processo aguarda julgamento do TJPR, em remessa oficial.
Resumo das decisões de mérito		Houve sentença, no ano de 2025, extinguindo o processo por perda superveniente do interesse de agir.
Estágio do processo		2ª instância.
Valor provisionado em R\$		O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável (neste caso igual a zero).
Percentual de Contingenciamento		Copel: 100,00%.

Processo Judicial de natureza D. Administrativo Nº.: 0004023-53.2023.8.16.0004 (Pasta 178111)		
Juízo		4ª Vara da Fazenda Pública de Curitiba
Instância		1ª instância
Data da instauração		04/08/2023
Partes no processo	Autor	Rafael de Almeida Pereira Antônio Cezar Quevedo Goulart Pedro Henrique Carrano Pereira Barbara Gorski Esteche João Pedro Ambrosi dos Santos
	Réu	COPEL – Companhia Paranaense de Energia Daniel Pimentel Slaviero Marcel Martins Malczewski Adriano Rudek de Moura Secretário Chefe da Casa Civil
Valor envolvido em R\$		Provável: R\$ 0,00 Possível: R\$ 0,00 Remoto: R\$ 0,00
Principais fatos		Trata-se de ação popular que visa questionar atos do processo de oferta pública de ações da Copel em 2023. Houve sentença, no ano de 2025, extinguindo o processo por perda superveniente do interesse de agir. O processo aguarda julgamento de recurso de embargos de declaração dos autores.
Resumo das decisões de mérito		Houve sentença, no ano de 2025, extinguindo o processo por perda superveniente do interesse de agir.
Estágio do processo		1ª instância.
Valor provisionado em R\$		O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável (neste caso igual a zero).
Percentual de Contingenciamento		Copel: 100,00%.

Processo Judicial de natureza D. Administrativo Nº.: 0004141-29.2023.8.16.0004 (Pasta 178306)		
Juízo		Tribunal de Justiça do Paraná
Instância		2ª instância
Data da instauração		11/08/2023
Partes no processo	Autor	Leandro José Grassmann Sergio Inácio Gomes
	Réu	COPEL – Companhia Paranaense de Energia Estado do Paraná
Valor envolvido em R\$		Provável: R\$ 0,00 Possível: R\$ 0,00 Remoto: R\$ 1.521,88
Principais fatos		Trata-se de ação popular que visa questionar atos do processo de oferta pública de ações da Copel em 2023. Houve sentença, no ano de 2025, extinguindo o processo por perda superveniente do interesse de agir. O processo aguarda julgamento do TJPR, em remessa oficial.
Resumo das decisões de mérito		Houve sentença, no ano de 2025, extinguindo o processo por perda superveniente do interesse de agir.
Estágio do processo		2ª instância
Valor provisionado em R\$		O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável (neste caso igual a zero).
Percentual de Contingenciamento		Copel: 100,00%

Processo Judicial de natureza D. Ambiental Nº.: 5033515-49.2024.4.04.0000 (Pasta 195082)		
Juízo		3ª VARA FEDERAL DE LONDRINA
Instância		1ª Instância
Data da instauração		20/08/2024
Partes no processo	Autor	INSTITUTO INTERNACIONAL ARAYARA
	Réu	COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A. ANEEL – AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELETRICA ESTADO DO PARANÁ IAT – INSTITUTO AGUA E TERRA
Valor envolvido em R\$		Provável: R\$ 0,00 Possível: R\$ 105.887,44 Remoto: R\$ 0,00
Principais fatos		Trata-se de ação civil pública proposta pelo Instituto Internacional Arayara de Educação e Cultura em face da Copel Geração e Transmissão S/A, ANEEL, União e Estado do Paraná na qual discute a operação da Usina Termoelétrica de Figueira (UTE Figueira) na qual e requer a fixação de indexação.
Resumo das decisões de mérito		Indeferida medida liminar. Aguarda análise de viabilidade de acordo pelas partes.
Estágio do processo		1º grau
Análise do impacto em caso de perda do processo		Eventual perda do processo impactará financeiramente a Companhia. Há também o impacto reputacional.
Valor provisionado em R\$		O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável (neste caso igual a zero).
Percentual de Contingenciamento		Copel GET: 100,00%

TACs Relevantes	
Termos de Ajustamento de Conduta envolvendo comunidades indígenas	
TACs Barão de Antonina	Nos anos de 2006 e 2009, a Copel GeT assinou com a Comunidade Indígena Barão de Antonina, a Fundação Nacional do Índio - FUNAI e o Ministério Público Federal – MPF, dois Termos de Ajustamento de Conduta - TACs. Estes documentos foram firmados porque a empresa possui um empreendimento que atravessa a Terra Indígena – TI em que esta comunidade vive, a LT 230 kV Figueira – Apucarana (atualmente LT 230 kV Figueira – Londrina), e porque o marco jurídico que regulamentava esta presença foi alterado. O documento celebrado em 2006 estipulando, em contrapartida, o pagamento de uma compensação financeira anual em favor da Comunidade Indígena, tendo por base o ano de 2006, no valor de R\$25.653,65, cumulativa e sucessivamente corrigido pelo IGP-M (FGV). Também estabeleceu a necessidade de ações permanentes de conscientização para conservação de energia, antropologicamente orientadas, visando o apoio ao enquadramento das famílias indígenas em programas sociais de desconto tarifário. O documento celebrado em 2009 foi firmado para pagamento de uma indenização pelos impactos econômicos e ambientais, incluindo-se também os impactos morais e culturais, decorrentes da instalação e operação do empreendimento anteriormente mencionado na TI de 1966/1967 até 02/2006, momento em que o MPF conduziu um ICP para avaliação do quadro. A Copel GeT, signatária deste TAC, concordou em efetuar o pagamento de uma indenização de R\$ 1.839.450,00, dos quais R\$ 800.000,00 foram destinados a atual geração de indígenas e distribuídos as suas famílias. O valor restante de R\$ 1.039.450,00 integralizou um Fundo comunitário para o financiamento de Projetos de natureza ambiental, econômica e sociocultural, constituindo a parcela da indenização para resguardo dos direitos dos menores e das futuras gerações de indígenas, montante este que se encontra em aplicação financeira. Na Comissão criada pelo TAC e encarregada de administrar os dispêndios deste Fundo, estão presentes dois representantes da Copel GeT, dois representantes da FUNAI e três indígenas, com seus respectivos suplentes, sendo um dos indígenas o Coordenado. São previstas sanções na forma de multa para a Copel GeT no caso de esta descumprir com suas obrigações, ou para a CI Barão de Antonina, no caso de esta interferir no funcionamento da LT. Além de situar-se ao alcance de multas previstas no próprio TAC, em caso de atraso ou reiterada inatividade, a Copel GeT está exposta a eventuais ônus relacionados a possível má aplicação do Fundo Indígena. Além disto, dada a recepção da temática indígena na sociedade atual, a imagem da empresa pode ficar afetada, caso não haja empenho em cumprir o instrumento. Verificar a pertinência em atualizar as informações ou excluir a referência.
Contingenciamento	Copel GET

PBA CI- MAUA	A Licença de operação – LO - 27.431 da UHE Mauá foi emitida em 19/10/2012 e requeria por sua condicionante 50: “Implantação integral do componente indígena do PBA conforme escopo e cronograma previsto incluindo o atendimento integral das condicionantes contidas no ofício 340/2012/DPDS/FUNAI/MJ” o qual faz menção à Informação 269/COLIC/CGGAM/12 da FUNAI, instrumento este que aprovou a execução do PBA-CI. O PBA-CI é um programa de compensação social que faz parte das exigências do Licenciamento Ambiental da UHE GJC. Foi elaborado de forma participativa por meio de oficinas realizadas em cada uma das oito terras indígenas no período de agosto a outubro de 2010. Contém 8 programas e 13 subprogramas, sendo dois deles já encerrados: Programa 7, de monitoramento da qualidade da água e Programa 8, de monitoramento da fauna. Os programas atendem a 8 Terras Indígenas das Etnias principais Kaingang e Guaraní nas Bacias Hidrográficas dos Rios Tibagi e Cinzas no Estado do Paraná. O PBA-CI vinha sendo executado pelas Comunidades Indígenas com a orientação, gerenciamento, fiscalização e recursos do Consórcio Energético Cruzeiro do Sul - CECS até 30/05/2025, quando houve a extinção formal do consórcio com a transferência da participação de 49% da Eletrobrás CGT Eletrosul para a Copel Geração e Transmissão S.A., passando esta a ser a detentora de 100% do empreendimento em questão. A partir de 1º/06/2025, a Copel assumiu o empreendimento e a posição de contratante ou interveniente pagador em todos os contratos em andamento do PBA-CI, mantendo assim, o andamento das implantações. Semestralmente são protocolados relatórios na Funai contendo informações sobre a situação de cada um dos Programas e Subprogramas previstos no PBA-CI, bem como as ações executadas naquele período.
Contingenciamento	Copel GET

