



CPFL Energia S.A.

**Demonstrações financeiras
individuais e consolidadas em
31 de dezembro de 2025
e relatório do auditor independente**

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Senhores e senhoras acionistas,

Atendendo às disposições legais e estatutárias, a Administração da CPFL Energia S.A. ("CPFL Energia" ou "Companhia") submete à apreciação dos senhores o Relatório da Administração e as demonstrações financeiras da Companhia, com o relatório dos auditores independentes e do Conselho Fiscal, referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2025. Todas as comparações realizadas neste relatório levam em consideração os dados consolidados em relação ao exercício de 2024, exceto quando especificado de outra forma.

1) Considerações Iniciais

Chegamos ao fim de mais um ano com resultados consistentes e robustos. Alcançamos um EBITDA de R\$ 13,4 bilhões e Lucro Líquido de R\$ 5,7 bilhões. Foi um ano de redução de custos, busca de eficiência operacional e crescimento nos nossos negócios, mas também de grandes desafios regulatórios.

Para o segmento de Geração, 2025 foi marcado pela intensificação dos cortes de energia impostos a usinas eólicas e solares (*curtailment*), em função do aumento da complexidade da operação do sistema elétrico. A expansão das fontes intermitentes na matriz brasileira e o aumento do diferencial entre a demanda de energia no pico da geração distribuída solar e o final do dia, que depende de outras fontes, trouxe desafios relevantes ao Operador Nacional do Sistema (ONS), que vem cada vez mais ordenando a interrupção da geração de projetos renováveis ligados à rede. Além do risco de apagões por excesso de oferta, tal situação gerou impactos financeiros significativos aos agentes de geração, que deverão ser mitigados, ao menos parcialmente, com a aplicação da Lei 15.269, promulgada em novembro último.

Ainda no segmento de Geração, destacamos a conclusão da venda da participação da CPFL Geração na Epasa, em linha com os compromissos assumidos no Plano ESG 2030. Com essa operação, o grupo CPFL Energia passou a ter um portfólio de geração 100% renovável.

No segmento de Transmissão, seguimos na busca por eficiência e competitividade; os resultados desse trabalho já estão sendo colhidos. No Leilão de 31 de outubro de 2025, a CPFL Transmissão sagrou-se vencedora do Lote 3, que compreende ativos nos estados do Rio Grande do Sul e do Paraná, com 115 km de linhas e 4 novas subestações, e início da operação previsto para 2030. O Capex estimado pela Aneel é de R\$ 1,1 bilhão e a RAP (Receita Anual Permitida) será de R\$ 81 milhões. Esta é mais uma oportunidade de aplicação do modelo de negócios do grupo CPFL para obter sinergias entre novos ativos e aqueles já existentes.

Para o segmento de Distribuição, temperaturas mais amenas e a expansão da geração distribuída em nossas áreas de concessão reduziram o consumo das classes residencial e comercial, enquanto a indústria teve resultado levemente positivo. Já a redução da inadimplência, refletida na queda significativa da PDD, e o controle do PMSO garantiram que esse segmento continuasse trazendo resultados positivos em 2025.

O grupo CPFL manteve o compromisso com seu plano de investimentos, que alcançou R\$ 6,1 bilhões neste ano, com o objetivo de manutenção e expansão de redes de distribuição e transmissão, além da implementação de novas tecnologias. Destaque para o início das instalações de *smart meters*, projeto B Smart, que já alcança mais de 180 mil clientes em nossa área de concessão, além da implementação das redes de telecomunicação, em andamento. Esse é apenas o começo de um projeto que trará mais eficiência à Companhia e qualidade no atendimento ao cliente.

Para financiar esse investimento robusto, a CPFL Energia busca captar recursos a custos competitivos, o que somente é possível devido a sua forte disciplina financeira e gestão de caixa.

Com alavancagem saudável, de 2,30x Dívida Líquida/EBITDA, a Companhia obteve ao longo de 2025 dois *ratings* em escala global – “Baa2” pela Moody’s e “BBB” pela Fitch – bem acima do nível soberano. Isso atesta sua solidez financeira e permite buscar recursos em novos mercados, para manter os custos financeiros em níveis controlados.

Em relação aos dividendos, a CPFL realizou, no período entre abril e dezembro de 2025, o pagamento de R\$ 3,2 bilhões (R\$ 2,79/ação), referentes ao resultado de 2024, conforme aprovado em Assembleia Geral.

A Administração da CPFL Energia reitera o compromisso com os acionistas, clientes, parceiros, sociedade e demais *stakeholders*, e agradece a todos colaboradores e colaboradoras do Grupo CPFL pelos resultados alcançados. Para 2026, seguimos firmes e confiantes nos avanços do setor elétrico e na capacidade da CPFL Energia de se posicionar diante dos desafios e oportunidades, com disciplina financeira, eficiência operacional e forte estrutura de governança, assegurando sempre o melhor retorno a seus acionistas e uma atuação sustentável perante a sociedade.

Organograma societário (simplificado)

A CPFL Energia atua como holding, participando no capital de outras sociedades:



Base: 31/12/2025

Notas:

- (1) A CPFL RGE é controlada pela CPFL Energia (89,0107%) e pela CPFL Brasil (10,9893%);
- (2) A Jaguari Geração possui participação de 4,15% na energia assegurada da UHE Luiz Eduardo Magalhães;
- (3) A CPFL Geração foi incorporada pela CPFL Brasil em 02 de fevereiro de 2026;
- (4) A CPFL Renováveis é controlada pela CPFL Energia (51,00%) e pela CPFL Geração (49,00%);
- (5) A CPFL Transmissão é controlada pela CPFL Energia (51,00%) e pela CPFL Brasil (49,00%);
- (6) CPFL Soluções = CPFL Brasil + CPFL Serviços;
- (7) A Alesta é controlada pela CPFL Energia (99,99%), e pela CPFL Brasil (0,01%).

2) Comentário sobre a Conjuntura

Ambiente macroeconômico

O ano de 2025 teve início em um ambiente de incerteza global, decorrentes da nova administração de Donald Trump nos Estados Unidos e a adoção de três mudanças relevantes: imposição de tarifas de importação, endurecimento das regras de imigração e a aprovação de um orçamento federal com trajetória deficitária para os próximos anos.

As tarifas representaram uma mudança na lógica tradicional do comércio americano, mas seu impacto foi menor do que o inicialmente esperado. Isso ocorreu devido ao recuo do governo em diversas medidas quando foram identificados impactos econômicos significativos. O tema também segue em disputa judicial e aguarda decisão da Suprema Corte sobre a legalidade do uso do instrumento de “emergência econômica”. Outro fator que reduziu os impactos foi a antecipação de compras pelas empresas, para formação de estoques.

As mudanças recentes na política comercial e fiscal dos Estados Unidos elevaram a incerteza em relação ao desempenho do dólar no longo prazo, incentivando maior diversificação das reservas internacionais por parte de diversos bancos centrais. Esse movimento contribuiu para a valorização do ouro e para uma acomodação do valor da moeda norte americana. No campo monetário, o Federal Reserve reduziu a taxa básica de juros em 75 pontos-base diante da moderação do mercado de trabalho, passando a adotar postura de espera. A inflação dos Estados Unidos para o ano de 2025 fechou em 2,7%.

No Brasil, ao longo de 2025, foram mantidas e ampliadas iniciativas voltadas à sustentação da demanda doméstica, incluindo benefícios fiscais, reforço de programas sociais e expansão de linhas de crédito subsidiadas. Para conter os efeitos inflacionários dessas medidas, o Banco Central manteve a política monetária em nível restritivo. O resultado foi uma desaceleração moderada e heterogênea da atividade econômica, que seguiu operando com baixo nível de ociosidade. Setores mais sensíveis às condições de crédito registraram moderação, enquanto atividades relacionadas à renda, como grande parte do setor de serviços, mantiveram bom ritmo.

Nesse contexto, a taxa Selic foi elevada em 2,75 p.p. e permaneceu em 15% ao ano por um período prolongado. A inflação e as expectativas inflacionárias apresentaram desaceleração moderada, mantendo-se mais próximas do teto do que do centro da meta do Banco Central. O IPCA encerrou 2025 em 4,3%, resultado inferior às projeções iniciais.

Esse resultado foi determinado pelo comportamento de Alimentação no domicílio e Bens industriais, influenciado por boas safras, efeitos temporários da gripe aviária (que reduziu exportações e ampliou a oferta doméstica), impactos das tarifas impostas pelos Estados Unidos sobre carnes e café, além da apreciação do real, que ajudou a conter os preços de bens industriais após os aumentos registrados no primeiro quadrimestre, decorrentes da depreciação cambial do ano anterior. Por outro lado, o segmento de Serviços manteve variação próxima a 6% em termos anuais, acompanhando a evolução do mercado de trabalho e da atividade econômica.