TACs Relevantes Termos de Ajustamento de Conduta envolvendo mortandade de espécies da fauna silvestre aquática na Usina Hidrelétrica Colíder	
TACs UHE Colíder	Foram celebrados três TACs com o Ministério Público do Estado do Mato Grosso para reparação civil de eventos de mortandade de espécies da fauna silvestre aquática em virtude da implantação e operação da Usina Hidrelétrica Colíder. Os TACs foram celebrados em 2025 e previam pagamento de indenização pecuniária destinada ao Fundo de Defesa do Meio Ambiente ou Projetos de Compensação Ambiental, cujos montantes, sendo um de R\$ 2.000.000,00 (ACP 1000081-72.2020.8.11.0090) e dois no valor de R\$ 285.393,60 cada (envolvendo os autos de infração 211634449 e 20103019), já foram pagos.
Contingenciamento	Copel GET

Processo de natureza Trabalhista Nº.: 0000340-06.2015.5.09.0013 (Pasta 060960) PAJ Nº.: 000079.2017.09.000/0 PAJ Nº.: 002023.2012.09.000/0	
Descritivo do TAC	Objeto – Não cumprimento do artigo 59 da CLT (prorrogar a jornada normal de trabalho para além das duas horas diárias, sem qualquer justificativa). Andamento – Realizado acordo judicial na ação civil pública o qual é acompanhado de forma perene pelo MPT. No âmbito da Ação Civil Pública não há como prever quando serão solicitados documentos pelo MPT, qual será o resultado da análise e se haverá eventual cominação de multa. De qualquer forma, no acordo judicial eventual a multa fica limitada ao valor de R\$ 150.000,00 por fiscalização realizada, num período não inferior a 2 anos, não importando o número de fiscalizações e infrações no período de 2 anos. Neste TAC já tivemos aplicações de multa, mas sempre nos termos do que foi estabelecido.
Contingenciamento	Copel DIS

Processo de natureza Trabalhista PAJ Nº.: 002076.2018.09.000/9 (Pasta 117983)	
Descritivo do TAC	No presente procedimento consta um TAC relacionado à prática de assédio moral, então cada denúncia sobre o tema resta investigado pelo MPT que pode aplicar a multa prevista no TAC. Caso ocorra o descumprimento de alguma das obrigações assumidas no TAC, a empresa sujeitar-se-á ao pagamento da multa no importe de R\$10.000,00 (dez mil reais) por cláusula descumprida e R\$10.000,00 (dez mil reais) por empregado encontrado em situação irregular/prejudicado em relação a cada cláusula descumprida, em cada oportunidade que for constatado o descumprimento, corrigido com base no índice de correção das dívidas trabalhistas, exigível a partir da verificação de descumprimento, reversível ao FIA - Fundo da Infância e Adolescência de Maringá ou outra destinação em prol do interesse público a ser indicado pelo MPT por ocasião de eventual execução do presente termo de compromisso, nos termos do art. 5º, § 6º e 13 da Lei 7.347/85. Destaca-se que não há como prever quando serão solicitados documentos pelo MPT ou haverá denúncia sobre o tema, qual será o resultado da análise e se haverá eventual cominação de multa. Recentemente teve uma aplicação de multa no valor de R\$ 20.000,00 (vinte mil reais) e o procedimento está arquivado. Trata-se de TAC envolvendo apenas a Copel Distribuição S.A. e sem prazo de vigência.
Contingenciamento	Copel DIS

Processo de natureza Trabalhista Nº.: 0000175-32.2018.5.09.0084 (Pasta 104232) PAJ Nº.: 000599.2015.09.000-9	
Descritivo do TAC	Foi firmado TAC dando quitação geral a todos os pedidos da Ação Civil Pública relacionados aos itens do sistema de avaliação do Call Center e com previsão de multa de R\$ 1000,00 por trabalhador atingido, mas limitado à multa global de R\$ 50.000,00. Destaca-se que não há como prever quando serão solicitados documentos pelo MPT, qual será o resultado da análise e se haverá eventual cominação de multa, mas ela não poderá ultrapassar o valor global de R\$ 50.000,00. Até o momento não teve aplicação de multa. O TAC abrange a Copel, com aplicação prática na Copel Distribuição, e não possui prazo final de vigência.
Contingenciamento	Copel DIS

Processo de natureza Trabalhista PAJ Nº.: 000177.2015.09.005/3	
Descritivo do TAC	No presente procedimento consta um TAC relacionado à prática de assédio moral, então cada denúncia sobre o tema resta investigado pelo MPT que pode aplicar a multa prevista no TAC. Caso ocorra o descumprimento de alguma das obrigações assumidas no TAC, a empresa sujeitar-se-á ao pagamento da multa no importe de R\$10.000,00 (dez mil reais) por cláusula descumprida e R\$10.000,00 (dez mil reais) por empregado encontrado em situação irregular/prejudicado em relação a cada cláusula descumprida, em cada oportunidade que for constatado o descumprimento, corrigido com base no índice de correção das dívidas trabalhistas, exigível a partir da verificação de descumprimento, reversível ao FIA - Fundo da Infância e Adolescência de Maringá ou outra destinação em prol do interesse público a ser indicado pelo MPT por ocasião de eventual execução do presente termo de compromisso, nos termos do art. 5º, § 6º e 13 da Lei 7.347/85; Destaca-se que não há como prever quando serão solicitados documentos pelo MPT ou haverá denúncia sobre o tema, qual será o resultado da análise e se haverá eventual cominação de multa. Não houve cobrança de multa até o momento e desde 2020 o MPT não enviou nenhuma notificação para a Copel O TAC abrange a Copel, com aplicação prática na Copel Distribuição, e não possui prazo final de vigência.
Contingenciamento	Copel DIS

Processo de natureza Trabalhista PAJ Nº.: 001862.2011.09.000/8	
Descritivo do TAC	O TAC refere-se ao cumprimento da seguinte regra com relação à PLR: "Abster-se de assinar acordos coletivos de trabalho sem que tenha havido a prévia negociação coletiva". Pelo descumprimento do compromisso assumido perante o Ministério Público do Trabalho, o signatário do TAC fica sujeito ao pagamento de multa no valor de R\$ 50.000,00 (mil reais), devidamente atualizados pela tabela de correção dos débitos trabalhistas editada pelo TRT da 9ª Região, reversível ao FIA (Fundo da Criança e do Adolescente), nos termos dos arts. 5º, § 6º, e 13 da Lei no 7.347/85, ou a uma das entidades sociais credenciadas pela Comissão de Responsabilidade Social da PRT 9ª Região. O TAC não envolve a Copel, apenas o Sindel. Não possui prazo final de vigência.
Contingenciamento	Copel Copel GET

Processo de natureza Trabalhista PAJ Nº.: 000643.2009.09.004/4	
Descritivo do TAC	Foi celebrado TAC entre a Copel e o MPT com obrigação de fazer e cominação de multa no valor de R\$ 1.000,00 (mil reais) por empregado. O TAC indica que a Copel deverá manter o local de trabalho com níveis de ruído em observância ao estabelecido no art. 157, I, da CLT, c/c item 4.2, alínea "a", do anexo II, da NR-17, com redação da Portaria nº 9/2007, do Ministério do Trabalho. O descumprimento do TAC resultará na aplicação de multa no importe de R\$ 1000,00 (um mil reais) por empregado que for alvo da conduta irregular e com relação a cada obrigação prevista no TAC. Destaca-se que não há como prever quando serão solicitados documentos pelo MPT, qual será o resultado da análise e se haverá eventual cominação de multa. Até o momento não teve aplicação de nenhuma multa e o procedimento consta como arquivado com TAC desde 2014. O TAC abrange somente a Copel e possui prazo de vigência indeterminado.
Contingenciamento	Copel DIS

Processo de natureza Trabalhista Nº.: IC 000170.2020.09.010/5 (Pasta 139148)	
Descritivo do TAC	Objeto – Fiscalizar os integrantes da sua cadeia produtiva, a fim de assegurar que cumpram as obrigações trabalhistas no que tange ao cumprimento das normas de saúde e segurança do trabalho. O acordo abrange apenas os prestadores que atuam diretamente nos serviços de instalação e manutenção dos equipamentos de distribuição de energia elétrica. Andamento – Realizado acordo judicial no Inquérito Civil o qual é acompanhado de forma perene pelo MPT. Uma cópia do Termo de Ajuste de Conduta deve ser anexada em todos os contratos celebrados com prestadores de serviços/terceirizados ou comprovar o envio do TAC aos prestadores de serviços/terceirizados por outro meio idôneo. O prazo: para adoção das medidas necessárias à adequação da conduta é de 1 ano (período educativo). No âmbito da Ação Civil Pública não há como prever quando serão solicitados documentos pelo MPT, qual será o resultado da análise e se haverá eventual cominação de multa. De qualquer forma, no acordo judicial eventual multa fica limitada ao valor de R\$ 150.000,00 por fiscalização realizada, num período não inferior a 2 anos, não importando o número de fiscalizações e infrações no período de 2 anos.
Contingenciamento	Copel DIS

(a) Se o emissor possui uma política formalizada de gerenciamento de riscos, destacando, em caso afirmativo, o órgão que a aprovou e a data de sua aprovação, e, em caso negativo, as razões pelas quais o emissor não adotou uma política

A Companhia possui uma Política de Gestão Integrada de Riscos Corporativos que abrange as áreas corporativas, suas subsidiárias integrais e controladas, vigente desde 2009 (“Política de Riscos”). Conforme indicado acima, a Política de Riscos é recomendada, também, às suas subsidiárias integrais (diretas e indiretas) e controladas (diretas e indiretas), respeitados seus trâmites societários. As diretrizes da Política de Riscos estão fundamentadas nos valores da Copel, no seu Código de Conduta, nas normas aplicáveis à Companhia, em especial aquelas emitidas pela CVM e pela B3, e nas orientações emitidas pelo COSO (*Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*), em seu documento intitulado “Gerenciamento de Riscos Corporativos Integrado com Estratégia e Performance”, de 2017.