Ambiente regulatório

1) Reforma do Setor Elétrico (MPs nº 1.300/25 e nº 1.304/25)

As Leis nº 15.235/25 e 15.269/25 consolidaram um conjunto de medidas estruturantes voltadas à modernização do setor elétrico brasileiro, refletindo discussões amadurecidas ao longo dos últimos anos sobre a necessidade de atualização do marco legal do setor elétrico diante das transformações da matriz e do amadurecimento do mercado livre. Ao endereçar simultaneamente aspectos econômicos, operacionais e institucionais, a Lei nº 15.269 passou a desempenhar papel central na transição para um setor elétrico mais aberto, transparente e resiliente, ainda que sua plena efetividade dependa da regulamentação infralegal e da consolidação das práticas regulatórias nos próximos anos.

De forma resumida, essas Leis trataram de temas relevantes, tais como:

- **Curtailment:** estabelecimento de mecanismo de compensação para usinas eólicas e solares por cortes de geração, aplicável a eventos de natureza elétrica e de confiabilidade do sistema, isto é, aqueles decorrentes de restrições operativas da rede elétrica ou da necessidade de manutenção da segurança e estabilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN), com efeito retroativo a setembro de 2023 e aplicabilidade para eventos futuros;
- **Abertura Total do Mercado (Grupo B):** até nov/2027 para consumidores comerciais e industriais e até nov/2028 para consumidores residenciais e demais classes, condicionada ao cumprimento de marcos regulatórios, como a definição do fornecedor de última instância e do encargo de contratação da sobreoferta;
- **Energia Incentivada:** manutenção do desconto para unidades consumidoras que já possuem o benefício, vedada sua aplicação a aumentos de demanda; novos consumidores livres não terão direito ao desconto;
- **CDE (Conta de Desenvolvimento Energético):** estabelecimento de teto para os gastos da CDE a partir de 2027, com base no orçamento de 2025 corrigido pelo IPCA; criação do ECR (Encargo de Compensação de Recursos), para cobrir despesas que excedam o teto da CDE, financiado pelos beneficiários dos subsídios; consumidores do mercado livre passarão a contribuir para a CDE-GD;
- **Tarifa Social:** ampliação do alcance de tarifa social para consumidores enquadrados na Subclasse Residencial Baixa Renda, possibilitando a isenção da conta de energia consumida de até 80 kWh/mês;
- **Autoprodução:** exigência de participação mínima de 30% de capital próprio na empresa geradora e demanda agregada mínima de 30 MW, aplicável ao modelo de "autoprodução por equiparação";
- **Armazenamento e Baterias:** introdução de incentivos fiscais e reduções tributárias, inclusive no âmbito do REIDI; a ANEEL regulará e fiscalizará o armazenamento, permitindo operação autônoma ou integrada;
- **PROINFA:** previsão da possibilidade de prorrogação dos contratos do PROINFA;
- **Outorga de UHE:** estabelecimento de condições para a renovação das outorgas de usinas hidrelétricas;
- **UBP:** renegociação dos contratos de Uso de Bem Público, pagos por usinas hidrelétricas licitadas entre 1998 e 2005, com destinação dos recursos à modicidade tarifária; possibilidade de antecipação do pagamento da UBP pela CPFL em relação a algumas UHEs, com benefício de desconto em função dessa antecipação;
- **Angra I e II:** redistribuição dos custos operacionais e da energia da geração nuclear entre todos os consumidores de energia elétrica.

As principais alterações da regulação setorial de 2025 no **segmento de distribuição** são destacadas a seguir:

2) Cálculo da Energia Requerida e Perdas Não Técnicas considerando os efeitos da MMGD

A Resolução Normativa ANEEL 1.114/2025, resultante do debate na Consulta Pública nº 09/2024, endereça adequações normativas nos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) para equacionar efeitos da expansão da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) no cálculo da energia requerida e da base de aplicação do percentual de perdas não técnicas nos reajustes tarifários, bem como a padronização e aprimoramento das informações relativas ao balanço energético de perdas.

3) Custos Operacionais Regulatórios

A Resolução Normativa ANEEL 1.121/2025, resultante do debate na Consulta Pública nº 62/2020, encaminhou o ciclo de aprimoramento do Submódulo 2.2 e 2.2A dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) referente ao cálculo dos Custos Operacionais Regulatórios a ser considerado nos processos de revisão tarifária das distribuidoras de energia elétrica.

O normativo apresenta aprimoramentos no sentido de simplificar o modelo que define a eficiência dos custos operacionais, atualizar as informações utilizadas no cálculo dos parâmetros de eficiência, representar a complexidade das atividades operacionais de combate as perdas não técnicas na modelagem, padronizar a classificação de redes urbanas e não urbanas, estabelecer a regra de compartilhamento dos custos eficientes associada a qualidade do serviço e definir o cronograma de atualização dos resultados da metodologia.

Destaca-se que a nova regra passou a ser aplicada aos processos de revisão tarifária iniciados após a sua efetiva aprovação, cabendo a Superintendência de Gestão Tarifária (STR) atualizar anualmente a base de dados necessária para realização do cálculo dos parâmetros de eficiência das concessionárias por meio de tomada de subsídios.

A Tomada de Subsídios nº 10/2025 debateu a atualização da base de dados referente ao triênio 2021-2023 e atualização do cálculo anual das eficiências de referência e demais parâmetros associados aos Custos Operacionais Regulatórios das distribuidoras. O resultado para aplicação nos processos tarifários ao longo do ano de 2026 foi aprovado pelo Despacho nº 3.717/2025.

4) Regulação do Procedimento para Diferimentos em Processos Tarifários

A Resolução Normativa ANEEL 1.127/2025, resultante do debate na Consulta Pública nº 08/2025, regulamentou o procedimento de diferimento em processos tarifários de distribuição visando atender a recomendação do Tribunal de Contas da União (TCU) para que a ANEEL analisasse impactos futuros e os custos-benefícios dos diferimentos tarifários, permitindo assim suavizar alterações tarifárias de um ano para o outro e garantir estabilidade tarifária ao minimizar a possibilidade de causar efeitos financeiros expressivos em processos tarifários subsequentes.

De acordo com a Resolução aprovada, foram estabelecidos dois critérios para considerar a elegibilidade do processo tarifário ao diferimento: processo tarifário com índice inferior a -1,5% ou superior a 12,1% ("Critério Faixa"), ou diferença entre o índice do processo atual e a previsão do índice do processo subsequente superior a 13,6% ("Critério Amplitude"). Os novos critérios não são cumulativos, ou seja, basta o atendimento a um deles para que se recomende elegibilidade do processo tarifário.

5) Nova norma organizacional da ANEEL

A Resolução Normativa ANEEL nº 1.133/2025 aprovou a Norma de Organização nº 1 da ANEEL, revogando a Resolução Normativa ANEEL nº 273/2007 e demais resoluções correlatas, instituindo

assim que as deliberações da diretoria colegiada da ANEEL deverão ocorrer em reunião pública/administrativa e em circuito deliberativo. Alguns fatores como modernização da Agência, agilidade e segurança na gestão documental, redução de custos operacionais, eficiência administrativa e acesso e rastreabilidade dos processos motivaram a inclusão do circuito deliberativo.

Essa nova forma de deliberação funcionará em rito semelhante ao das reuniões públicas: a pauta será divulgada com três dias de antecedência do seu início (quinta-feira); a pauta deverá conter os votos dos relatores (semelhante ao bloco); os diretores deverão registrar os votos na terça-feira, das 8h às 18h; os destaques de processos serão incluídos na pauta da reunião subsequente; a Secretaria-Geral divulgará no site da Agência a relação dos circuitos em andamento; as atas serão divulgadas no site em até cinco dias úteis do encerramento; poderão ocorrer circuitos deliberativos extraordinários em casos de urgência; e, por fim, os circuitos deliberativos ocorrerão ordinariamente, conforme definido em calendário, preferencialmente intercalados por uma reunião pública presencial.

6) Resiliência Climática e Segurança Operacional

A Resolução Normativa ANEEL 1.137/2025, resultante do debate na Consulta Pública nº 32/2024, endereçou aprimoramentos regulatórios visando fortalecer a capacidade de resposta do setor elétrico a eventos climáticos extremos, pautando-se no aumento da resiliência das redes, planos de contingência, comunicação com o Poder Público e relatórios de gestão anuais.

No processo, estabeleceu-se a compensação financeira por interrupção em emergência, estabeleceu-se um limite máximo de reestabelecimento em 24 horas para as áreas urbanas e de 48 horas para as áreas rurais. Esse indicador será mensurado pela “Duração da Interrupção Individual ocorrida em Situação de Emergência por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão – DISE” que corresponderá à duração de cada interrupção ocorrida em Situação de Emergência, para cada unidade consumidora ou ponto de conexão. Também foi instituído que ressarcimentos por danos elétricos também são aplicáveis em situação de emergência e calamidade pública.

O regramento também estabeleceu obrigações quanto a maior clareza e assertividade da comunicação com o Poder Público, regulador e consumidores referente as interrupções em curso. Outro ponto relevante tange a obrigação da revisão dos planos de contingência, manejo vegetal e de comunicação.