A última revisão da Política de Riscos ocorreu em 2025, aprovada na 267ª Reunião Ordinária do Conselho de Administração, realizada em 15 de outubro de 2025, após a recomendação favorável da 2649ª Reunião de Diretoria - Redir, realizada em 09 de outubro de 2025, e da 320ª Reunião do Comitê de Auditoria Estatutário, realizada em 14 de outubro de 2025.

(b) Os objetivos e estratégias da política de gerenciamento de riscos, quando houver, incluindo:

(i) Os riscos para os quais se busca proteção

A Política de Riscos adotada pela Copel define os princípios e as diretrizes a serem observados no processo de gerenciamento de riscos corporativos, integrado com a estratégia e *performance*.

De acordo com a Política de Riscos, a Companhia busca proteção para as seguintes categorias de riscos:

- Estratégias - riscos que estão associados à tomada de decisão da alta administração e ao planejamento estratégico, podendo gerar perda substancial no valor econômico da Copel.
- Reputação - possibilidade de perdas decorrentes da deterioração da marca da Copel junto ao mercado, clientes e órgãos reguladores, em razão de publicidade negativa.
- Mercado - 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.
- Liquidez - representado pela possibilidade de insuficiência de recursos, caixa ou outro ativo financeiro, para liquidar as obrigações nas datas previstas.
- Crédito - risco de incorrer em perdas decorrentes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes ou de uma contraparte em um instrumento financeiro, resultantes da falha destes em cumprir com suas obrigações contratuais.
- Divulgação - risco associado à possibilidade de emissão de relatórios financeiros, gerenciais, regulatórios, fiscais, estatutários incompletos, inexatos ou intempestivos, expondo a Copel a multas, penalidades ou outras sanções.
- Processos - risco relacionado à eficácia e eficiência das operações da Copel, inclusive as metas de desempenho financeiro, operacional, salvaguarda de ativos e à possibilidade de ocorrência de perdas resultantes de falha, deficiência ou inadequação de processos internos, pessoas e sistemas, ou de eventos externos.

- Tecnologia da Informação e Tecnologia da Operação - riscos de acesso não autorizado a dados e informações da Companhia, decorrente de vulnerabilidades de controles de acesso, falha de segregação de funções, violação de políticas, acarretando ataques externos, paradas no ambiente de TI e TO, alteração ou divulgação indevida de informações.
- Socioambiental - riscos relacionados aos impactos das operações da Copel na sociedade, no meio ambiente, em crises sanitárias, podendo gerar passivos regulatórios, financeiros e afetar a imagem e reputação da Companhia. Este risco também é relacionado aos impactos do meio ambiente, tanto ao que diz respeito às questões físicas, da biodiversidade e da sociedade nas operações da Copel.
- Climáticos – riscos relacionados as mudanças climáticas atuais e futuras sobre as operações da Companhia, como os efeitos das intempéries climáticas severas, ruptura de barragem, escassez de recursos naturais, entre outros, que podem afetar em suas vertentes:
 - o Riscos climáticos físicos – possibilidade de ocorrência de perdas ocasionadas por eventos associados a intempéries frequentes e severas (agudos) ou alterações ambientais de longo prazo (crônicos), que possam ser relacionados a mudanças em padrões climáticos;
 - o Riscos climáticos de transição – possibilidade de ocorrência de perdas ocasionadas por eventos associados ao processo de transição para uma economia de baixo carbono, em que a emissão de gases do efeito estufa é reduzida ou compensada e os mecanismos naturais de captura desses gases são preservados.
- Projetos - riscos relacionados aos projetos de transmissão, geração, distribuição, telecomunicações, pesquisa e desenvolvimento, entre outros, podendo implicar em custos adicionais, atraso na entrega do projeto e autuação por órgãos reguladores.
- Leis e normas - não conformidade com leis ambientais, trabalhistas, tributárias e regulatórias às quais a Copel está sujeita, incluindo políticas e normas internas, expondo a Companhia à autuação por órgãos reguladores.
- Fraude e corrupção - riscos relacionados ao roubo de ativos físicos, agenciamento de informações, desvios de recursos financeiros, conflito de interesses, tráfico de influência, suborno, propina, conluio com fornecedores e clientes, entre outros, podendo implicar em perdas financeiras, multas, sanções e penalidades por órgãos fiscalizadores e deterioração da imagem da Copel.
- LGPD - riscos no âmbito da Lei Geral de Proteção de Dados Pessoais (“LGPD”), relacionados à qualquer atividade da Companhia que necessite de tratamento de dados e/ou utilize dados pessoais na sua operação, como por exemplo: coleta, produção, recepção, classificação, utilização, acesso, reprodução, transmissão, distribuição, processamento, arquivamento, armazenamento, eliminação, avaliação ou controle da informação, modificação, comunicação, transferência, difusão ou extração de dados.

(ii) Os instrumentos utilizados para proteção

Visando a proteção e geração de valor para a Companhia, a Copel possui compromisso em promover os valores de ética, integridade e transparência na condução de seus negócios, com tolerância zero à fraude e à corrupção, cultivando a credibilidade junto aos seus públicos de interesse, incentivando ações contínuas de adequação às leis aplicáveis e às iniciativas de combate à fraude e à corrupção. A gestão de riscos na Copel está diretamente relacionada com o crescimento sustentável, identificando as ameaças e oportunidades, fornecendo informações para tomada de decisões baseada em riscos, que devem estar em conformidade com leis, normas regulatórias e políticas internas da Companhia.

A Política de Riscos da Copel prevê a integração da gestão de riscos com a definição das estratégias e monitoramento de performance, o estabelecimento formal de papéis e responsabilidades, a constituição e manutenção de infraestrutura adequada, a definição de metodologia comum para toda a Companhia, e a declaração do apetite ao risco.

Adicionalmente, a Política de Riscos dispõe sobre diretrizes para um adequado monitoramento dos riscos e proteção do valor da Companhia, destacando-se as indicadas abaixo:

- Adoção de práticas para reporte e controle de incidentes;
- Monitoramento da adequação e da eficácia das respostas ao risco, a precisão e integridade das divulgações e a correção tempestiva das deficiências;
- Realização de reportes periódicos para o Comitê de Auditoria Estatutário, para o Conselho de Administração e para o Conselho Fiscal.

Adicionalmente, no que tange à proteção aos riscos relacionados à LGPD, a Companhia esclarece que foram estabelecidas normas internas com as regras para o mapeamento de dados pessoais por meio do “Registro das Operações de Tratamento de Dados Pessoais” ou “*Record of Processing Activities – ROPA*” e do “Relatório de Impacto à Proteção de Dados Pessoais – RIPD” ou “*Data Protection Impact Assessment – DPIA*” no âmbito da Companhia e das suas subsidiárias integrais.

Deste modo, todas as atividades que tratem dados pessoais são mapeadas e registradas conforme orientações da referida norma, e utilizando de um suporte de tecnologia de referência do mercado. Os fluxos de tratamento de dados pessoais - ROPas são classificados na ferramenta como “Ativos” e são acessados pelos responsáveis designados. Para cada fluxo de dados pessoais tratados como atividades são estabelecidos:

- Objetivo/descrição da atividade de processamento: descrição detalhada da atividade de tratamento de dados pessoais;
- Ponto de coleta: cadastro de no mínimo um ponto de coleta para cada fluxo de tratamento de dados pessoais. Os pontos de coleta são todos os locais, físicos ou digitais, que são responsáveis pela coleta de dados pessoais na empresa, por exemplo: um sistema, um website, suporte por telefone, helpdesk, uma área de negócios, dentre outros;
- Dados pessoais envolvidos no fluxo: todos os dados pessoais são cadastrados pela sua categoria e tipo de titular envolvido (cliente, fornecedor, empregado, acionista, entre outros);
- Classificação dos dados pessoais: após o cadastro, os dados pessoais são classificados em: (i) obrigatórios ou não; (ii) sensíveis ou não; e (iii) se são dados de criança ou adolescentes. Adicionalmente, os dados pessoais também são classificados pelo local de gravação dos dados e por quem os acessa (apenas usuários autorizados ou não);

- Finalidades: são cadastradas todas as finalidades de tratamento de dados daquele fluxo considerando uma base legal permitida, assim como o tempo de retenção do dado;
- Justificativa para escolha da base legal: Principalmente quando a base legal for “legítimo interesse”, são cadastradas as justificativas para a escolha, onde é possível o teste de proporcionalidade para adoção da referida base legal;
- Transições: após a coleta do dado nos pontos de coleta, o dado inicia o seu fluxo. As transições são as transferências de dados entre as entidades responsáveis por processar os dados.