Por fim, a resolução estabeleceu regras e procedimentos por meio do mecanismo de “Cessão Emergencial de recursos humanos, equipamentos e materiais entre distribuidoras” visando garantir a continuidade do serviço em situações de crise, sem comprometer a segurança operacional ou o atendimento aos consumidores por parte da distribuidora cedente.

7) Flexibilização das Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica para enfrentamento da calamidade pública no estado do Rio Grande do Sul

A Resolução Normativa ANEEL nº 1.139/2025 revogou a flexibilização das regras de prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica para enfrentamento da calamidade pública no estado do Rio Grande do Sul aprovada pela Resolução Normativa ANEEL nº 1.092/2024.

No debate, destacou-se a importância da referida resolução em viabilizar que as distribuidoras se adaptassem às circunstâncias excepcionais e pudessem garantir a continuidade do serviço à população afetada, assim como os decretos estaduais e federais publicados ao longo de 2024 e 2025 que prorrogaram o estado de calamidade pública com o intuito de ajustar o funcionamento dos municípios atingidos.

A medida se alinha ao fato dos efeitos que provocaram a implantação da medida terem sido superados e as distribuidoras impactadas terem normalizado a prestação do serviço de distribuição de energia elétrica.

8) Padronização do número de identificação da unidade consumidora

A Resolução Normativa ANEEL nº 1.145/2025, resultante do debate na Consulta Pública nº 34/2025, alterou para 30 de junho de 2026 o prazo para padronização do número de identificação de unidades consumidoras e das demais instalações dos usuários de energia elétrica.

O tema foi regulamentado pela Resolução Normativa nº 1.095/2025 visando facilitar o gerenciamento para entidades com diversas unidades consumidoras, tais como prefeituras e empresas com atuação nacional, e simplificar a troca de informações entre consumidores e distribuidoras.

9) Regulamentação da nova Tarifa Social de Energia Elétrica

A Resolução Normativa ANEEL nº 1.147/2025, resultante do debate na Consulta Pública nº 32/2025, regulamentou os dispositivos da Lei nº 15.235/2025, para tratar as alterações na Lei nº 12.212/2010 e na Lei nº 10.438/2002, relativas à Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE), à isenção do pagamento de quotas anuais da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) pelas famílias elegíveis e ao desconto de atividades de irrigação e aquicultura.

O normativo regulamenta o desconto de 100% da tarifa para beneficiários da TSEE com consumo de até 80 kWh e tarifas reduzidas para consumo até 120kWh desde que satisfeitos os critérios de elegibilidade. Também aprimora critérios e procedimentos para elegibilidade e enquadramento na TSEE e outras adequações regulatórias necessárias para compatibilizar as alterações nas faixas de desconto.

10) Contratação de Reserva de Capacidade na forma de potência e cobrança do encargo de ERCAP

A Resolução Normativa ANEEL nº 1.131/2025, resultante do debate na 3ª fase da Consulta Pública nº 61/2021, deu continuidade a regulamentação da contratação de reserva de capacidade na forma de potência, como estabelecido pelo Decreto 10.707/21. Nesta etapa, finalizou-se a revisão do Módulo 16 "Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR" e o Módulo 27 "Contratação de Reserva de Capacidade", das Regras de Comercialização de Energia Elétrica, em atendimento à Resolução Normativa ANEEL nº 1.103/2024, ajustes na redação da Resolução Normativa ANEEL nº 1.009/2022 e dar orientação para que a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) procedam com as adequações necessárias para operacionalização das regras aprovadas.

11) Tarifa de Repasse de Energia de Itaipu

A Resolução Homologatória nº 3.557/2025 estabeleceu o valor da tarifa de repasse da potência contratada de Itaipu Binacional, aplicável aos faturamentos realizados de 1º de janeiro a 31 de dezembro de 2026 no valor de R\$ 17,66/kW.mês.

O valor é o mesmo que vinha sendo aplicado e decorre da alteração do Decreto nº 11.027/2022 pelo Decreto 12.390/2025.

As principais alterações da regulação setorial de 2025 no **segmento de transmissão** são destacadas a seguir:

12) Encargos Rescisórios e “Máximo Esforço”

A **Resolução Normativa ANEEL (“REN”) nº 1.125**, de 05 de junho de 2025, estabeleceu metodologia para definição dos critérios de “máximo esforço” de cobrança para recuperação dos créditos relativos aos encargos rescisórios e os respectivos prazos para cumprimento destas. A inclusão dos débitos no Cadastro de Inadimplentes da ANEEL e o protesto extrajudicial da dívida foram as medidas administrativas a serem implementadas pelas transmissoras e, o ajuizamento de ação judicial com vistas a recuperação do crédito, ficaram sob responsabilidades do ONS.

No mesmo normativo, a Agência determinou que, **em caso de descumprimento dos critérios estabelecidos como “Máximo Esforço”**, os encargos rescisórios somente serão descontados das receitas das transmissoras no próximo ciclo tarifário (2026-2027).

Destaca-se que todas as medidas de responsabilidade das transmissoras da CPFL Transmissão foram realizadas dentro dos prazos estabelecidos pelo normativo da ANEEL, incluindo as suas repactuações. Casos classificados como “excepcionais” continuam sendo tratados pontualmente junto à ANEEL e ao ONS, dentro de uma estratégia setorial alinhada junto à ABRATE (Associação Brasileira das Empresas de Transmissão de Energia).

13) Regulamentação do Decreto nº 11.314/2022 – Relicitação e Prorrogação das Concessões de Transmissão em fim de vigência.

Em 2025, foi concluída a Tomada de Subsídios nº 008/2024, como primeiro passo da ANEEL rumo à participação da sociedade no processo de regulamentação do Decreto nº 11.314/2022, relativo ao tratamento regulatório para indenização de ativos de transmissão não depreciados ou amortizados nos casos de substituição ou extinção de concessão.

Já em dezembro de 2025, a ANEEL instaurou a Consulta Pública nº 043, acompanhada de Análise de Impacto Regulatório (AIR), buscando regulamentar a licitação e a prorrogação das concessões de serviço público de transmissão de energia elétrica em fim de vigência.

A Consulta Pública encontra-se aberta até 10 de março de 2026.

As principais alterações da regulação setorial de 2025 no **segmento de geração** são destacadas a seguir:

14) *Curtailement* de usinas eólicas

Em 2025, o tema do *curtailment* ganhou relevância central no debate legal e regulatório do setor elétrico, impulsionado por discussões junto à ANEEL, Ministério de Minas e Energia, ONS e no Congresso Nacional. Ao longo do ano, avançaram as discussões sobre correção na alocação de riscos e a necessidade de mecanismos de compensação para os cortes de geração, resultando em aprimoramentos nos critérios de cálculo adotados pelo ONS e no reconhecimento dos impactos financeiros sobre os geradores. No campo legal, a consolidação de dispositivos que estabeleceram regras de ressarcimento, inclusive com efeitos retroativos, representou avanço relevante para a segurança jurídica dos empreendimentos e para o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos, ao mesmo tempo em que reforçou a necessidade de soluções estruturais para mitigar a recorrência desses eventos no médio e longo prazo.

15) *Unbundling* - regras de separação de atividades no setor elétrico

A Consulta Pública ANEEL nº 07/2025 concentrou-se na proposta de aprimoramento das regras de separação de atividades (*unbundling*) no setor elétrico, com foco na atuação de agentes verticalizados e na mitigação de potenciais conflitos de interesse. As discussões envolveram, sobretudo, a exigência de segregação de estruturas operacionais e de suporte entre distribuidoras

e comercializadoras do mesmo grupo, bem como o uso de marcas e identidades visuais comuns a grupos econômicos. Os debates levantaram preocupações da agência quanto a possíveis impactos concorrenciais frente a abertura de mercado. A Consulta Pública foi finalizada ainda no primeiro semestre de 2025, entretanto não teve conclusão pela agência em 2025.

16) Segurança de Mercado

A Consulta Pública ANEEL nº 33/2025 tratou do aperfeiçoamento das regras de Monitoramento Prudencial no mercado de energia elétrica, com o objetivo de fortalecer a segurança do mercado e reduzir riscos de inadimplência. As discussões concentraram-se na definição de critérios definitivos para o acompanhamento da exposição financeira dos agentes, na ampliação da transparência das informações sobre alavancagem e fatores de exposição, bem como na adoção de mecanismos preventivos para mitigar efeitos sistêmicos decorrentes de eventuais descumprimentos de obrigações. O debate regulatório também abordou os impactos concorrenciais e operacionais das medidas propostas, buscando equilibrar a robustez do arcabouço de segurança do mercado com a preservação da liquidez e do ambiente competitivo.