Os riscos associados às atividades são cadastrados para cada fluxo de dados pessoais tratados e estabelecidos, tanto os riscos quanto seus planos de contingência e controles existentes são registrados na ferramenta, cabendo ao encarregado pelo tratamento de dados pessoais a verificação das atualizações nos fluxos, bem como a avaliação dos critérios para elaboração de Relatório de Impacto à Proteção de Dados Pessoais - RIPD para identificação de processamento de alto risco ao titular de dados.

A Companhia acompanha as constantes e frequentes evoluções tecnológicas e, possui um conjunto de estratégias, políticas, tecnologias, processos e ferramentas concebidas e atualizadas periodicamente que evitam acessos ou ataques maliciosos aos servidores e sistemas com o propósito de garantir a confidencialidade, a disponibilidade, a integridade, a autenticidade e a responsabilidade sobre a autoria dos conteúdos, preservando a confiança e tranquilidade das partes interessadas.

Entre as diversas práticas e documentos que regem a segurança da informação na Companhia, destacam-se a Política de Tecnologia da Informação e Segurança Cibernética (NPC 0301), aprovada pelo Conselho de Administração em 15 de outubro de 2025; normas administrativas internas; treinamentos de segurança da informação; plano de comunicação aos empregados com dicas de segurança cibernética; plano de continuidade e contingência do negócio para eventuais tentativas de invasão; análise de vulnerabilidade com simulação de ataque *hacker*, por meio de contrato com empresa especializada; monitoramento de violações; e medição do número total de incidentes de infraestrutura de T.I.

(iii) A estrutura organizacional de gerenciamento de riscos

A estrutura de gestão de riscos e controles internos da Companhia é formada a partir do sistema de três linhas de defesa (conforme esclarecido no item c abaixo), com estrutura de reporte que observa os padrões do *Committee of Sponsoring Organizations for the Treadway Commission* (COSO), pelo Gestor de Riscos (empregado da Copel que exerce função gerencial em unidades funcionais ou operacionais), pela Diretoria de Governança, Riscos e *Compliance* - DRC, pela Auditoria Interna, pelo Comitê de Auditoria Estatutário, pelo Conselho de Administração e pelas Diretorias Executivas, que atuam consoante a Política de Riscos e os respectivos Regimentos Internos.

Diretoria de Governança, Riscos e *Compliance* – DRC

A Diretoria de Governança, Risco e Compliance – DRC da Copel, criada no final de 2016, é responsável por estabelecer políticas e diretrizes de gerenciamento de riscos corporativos, bem como coordenar sua aplicação na Companhia, e em subsidiárias integrais e, no que couber, nas empresas controladas.

Dentre as competências da Diretoria de Governança, Risco e Compliance – DRC, estão as seguintes:

- Estabelecer políticas e diretrizes, bem como coordenar sua aplicação na Companhia, em subsidiárias integrais (diretas e indiretas) e, no que couber, nas empresas controladas e nas demais participações societárias, relativas a:
 - o Sustentabilidade empresarial, considerando assuntos relacionados a aspectos socioambientais, mudança do clima e responsabilidade social;
 - o Governança corporativa;
 - o Gerenciamento de riscos corporativos;
 - o Controles internos; e
 - o *Compliance*.
- Gerir e divulgar o desempenho em sustentabilidade empresarial e governança corporativa da Companhia e de suas subsidiárias integrais (diretas e indiretas);
- Estabelecer padrões de ética, conduta e integridade, bem como coordenar a revisão e disseminação do Código de Conduta na Companhia e em suas subsidiárias integrais (diretas e indiretas);
- Definir e coordenar o programa de integridade na Companhia, em suas subsidiárias integrais (diretas e indiretas) e, no que couber, nas empresas controladas e nas demais participações societárias;
- Coordenar a implantação e manutenção do processo de gerenciamento de riscos corporativos, de *compliance* e de controles internos para mitigação dos principais riscos, inclusive aqueles relacionados à integridade das informações contábeis e financeiras na Companhia, em suas subsidiárias integrais (diretas e indiretas) e, no que couber, nas empresas controladas e demais participações societárias;
- Elaborar relatórios relativos às suas atividades para informação dos colegiados estatutários;
- Relatar a ocorrência de ato que constitua ilícito administrativo, civil ou penal ao Conselho de Administração e à Diretoria da Copel Holding ou subsidiária integral (diretas e indiretas), conforme o caso; e
- Contribuir no que for necessário, dentro de suas atribuições, com o Comitê de Desenvolvimento Sustentável na execução do seu plano de trabalho, voltado ao assessoramento do Conselho de Administração, conforme definido no Regimento Interno daquele colegiado.

A Diretoria de Governança, Risco e Compliance - DRC é composta por três superintendências:

- Superintendência de Integridade - SIN - responsável por conduzir atividades voltadas a *compliance*, gestão de riscos corporativos e controles internos na Companhia.
- Superintendência de Sustentabilidade - SSB - responsável por definir diretrizes, normas e indicadores relativos à sustentabilidade empresarial e à mudança do clima.
- Superintendência de Governança e Secretaria - SGV - responsável por coordenar a implantação de práticas e tendências de governança corporativa no âmbito da Copel Holding e, no que couber, nas empresas controladas e demais participações societárias.

Como forma de assegurar a eficiência e a eficácia da Diretoria de Governança, Risco e *Compliance* - DRC, particularmente da Superintendência de Integridade - SIN, a Auditoria Interna avalia anualmente as atividades relacionadas à gestão de risco, controles internos e *compliance*.

Por fim, as atividades desenvolvidas pela Diretoria de Governança, Risco e *Compliance* - DRC, incluindo o Portfólio de Riscos Corporativos, são periodicamente reportadas à Diretoria, ao Comitê de Auditoria Estatutário, ao Conselho de Administração, ao Conselho Fiscal e a outros comitês envolvidos.

Auditoria Interna

A Auditoria Interna tem como objetivo desenvolver com independência e objetividade a prestação de serviços de avaliação e consultoria, a fim de adicionar valor e contribuir para o alcance dos objetivos corporativos, por meio da aplicação de uma abordagem sistemática e disciplinada contribuindo para a melhoria da eficácia dos processos, do gerenciamento de riscos, dos controles internos e da governança corporativa, assessorando o processo decisório nos diversos níveis hierárquicos da Companhia.

Objetivando garantir a independência de sua atuação, o superintendente da auditoria somente será substituído por recomendação do Comitê de Auditoria Estatutário ao Conselho de Administração.

Comitê de Auditoria Estatutário

Em sua estrutura de Governança Corporativa, a Copel possui um Comitê de Auditoria Estatutário, previsto em seu Estatuto Social, sendo composto por três a cinco membros escolhidos pelo Conselho de Administração, a maioria independentes, nos termos da Resolução CVM n.º 80/2022, sendo as características, composição, funcionamento e competências estabelecidas em Regimento Interno específico.

O Comitê de Auditoria Estatutário é órgão estatutário independente, de caráter consultivo e permanente, de assessoramento ao Conselho de Administração, com as funções de auditoria, supervisão e fiscalização dos processos de apresentação de relatórios contábeis e financeiros, dos controles internos, da gestão de riscos e *compliance*, e das atividades dos auditores internos e externos independentes.

Compete ainda ao Comitê de Auditoria Estatutário, avaliar a efetividade do processo de gestão de riscos na Copel, revisar a Política de Riscos anualmente, e analisar trimestralmente o portfólio de riscos e os planos de mitigação decorrentes.

Além disso, o Comitê de Auditoria Estatutário é responsável pela operacionalização do Canal de Denúncias.

O Comitê de Auditoria Estatutário elabora anualmente o Relatório do Comitê de Auditoria Estatutário contendo as suas atividades, resultados, conclusões e recomendações no período, incluindo análise da eficácia de tais atividades; avaliação da efetividade dos sistemas de controles internos e gestão de riscos, registrando eventuais deficiências; descrição das recomendações apresentadas às diretorias, registrando as não acatadas e justificativas para tanto; avaliação da efetividade do trabalho da empresa de auditoria independente e da Auditoria Interna, verificando inclusive o cumprimento da legislação, da regulamentação e das normas internas da Companhia, registrando eventuais deficiências; e avaliação das demonstrações contábeis e financeiras, com ênfase na aplicação das práticas contábeis adotadas no Brasil e no exterior, além do cumprimento de normas editadas por agências reguladoras, registrando as divergências e eventuais deficiências.