17) Formação de Preços

No que se refere ao tema de preços, as Consultas Públicas ("CPs") nº 20/25, 182/25 e 193/25 foram relevantes para ampliar a transparência dos procedimentos relacionados à formação de preços e às decisões do CMSE. Contribuições formais foram apresentadas em todas as audiências. Como resultado das CPs nº 20/25 e nº 182/25, foram estabelecidos o Novo Comitê de Governança dos modelos computacionais e as definições relativas aos procedimentos de aversão ao risco, esclarecendo o fluxo de trabalho e as atribuições do CMSE, da ANEEL, da CCEE e do ONS nesses temas. Após o encerramento da CPAMP, em 2024, a governança passou por um período de transição envolvendo o CT PMO/PLD, a ANEEL e o CMSE. A partir de 2026, o Novo Comitê de Governança será responsável por conduzir as discussões sobre os modelos computacionais, assegurando a participação dos agentes de mercado.

18) PROINFA

Em junho de 2025, o Congresso Nacional derrubou parte dos vetos do Poder Executivo quando da sanção da Lei nº 15.097/2025 (Eólica Offshore). Entre os dispositivos aprovados, foram promovidas alterações no artigo 23 da Lei nº 14.182/2021 (Lei da Privatização da Eletrobras), especificamente nos incisos I, II, III, IV e V do caput do referido artigo, relacionados à prorrogação, por 20 anos, dos contratos do Proinfa (parte final do §1º do artigo 1º da referida Lei).

As principais alterações introduzidas incluem:

- prorrogação dos contratos do PROINFA por mais 20 anos, a partir do término dos contratos vigentes, condicionada à anuência dos geradores de PCH, biomassa e eólica;
- prorrogação dos atos de concessão/autorização pelo mesmo prazo dos contratos prorrogados;
- aplicação do preço-teto do Leilão A-6 de 2019, ajustado pela inflação, para os contratos prorrogados do Proinfa de projetos sem outorga;
- os empreendimentos de PCH, biomassa e eólica que aderirem à prorrogação dos contratos deixarão de ter direito aos descontos nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição (*wire discounts*).

Tarifas e preços de energia elétrica

Segmento de distribuição

Reajustes Tarifários Anuais (RTAs) e Revisões Tarifárias Periódicas (RTPs)

As seguintes distribuidoras tiveram suas tarifas reajustadas conforme abaixo:

Descrição	RTAs			
	CPFL Santa Cruz ¹	CPFL Paulista	RGE	CPFL Piratininga
Resolução Homologatória	3.460	3.452	3.473	3.543
Reajuste	1,03%	-2,19%	2,52%	10,00%
Parcela A	0,56%	3,72%	4,71%	10,27%
Parcela B	1,11%	2,13%	1,74%	-0,02%
Componentes Financeiros	-0,64%	-8,05%	-3,94%	-0,25%
Efeito para o consumidor	2,62%	-3,66%	12,39%	7,63%
Data de entrada em vigor	22/05/2025	08/04/2025	19/06/2025	23/10/2025

Notas:

(1) Aplicação do RTA foi postergado para maio/25 devido ao pedido de vista do processo por conta da solicitação de diferimento por parte da Santa Cruz para amortizar o percentual de 2026.

Segmento de geração

Os contratos de venda de energia relativos às geradoras contêm cláusulas específicas de reajuste, que têm como principal indexador a variação anual medida pelo IGP-M, que é utilizado em nossos contratos do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), bilaterais e do Ambiente de Contratação Livre (ACL). Os contratos celebrados no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) utilizam o IPCA como indexador, e os contratos bilaterais firmados pela subsidiária Campos Novos Energia (Enercan) utilizam uma combinação de indexadores de dólar e IGP-M.

Segmento de transmissão

Reajuste Tarifário Anual ("RTA")

O Reajuste Tarifário das Transmissoras foi definido por meio da Resolução Homologatória nº 3.481, de 15 de julho de 2025, aplicável para o ciclo tarifário compreendido entre 1º de julho de 2025 a 30 de junho de 2026.

Nesse contexto, a RAP do Contrato de Concessão prorrogado nº 055/2001, desconsiderada a parcela de ajuste, totaliza R\$ 1,04 bilhão. Esse valor representa um aumento de 1,3% em relação à RAP homologada no ciclo tarifário anterior (2024–2025), decorrente, principalmente, da entrada em operação de reforços e melhorias de grande porte associados a novos empreendimentos ao longo do ciclo 2024–2025.

R\$ milhões	REH 3.348/2024*	IPCA	Ampliações, reforços e melhorias	Baixas e Ajustes	Parcela de Ajuste	REH 3481/2025
Contrato de Concessão nº 055/2001 (CEEE-T)	1.029,6	50,3	47,6	(84,3)	(0,0)	1.043,3

(*) Valores homologados não considerando a Parcela de Ajuste – PA.