Conselho de Administração

O Conselho de Administração é órgão de deliberação estratégica e colegiada responsável pela orientação superior da Companhia, composto por nove membros titulares, eleitos e destituídos pela Assembleia Geral, todos com prazo de mandato unificado de dois anos, permitida reeleição nos termos da Lei n.º 6.404/1976 e demais normativos aplicáveis. Sua forma de atuação e competência estão estabelecidas nos artigos 19 a 31 do Estatuto Social e em Regimento Interno específico.

Compete ao órgão, dentre outras atribuições, 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, aprovar a Política de Riscos, avaliar e aprovar o alinhamento do apetite ao risco aos processos de gestão estratégica, acompanhar a efetividade do processo de gestão de riscos na Copel, e analisar semestralmente o portfólio de riscos e os planos de mitigação decorrentes.

Diretorias Executivas

No tocante ao gerenciamento de riscos, as diretorias são responsáveis por patrocinar a implantação da gestão de riscos no âmbito de sua atuação, apoiar os gestores de riscos no estabelecimento das ações de tratamento e dos mecanismos de controles para os riscos e incidentes identificados, e apoiar a Diretoria de Governança, Risco e Compliance - DRC na elaboração do portfólio de riscos corporativos.

(c) A adequação da estrutura operacional e de controles internos para verificação da efetividade da política adotada

O processo e a estrutura operacional são supervisionados pelo Comitê de Auditoria Estatutário, conforme estabelecido na estrutura de Governança Corporativa da Companhia, sendo o órgão responsável pela 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.

A Copel adota o modelo de riscos corporativos baseado nos conceitos de três linhas, que na gestão de riscos e controles internos são um conjunto de diretrizes elaborado e divulgado pelo IIA Global, *The Institute of Internal Auditors*, que visa esclarecer e organizar as responsabilidades e papéis dos profissionais da organização no gerenciamento de riscos e controles.

Primeira Linha

As Diretorias Executivas e o Gestor de Riscos são encarregados pela primeira linha.

Adicionalmente, o Gestor de Riscos é o responsável por (i) identificar os riscos, as suas causas e seus impactos, (ii) estabelecer ações de tratamento e os mecanismos de controles adequados para cada risco, (iii) realizar o monitoramento periódico dos riscos sob sua responsabilidade e (iv) reportar à Diretoria da área envolvida e à DRC os riscos altos e críticos, para análise e avaliação, de acordo com a Metodologia de Gestão de Riscos e os padrões definidos, bem como os incidentes de materialização dos riscos.

Segunda Linha

A Diretoria de Governança, Risco e Compliance - DRC é a responsável pela segunda linha na Companhia, tendo dentre as suas atribuições (i) definir e coordenar a implantação das diretrizes, políticas, metodologias, práticas de gerenciamento de riscos e do ambiente de controles internos na Copel; (ii) Estruturar o sistema de controles internos de forma compatível com as atividades da Copel, para mitigar eventuais conflitos na condução de seus negócios; (iii) reportar os resultados obtidos na avaliação do ambiente de controles internos aos donos dos processos, à Diretoria e ao Comitê de Auditoria Estatutário; (iv) apoiar gestores e colaboradores na elaboração de planos de ação necessários para a implementação do adequado ambiente de controles internos e mitigação dos riscos; (v) conscientizar os gestores sobre a importância da gestão integrada de riscos e suas responsabilidades com a manutenção e preservação do ambiente de controles internos; (vi) promover treinamentos e acompanhar a aplicação das etapas de identificação do risco, avaliação da severidade, priorização do risco e a implementação de respostas aos riscos; (vii) disseminar e monitorar a adequada aplicação das políticas e metodologias; (viii) elaborar, acompanhar e administrar o portfólio de riscos corporativos da Copel; (ix) monitorar as ações de tratamento e os mecanismos de controles para os riscos identificados; (x) apresentar o Portfólio de Riscos Corporativos periodicamente ao Conselho Fiscal, Comitê de Auditoria Estatutário e Conselho de Administração; (xi) reportar, periodicamente, as atividades de gestão de riscos ao Comitê de Auditoria Estatutário e ao Conselho de Administração; e (xii) promover e incentivar a conscientização sobre riscos em toda a Companhia.

Terceira Linha

Por fim, encarregada pela terceira linha, a Auditoria Interna é a responsável por (i) avaliar a efetividade do processo de gestão de riscos na Copel, (ii) avaliar a adequação das ações de tratamento e mecanismos de controles internos, recomendando, quando necessário, melhorias nos processos ao gestor de riscos e (iii) realizar reportes periódicos de suas avaliações ao Conselho de Administração e ao Comitê de Auditoria Estatutário.

Desta forma, de acordo com o modelo das três linhas, consideramos adequada a estrutura operacional e de controles internos para verificação de efetividade da Política de Gerenciamento de Riscos Corporativos adotada.

a) as principais práticas de controles internos e o grau de eficiência de tais controles, indicando eventuais imperfeições e as providências adotadas para corrigi-las

O controle interno sobre relatórios financeiros é definido segundo o *Securities Exchange Act of 1934* como um processo projetado para fornecer garantia razoável em relação à confiabilidade dos relatórios financeiros e à preparação de demonstrações financeiras para fins externos de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos, e inclui as políticas e procedimentos que (1) se referem à manutenção de registros que, em detalhes razoáveis, reflitam com precisão e razoabilidade as transações e disposições dos ativos da Companhia; (2) fornecem segurança razoável de que as transações são registradas conforme necessário para permitir a preparação de demonstrações financeiras de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos, e que os recebimentos e gastos da Companhia estão sendo feitos somente com autorizações da administração e diretores da Companhia; e (3) forneçam segurança razoável em relação à prevenção ou à detecção oportuna de aquisição, uso ou alienação não autorizados dos ativos da Companhia que poderiam ter um efeito material nas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Em virtude de suas limitações inerentes, o controle interno sobre relatórios financeiros pode 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 se tornar inadequados devido a mudanças nas condições.

A Companhia utiliza para avaliação dos controles internos de divulgação financeira os critérios estabelecidos no *Internal Control - Integrated Framework* (2013), publicado pelo COSO. Também adota como prática a emissão de “Certificados de Controles Internos” pelos gestores dos processos, incluindo os diretores executivos, nos quais formalizam a ciência sobre as não conformidades detectadas e se comprometem a desenvolver planos de ação para regularizá-las. A Companhia também possui uma estrutura de Auditoria Interna, responsável por aferir a adequação dos controles internos, a efetividade do gerenciamento de riscos, o cumprimento de normas e a confiabilidade dos processos relacionados ao preparo das demonstrações financeiras.

A administração da Companhia não identificou nenhuma mudança no seu controle interno sobre os relatórios financeiros durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2025 que tenha afetado significativamente ou tenha uma possibilidade razoável de afetar significativamente o seu controle interno sobre relatórios financeiros.

b) as estruturas organizacionais envolvidas

A Companhia utiliza na concepção de seu sistema de Controles Internos os critérios estabelecidos no *Internal Control - Integrated Framework* (2013) emitido pelo COSO, o qual é dividido em cinco componentes de controles internos e dezessete princípios que representam os conceitos fundamentais associados aos componentes, que devem estar presentes e em funcionamento para serem considerados efetivos.

Neste sentido, a Companhia segrega seu sistema de controles internos em três linhas, da seguinte forma:

- I. Ações de Administradores e empregados, por meio da implementação cotidiana de práticas de controle interno pelas áreas de negócios;
- II. Gestão de Riscos e Monitoramento do ambiente de controles, realizados pela Diretoria de Governança, Risco e *Compliance* – DRC; e

III. Testes de efetividade realizados pela Auditoria Interna, conduzido de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. O Comitê de Auditoria supervisiona esse processo através do recebimento de reportes periódicos dos responsáveis.

c) se e como a eficiência dos controles internos é supervisionada pela administração do emissor, indicando o cargo das pessoas responsáveis pelo referido acompanhamento

Este processo é coordenado pela Diretoria de Governança, Risco e *Compliance* – DRC, órgão estatutário responsável por definir e coordenar a implementação das diretrizes, políticas e práticas de controles internos e de gerenciamento de riscos corporativos, bem como de *compliance* da Companhia e de suas controladas, com reporte à Diretoria Executiva, ao Comitê de Auditoria e ao Conselho de Administração.

A Copel também possui uma estrutura de Auditoria Interna, responsável por aferir a adequação dos controles internos, a efetividade do gerenciamento de riscos, o cumprimento de normas e a confiabilidade dos processos relacionados ao preparo das demonstrações financeiras.

A Auditoria Interna está vinculada ao Conselho de Administração, por intermédio do Comitê de Auditoria Estatutário, e participa de reuniões periódicas a fim de reportar seus trabalhos. Para garantir a independência de sua atuação, a admissão e o desligamento de seu gestor deve ser submetido à aprovação do Conselho de Administração.

O processo é supervisionado pelo Comitê de Auditoria Estatutário, órgão vinculado diretamente ao Conselho de Administração e composto por, no mínimo, três membros daquele Colegiado, sendo as características, composição, funcionamento e competências estabelecidas em Regimento Interno específico. Compete ao Comitê de Auditoria zelar: (i) pela qualidade e integridade das demonstrações contábeis e financeiras da Companhia; (ii) pelo cumprimento das exigências legais e regulamentares; (iii) pela atuação, independência e qualidade do trabalho da empresa de auditoria independente contratada para emitir parecer sobre as demonstrações contábeis e financeiras; (iv) pela atuação e qualidade do trabalho da auditoria interna; e (v) pela qualidade e eficiência dos sistemas de controles internos e de administração de riscos.

d) deficiências e recomendações sobre os controles internos presentes no relatório circunstanciado, preparado e encaminhado ao emissor pelo auditor independente, nos termos da regulamentação emitida pela CVM que trata do registro e do exercício da atividade de auditoria independente

Os auditores independentes, no cumprimento de suas atribuições, avaliaram a adequação e a efetividade do sistema de controles internos sobre o processo de preparação e divulgação dos relatórios financeiros da Companhia referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025 e, em seu relatório, não foram apontadas deficiências significativas e/ou impactos relevantes. No entanto, cabe destacar que os planos de ação para as demais deficiências e recomendações indicadas pelo auditor independente são monitorados e reportados à alta administração por meio de reportes periódicos ao Comitê de Auditoria Estatutário.

e) comentários dos diretores sobre as deficiências apontadas no relatório circunstanciado preparado pelo auditor independente e sobre as medidas corretivas adotadas

Conforme citado no item “d” acima, não foram identificadas deficiências significativas no relatório circunstanciado do auditor independente referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025, que requeiram comentário dos Diretores da Companhia.

(a) se o emissor possui regras, políticas, procedimentos ou práticas voltadas para a prevenção, detecção e remediação de desvios, fraudes, irregularidades e atos ilícitos praticados contra a administração pública, identificando, em caso positivo:

i. os principais mecanismos e procedimentos de integridade adotados e sua adequação ao perfil e riscos identificados pelo emissor, informando com que frequência os riscos são reavaliados e as políticas, procedimentos e as práticas são adaptadas

A Copel possui um estruturado Programa de Integridade que tem por finalidade o correto tratamento aos desvios éticos e de conduta e principalmente a implementação de medidas anticorrupção adotadas para prevenção, detecção e remediação de atos lesivos à empresa, que envolvam, por exemplo, a ocorrência de suborno, propina, conflito de interesses, fraudes em processos de licitação e pagamentos, entre outros.

O Programa está totalmente alinhado aos valores da Companhia e foi estabelecido tendo como base as orientações da Controladoria-Geral da União – CGU, órgão federal que é referência na promoção de ética e integridade. Com práticas bem definidas, o Programa se destina a todos os colaboradores, fornecedores, terceirizados, estagiários, prestadores de serviços e contratados.

A gestão do programa é realizada pela Diretoria de Governança, Risco e *Compliance* – DRC e a aplicação dos mecanismos envolve todas as áreas da empresa, que, de acordo com suas especialidades, garantem o adequado funcionamento e aprimoramento das práticas implementadas, das quais destacamos algumas a seguir.

Adicionalmente, em janeiro de 2023, a Copel obteve a certificação ISO 37301:2021 – Sistema de Gestão de Compliance. Em janeiro de 2026, a Companhia foi submetida ao processo de recertificação, no qual foram avaliados o gerenciamento e a operação das atividades de Compliance, Controles Internos e Riscos Corporativos, tendo sido confirmada a aderência às melhores práticas internacionais e mantida a decisão pela certificação. A recertificação evidencia o compromisso contínuo da Companhia com a conformidade, a ética e a melhoria permanente de seus processos. Desde a obtenção inicial da certificação, a Copel vem sendo submetida a auditorias periódicas, com o objetivo de assegurar a efetividade e a evolução de seu Sistema de Gestão de Compliance.

Código de Conduta

Define um conjunto de condutas e princípios norteadores que incorporam os valores do Grupo Copel. É o instrumento orientador dos atos de todas as pessoas que exercem atividades em nome da Copel e de suas subsidiárias integrais, coligadas, controladas e controladas em conjunto (“Grupo Copel”) e estabelece parâmetros éticos para as atitudes de todos os colaboradores (independentemente da sua função ou posição hierárquica), administradores (membros do Conselho de Administração e Diretoria Executiva), membros do Conselho Fiscal, membros de comitês (estatutários ou não estatutários), estagiários, aprendizes, fornecedores, prestadores de serviços, terceirizados e demais públicos que se relacionem com a Companhia.

Em 2025 a Companhia lançou o Código de Conduta para os Fornecedores. O objetivo deste documento é registrar de forma clara as diretrizes que devem ser seguidas por todos os fornecedores da Companhia. Tem o propósito de demonstrar os princípios éticos que devem nortear a conduta empresarial, incentivando a adoção de práticas que assegurem transparência e conformidade nos negócios, além de reforçar a importância do compromisso com os direitos humanos e com o meio ambiente. O documento está em consonância com o Código de Conduta da Companhia e complementa os contratos celebrados com nossos fornecedores, sem substituir, contudo, os dispositivos presentes nos contratos com a Copel.

Comitê de Ética

Órgão colegiado auxiliar ao Conselho de Administração, criado com a missão de contribuir para que a Companhia seja permanentemente conduzida por princípios éticos que estejam em consonância com os valores do Grupo Copel, com os princípios do Pacto Global das Nações Unidas (*UN Global Compact Leaders Summit*) e com os princípios da Governança Corporativa. Além disso, o Comitê de Ética é responsável por garantir a divulgação e a efetiva aplicação dos preceitos e orientações do Código de Conduta pelos colaboradores, administradores e contratados.

Suas principais atribuições são monitorar o processo de recepção e apuração de relatos recebidos por meio do Canal de Denúncias, revisar periodicamente e emitir orientações acerca do Código de Conduta, e, ainda, colaborar na revisão de políticas e normas internas do Grupo Copel relacionados ao tema.

O Comitê é formado pelos representantes da Vice-Presidência Jurídica e de Compliance e Vice-Presidência de Gente e Gestão e pelo Diretor de Governança, Risco e Compliance, além de um membro do Conselho de Administração. O órgão, por sua deliberação, poderá convidar o Diretor da área envolvida e/ou o Presidente da Copel Holding para auxiliar na tomada de decisão.

Canal de Denúncias

O Canal de Denúncias da Copel é um meio seguro para registro de denúncias sobre fraudes, corrupção, assédio moral, assédio sexual, discriminação, desvios éticos, de conduta e outras irregularidades, bem como para consultas relacionadas ao Código de Conduta.

O Canal de Denúncias, gerido por empresa externa, independente e especializada, encontra-se disponível 24 horas por dia, sete dias por semana, e o contato pode ser realizado por telefone ou formulário online. O Canal oferece garantia de sigilo e anonimato, segurança das informações e proteção contra retaliações.

Análise de Risco

No Grupo Copel, os riscos corporativos são classificados em (i) risco estratégico; (ii) risco financeiro; (iii) risco operacional; e (iv) risco de conformidade ou risco de Compliance.

Por meio de metodologia específica com diretrizes fundamentadas em estruturas e padrões amplamente reconhecidos, como o Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission – COSO, Gerenciamento de Riscos Corporativos Integrado com Estratégia e Performance e o Código das melhores Práticas de Governança Corporativa do Instituto Brasileiro de Governança Corporativa – IBGC, realiza-se a análise e avaliação dos riscos, considerando a relação entre a probabilidade de ocorrência de um evento e seu impacto no negócio. Dessa forma, é possível subsidiar decisões estratégicas voltadas a mitigação dos riscos identificados.

A gestão destes riscos, que é realizada periodicamente e em conjunto com diversas áreas da Copel, oferece a base para a criação ou alteração de políticas, normas e procedimentos que compõem o Programa de Integridade.

A Diretoria de Governança, Risco e Compliance – DRC da Copel é responsável pela gestão dos riscos corporativos e pela elaboração dos documentos que são reportados à diretoria da Copel e aos conselhos, em consonância com seu Estatuto Social, o qual estabelece ser competência do Conselho de Administração a implementação e supervisão dos sistemas de gestão de riscos e de controle interno estabelecidos para a prevenção e mitigação dos principais riscos que a Companhia está exposta. A seguir destacamos os principais temas tratados no âmbito da Gestão de Riscos e Controle Interno:

Matriz de Riscos de Fraude e Corrupção

Alinhada à Política de Gestão Integrada de Riscos Corporativos, retrata os riscos de fraude e corrupção do Grupo Copel, auxiliando na definição das ações de tratamento e monitoramento.

Avaliação de Riscos Estratégicos

Associada à tomada de decisão da alta administração e ao planejamento estratégico, contempla os principais riscos que possam gerar perda substancial no valor econômico e interferir no alcance dos objetivos de longo prazo do Grupo Copel.

Avaliação de Riscos relacionados a Novos Negócios

A expansão dos negócios relacionados ao objeto social da Companhia e alinhados ao seu planejamento estratégico se dá por meio de aquisições de participações societárias ou novos negócios, e pela participação nos processos licitatórios para obtenção de outorgas ou nos leilões de negócios em todas as suas áreas de atuação, sendo a análise de riscos etapa integrante dos estudos destas oportunidades, conforme fluxogramas de aquisições e leilões da Companhia. Sob demanda da Vice-Presidência de Estratégia, Novos Negócios e Transformação Digital (VPEN), são elaboradas avaliações de risco para os novos negócios, sejam aquisições, fusões, ou alienações pretendidas pela Copel.

Matriz de Riscos e Controles Internos

A “Matriz de Riscos e Controles” retrata os eventos que podem impactar a integridade dos reportes financeiros, os processos da Companhia e o atendimento de normativas internas e legislações vigentes, bem como as ações de mitigação existentes, apontando áreas e responsáveis por cada processo, risco e controle, dentre outras informações, o que possibilita manter um monitoramento constante do ambiente.

A partir dos resultados da análise dos riscos de Compliance identificados, são criadas ou aperfeiçoadas normas e políticas corporativas que devem orientar a conduta das partes interessadas em relação aos temas de integridade. As práticas que integram o Programa de Integridade estão diretamente relacionadas à prevenção, detecção e remediação de fraudes e corrupção.

Controles Internos

Atividades voltadas à manutenção do ambiente de controles internos e ao cumprimento dos requisitos legais e regulatórios vigentes, especialmente da Lei Sarbanes-Oxley (SOX).

A estrutura e controles internos do Grupo Copel segue os padrões do *Committee of Sponsoring Organizations for the Treadway Commission* (COSO), *framework* reconhecido internacionalmente.

Políticas

Estabelecimento formal de diretrizes e normativas que orientem a conduta das partes interessadas em relação aos temas de integridade e implementação de ações que assegurem a gestão dos riscos de modo eficaz.

Política de Gestão Integrada de Riscos Corporativos

Estabelece princípios, diretrizes e responsabilidades a serem observadas e aplicadas no processo de gerenciamento de riscos corporativos da Copel (Holding), nas suas subsidiárias integrais - SIs (diretas e indiretas) e controladas (diretas e indiretas).

A Companhia adota o modelo das “Três Linhas do IIA” no gerenciamento eficaz de riscos e controles, por meio do qual as responsabilidades de cada uma das partes interessadas estão delimitadas, de modo a não haver lacunas durante a realização do processo, conforme segue:

- Primeira linha de defesa (Áreas de negócio da Companhia): Diretorias Executivas, superintendentes e gerentes das áreas de negócios, além dos gestores de projetos e processos. Esta linha de defesa é responsável pela provisão de serviços e produtos aos clientes e pelo gerenciamento de riscos.
- Segunda linha de defesa (Diretoria de Governança, Risco e Compliance – DRC): Colaboradores, gerentes e Diretor. Esta linha de defesa é responsável pelo apoio, monitoramento e questionamento sobre questões relacionadas a riscos.
- Terceira linha de defesa (Auditoria Interna): Colaboradores e gerentes da Auditoria Interna. Esta linha de defesa realiza a avaliação e assessoria independentes e objetivas sobre questões relativas ao atingimento dos objetivos, para oferecer clareza e confiança, além de promover e facilitar a melhoria contínua, por meio de investigação rigorosa e comunicação perspicaz.

Política de Integridade

Define princípios e diretrizes de integridade corporativa na condução dos negócios da Copel (Holding), suas subsidiárias integrais – SIs e controladas, respeitando seus trâmites societários, e desdobra-se nos seguintes assuntos: Conflito de Interesses e Canal de Denúncias, sendo aplicável, como recomendação, às controladas em conjunto, às empresas coligadas e outras participações societárias, respeitados seus trâmites societários.

Adicionalmente, no que couber, as diretrizes desta Política também são aplicáveis, como recomendação, aos fornecedores da Copel.

Política de Transação com Partes Relacionadas e Conflito de Interesses

Estabelece diretrizes que contribuam para assegurar que as transações entre Partes Relacionadas sejam realizadas no melhor interesse do Grupo Copel, e sejam fundamentadas nos princípios de independência, competitividade, conformidade, transparência, equidade e comutatividade.

Comunicação e treinamento

Tem o objetivo de disseminar a cultura de ética e integridade a todas as partes interessadas.

Alerta Compliance

Enviados por e-mail, podendo ser direcionados a públicos específicos ou para toda a Companhia, os alertas visam promover a disseminação de informações relacionadas a integridade por meio da abordagem de temas pertinentes à conformidade das atividades e/ou que possam gerar riscos ou acarretar prejuízos ao Grupo Copel.

Treinamento Código de Conduta

As ações de integridade não estão restritas ao desenvolvimento e execução de atividades em uma única área da Companhia, elas envolvem toda a empresa e estão presentes nas atividades cotidianas de cada empregado. Dessa forma, a Copel lançou em 2023 o primeiro Ciclo de treinamentos do Programa de Integridade. Diante da transformação da Copel em corporação, esta campanha sucedeu o antigo treinamento de Código de Conduta. Porém, agora de forma mais atualizada, a intenção é abordar temas gerais do Programa de Integridade sem esquecer os aspectos gerais do Código de Conduta e conflito de interesses.

ii. as estruturas organizacionais envolvidas no monitoramento do funcionamento e da eficiência dos mecanismos e procedimentos internos de integridade, indicando suas atribuições, se sua criação foi formalmente aprovada, órgãos do emissor a que se reportam, e os mecanismos de garantia da independência de seus dirigentes, se existentes

Em 2016, foi aprovada na 193ª Assembleia Geral Extraordinária – AGE a criação da Diretoria de Governança, Risco e *Compliance* - DRC. Atualmente as atribuições estão na Vice-Presidência Jurídica e de Compliance, sendo a Diretoria de Governança, Risco e *Compliance* - DRC responsável pelo assunto. O Diretor da DRC pode, com garantia estatutária, se reportar diretamente ao Diretor Presidente ou ao Conselho de Administração, e tem como atribuições específicas o tratamento e verificação dos temas relacionados a Integridade como gestão dos riscos, controles internos, análises de integridade, coordenação do Canal de Denúncias e programa de integridade, além da gestão da Sustentabilidade e Governança Corporativa dentro da Companhia.

É composta pela Superintendência de Governança e Secretaria – SGV, responsável pela governança corporativa, pela Superintendência de Sustentabilidade – SSB, responsável por estabelecer políticas, diretrizes e indicadores relacionados à sustentabilidade empresarial, e pela Superintendência de Integridade – SIN, responsável por conduzir atividades voltadas a *compliance*, gestão de riscos corporativos e controles internos na Companhia, e que possui na sua estrutura a Gerência Executiva de Gestão de Riscos, Gerência Executiva de Compliance e a Gerência Executiva de Controles Internos. Conforme definido no Regimento Interno da Diretoria, compete ao Diretor de Governança, Risco e Compliance da Companhia Paranaense de Energia – Copel, dentre outras atividades:

- estabelecer políticas e diretrizes, bem como coordenar sua aplicação na Companhia, em subsidiárias integrais (diretas e indiretas) e, no que couber, nas empresas controladas e nas demais participações societárias, relativas a:
 - a. sustentabilidade empresarial, considerando assuntos relacionados a aspectos socioambientais, mudança do clima e responsabilidade social;
 - b. governança corporativa;
 - c. gerenciamento de riscos corporativos;
 - d. controles internos; e
 - e. *Compliance*.

- gerir e divulgar o desempenho em sustentabilidade empresarial e governança corporativa do Grupo Copel;
- estabelecer padrões de ética, conduta e integridade, bem como coordenar a revisão e disseminação do Código de Conduta no Grupo Copel;
- definir e coordenar o Programa de Integridade no Grupo Copel e, no que couber, nas empresas em que a Copel detenha participações societárias;
- coordenar a implantação e manutenção do processo de gerenciamento de riscos corporativos, de *Compliance* e de controles internos para mitigação dos principais riscos, inclusive aqueles relacionados à integridade das informações contábeis e financeiras no Grupo Copel e, no que couber, nas empresas em que a Copel detenha participações societárias;
- elaborar relatórios relativos às suas atividades para informação dos colegiados estatutários;
- relatar a ocorrência de ato que constitua ilícito administrativo, civil ou penal ao Conselho de Administração e à Diretoria da Copel ou subsidiária integral (direta ou indireta), conforme o caso; e
- contribuir no que for necessário, dentro de suas atribuições, com o Comitê de Desenvolvimento Sustentável da Copel na execução do seu plano de trabalho, voltado ao assessoramento do Conselho de Administração da Copel, conforme definido no Regimento Interno daquele colegiado.

Complementarmente, conforme consta no Estatuto Social da Companhia, o Diretor responsável por governança, risco e *compliance* poderá reportar-se diretamente ao Conselho de Administração da Copel em situações em que se suspeite do envolvimento do Diretor Presidente da Copel em irregularidades ou quando este se furtar à obrigação de adotar medidas necessárias em relação à situação a ele relatada.

A atuação da Diretoria responsável por governança, risco e *compliance* se estende a todas as subsidiárias integrais e controladas da Copel.

iii. se o emissor possui código de ética ou de conduta formalmente aprovado, indicando:

- **se ele se aplica a todos os diretores, conselheiros fiscais, conselheiros de administração e empregados e se abrange também terceiros, tais como fornecedores, prestadores de serviço, agentes intermediários e associados**

O Código de Conduta define um conjunto de condutas e princípios norteadores que incorporam os valores da Companhia. É o instrumento orientador dos atos de todas as pessoas que exercem atividades em nome da Companhia e estabelece parâmetros éticos para as atitudes de colaboradores, administradores, membros dos Conselhos, estagiários, prestadores de serviço e contratados.

O documento é amplamente divulgado para colaboradores e administradores que passam anualmente por treinamento sobre o Código de Conduta além de ser entregue com termo de recebimento e compromisso.

O Código de Conduta também está disponível a todas as partes interessadas no Portal de Integridade do Grupo Copel e é citado no Manual do Fornecedor do Grupo Copel, entregue a cada fornecedor por ocasião da assinatura do contrato, ocasião em que também é assinado Termo de Ciência e Comprometimento com os princípios e diretrizes do Grupo Copel. Para os parceiros comerciais, a comunicação sobre as diversas medidas anticorrupção, políticas e normas é feita em *workshops*, palestras e eventos.

A Copel dispõe também do Código de Conduta para Fornecedores, aprovado em julho de 2025 pelo Conselho de Administração, que estabelece diretrizes para uma parceria ética, sustentável, alinhada aos valores e propósitos da Companhia.

- **as sanções aplicáveis na hipótese de violação ao código ou a outras normas relativas ao assunto, identificando o documento onde essas sanções estão previstas**

A Copel possui uma norma específica sobre disciplina funcional - NAC 040301 DISCIPLINA FUNCIONAL, que prevê as medidas disciplinares aplicáveis, na modalidade de advertência até a dispensa por justa causa, apurada nos termos da CLT – Consolidação das Leis do Trabalho.

O próprio Código de Conduta da Copel dispõe o seguinte em seu capítulo “5.1 VIOLAÇÕES AO CÓDIGO DE CONDUTA”:

“Qualquer violação a este Código e/ou à legislação vigente está sujeita a medidas disciplinares e/ou a penalidades definidas de acordo com a gravidade da ocorrência. Após apuração dos fatos, sendo constatada violação ou omissão aos dispositivos deste Código, todos estarão sujeitos às penalidades previstas neste Código e em normativas internas.

No caso de violação por colaboradores da Companhia, podem ser aplicadas medidas disciplinares como advertência verbal, advertência por escrito, suspensão disciplinar ou dispensa, nos termos da legislação. No caso de violação por fornecedor, poderá haver até rescisão do contrato com base neste Código de Conduta.

Após análise criteriosa dos fatos e comprovada a responsabilidade dos envolvidos, tendo as penalidades cabíveis sido aplicadas, eles deverão ressarcir integralmente os prejuízos e/ou danos causados ao patrimônio da Companhia.

Essas penalidades não interferem no direcionamento de ações ético-disciplinares, cíveis e criminais, se cabíveis, aos órgãos externos competentes.”

A atribuição de monitorar o processo de recepção e apuração de relatos recebidos por meio do Canal de Denúncias, deliberar sobre aplicação de medidas disciplinares, bem como monitorar a resolução das deficiências identificadas durante os processos de apuração de denúncias é do Comitê de Ética da Copel, colegiado formado por membros da Diretoria e do Conselho de Administração da Copel, sendo que, na hipótese de eventuais assuntos relacionados à Companhia, um de seus diretores deverá ser convocado.

A criação do Comitê de Ética da Copel foi formalmente aprovada na 197ª reunião Ordinária do Conselho de Administração da Copel, realizada em 5 de dezembro de 2019.

- **órgão que aprovou o código, data da aprovação e, caso o emissor divulgue o código de conduta, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado**

O Código de Conduta foi formalmente aprovado pelo Conselho de Administração da Copel em reunião realizada em 9 de dezembro de 2015, tendo sido revisado e atualizado na 267ª Reunião Ordinária do Conselho de Administração da Companhia, realizada em 15 de outubro de 2025.

O Código de Conduta do Grupo Copel está disponível para consulta no seguinte endereço: <https://ri.copel.com/governanca-corporativa/estatutos-politicas-e-regimentos/>.

(b) se o emissor possui canal de denúncia, indicando, em caso positivo:

i. se o canal de denúncias é interno ou se está a cargo de terceiros

A Companhia possui canal de denúncias independente gerido por empresa terceira disponível 24 horas por dia e permite que sejam encaminhados relatos pelo site <http://www.copel.com/canaldedenuncias/> ou pelo telefone 0800 643 5665 ou 0800 900 8008.

ii. se o canal está aberto para o recebimento de denúncias de terceiros ou se recebe denúncias somente de empregados

O Canal de Denúncias Copel está aberto a todos os públicos, incluindo colaboradores, administradores, terceirizados, fornecedores, estagiários e a comunidade.

iii. se há mecanismos de anonimato e de proteção a denunciante de boa-fé

As informações recebidas pelo canal são confidenciais e anônimas. A proteção e não retaliação ao denunciante de boa-fé está disposto no item 5.3 do Código de Conduta e no item 3.4 da Norma Administrativa do Canal de Denúncias.

iv. órgão do emissor responsável pela apuração de denúncias

O Comitê de Auditoria Estatutário da Copel, conforme previsão do art. 54 do estatuto social da Copel e dos incisos XXII e XXIII do Regimento Interno do órgão, é responsável por assegurar que a Companhia disponha de meios para receber denúncias, internas e externas relacionadas ao escopo de suas atividades, inclusive sigilosas, bem como monitorar os resultados e o acompanhamento das denúncias realizadas por meio do Canal de Denúncias. Contando com suporte do Comitê de Ética, que monitora o processo de recepção e análise dos relatos recebidos pelo Canal de Denúncias, e da Diretoria de Governança, Risco e *Compliance* da Copel.

Denúncias internas e externas relativas ao Código de Conduta:

A Companhia utiliza o Canal de Denúncias da Copel, monitorado por seu Comitê de Auditoria Estatutário e por seu Comitê de Ética, que é gerido por empresa de consultoria independente. As denúncias são anônimas (a critério do denunciante) e confidenciais, não sendo possível identificar quais são internas ou externas.

Tendo em vista que este canal é destinado à recepção de denúncias relacionadas a todas as sociedades integrantes do Grupo Copel, as demandas não são segregadas por sociedade, de forma que a informação abaixo inclui as denúncias da Copel, de suas subsidiárias integrais (Copel DIS, Copel GeT, Copel COM e Copel SERVIÇOS), de suas controladas, de suas controladas em conjunto e de suas coligadas.

Aperfeiçoamentos realizados em decorrência dessas denúncias:

A Copel busca monitorar e aprimorar continuamente seu Programa de Integridade e um dos principais insumos para o aperfeiçoamento das práticas internas são as informações coletadas pelos canais de denúncias do grupo.

Todas as recomendações e riscos identificados após o tratamento das denúncias foram encaminhados para as áreas responsáveis a fim de que elas elaborem planos de ação para aperfeiçoamento de seus processos internos. Esses planos são monitorados pelas áreas de Integridade e Auditoria Interna da Copel.

Por fim, as denúncias também são utilizadas como subsídio para avaliação dos riscos relacionados a fraude e corrupção. Os dados coletados são utilizados na metodologia para definição de quais ações do Programa de Integridade serão priorizadas.

(c) número de casos confirmados nos últimos 3 (três) exercícios sociais de desvios, fraudes, irregularidades e atos ilícitos praticados contra a administração pública e medidas corretivas adotadas

Não foram identificados casos procedentes desse tipo.

(d) caso o emissor não possua regras, políticas, procedimentos ou práticas voltadas para a prevenção, detecção e remediação de desvios, fraudes, irregularidades e atos ilícitos praticados contra a administração pública, identificar as razões pelas quais o emissor não adotou controles nesse sentido

Não aplicável, considerando que, conforme detalhado neste item 5.3, a Companhia possui regras, políticas, procedimentos ou práticas voltadas para a prevenção, detecção e remediação de fraudes.

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025, não houve alterações significativas nos principais riscos a que a Companhia está exposta e na política de gerenciamento de riscos adotada pela Companhia.