A Receita Homologada líquida (de PIS e COFINS) total apresenta a composição abaixo, conforme a abertura da RAP do Contrato de Concessão prorrogado nº 055/2001 (CPFL-T) e dos Contratos Licitados nº 080/2002 (CPFL-T LT Presidente Médici – Pelotas 3), nº 003/2013 (Piracicaba), nº 006/2015 (Morro Agudo), nº 020/2018 (Maracanaú), nº 005/2019 (Sul I), nº 011/2019 (Sul II), nº 001/2011 (TESB) e nº 004/2021 (CPFL-T SE Cachoeirinha 3):

Contrato	Projeto	RBSE	RBNI	RBL	Parcela de Ajuste	Total 2025*	Total 2024*
055/2001	CPFL-T	745,3	298,0	-	(0,04)	1.043,3	856,0
001/2011	TESB	-	4,3	44,1	(4,2)	44,1	43,2
003/2013	PIRACICABA	-	-	17,5	(0,4)	17,1	17,0
006/2015	MORRO AGUDO	-	-	19,7	(0,2)	19,5	19,6
020/2018	MARACANAÚ	-	-	11,6	(0,1)	11,5	11,0
005/2019	CPFL SUL I	-	-	37,8	(1,3)	36,5	34,4
011/2019	CPFL SUL II	-	-	48,5	(2,3)	46,2	43,7
004/2021	CACHOEIRINHA	-	-	12,6	(0,7)	11,9	11,7
080/2002	CPFL-T	-	-	22,9	(0,7)	22,2	20,4
Total	CPFL-T	745,3	302,3	214,7	(9,9)	1.252,3	1.057,0

(*) Valores homologados considerando a parcela de ajuste.

3) Desempenho Operacional

Vendas de energia

Em 2025, o fornecimento de energia elétrica (quantidade de energia faturada para consumidores finais) totalizou 41.643 GWh, apresentando uma redução de 7,9% (3.584 GWh) em comparação a 2024.

Destacam-se os desempenhos das classes residencial, comercial e industrial, que juntas representam 82,8% do fornecimento de energia elétrica:

- l **Classe Residencial:** retração de 1,0%, refletindo as temperaturas mais baixas registradas em 2025 e o avanço da MMGD (Micro e Minigeração Distribuída);
- l **Classes Comercial e Industrial:** retrações de 18,3% e 19,8%, respectivamente, devido ao incremento de MMGD (Micro e Minigeração Distribuída) e à migração de clientes cativos para o mercado livre. Na classe comercial, há ainda o efeito das temperaturas mais amenas.

O suprimento de energia elétrica, considerando outras concessionárias, permissionárias e autorizadas, atingiu 21.497 GWh, representando uma redução de 19,7% (5.287 GWh), desempenho que reflete principalmente uma menor venda de energia por meio de contratos bilaterais.

Desempenho no segmento de distribuição de energia elétrica

O Grupo manteve a estratégia de adoção das melhores práticas de gestão e operação, com o objetivo de aumentar a eficiência operacional e melhorar a qualidade dos serviços prestados aos clientes.

A seguir são apresentados os resultados alcançados pelas distribuidoras nos principais indicadores que medem a qualidade e a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica. O DEC (Duração Equivalente de Interrupções) mede a duração média, em horas, de interrupção por consumidor no ano e o FEC (Frequência Equivalente de Interrupções) indica o número médio de interrupções por consumidor no ano.

DEC Horas	2025	2024	Δ %	ANEEL ¹	FEC Interrupções	2025	2024	Δ %	ANEEL ¹
CPFL Energia	5,82	5,98	-2,7%	n.d	CPFL Energia	3,29	3,47	-5,2%	n.d
CPFL Paulista	4,71	4,78	-1,5%	6,35	CPFL Paulista	2,83	3,01	-6,0%	5,06
CPFL Piratininga	3,86	4,39	-12,1%	5,96	CPFL Piratininga	2,77	3,25	-14,8%	4,96
CPFL RGE	9,03	9,09	-0,7%	10,40	CPFL RGE	4,45	4,42	0,7%	6,97
CPFL Santa Cruz	4,64	4,84	-4,1%	7,33	CPFL Santa Cruz	2,69	3,05	-11,8%	6,00

Notas:

(*) Valores Anualizados.

(1) Limite ANEEL referente a 2025.

Desempenho no segmento de geração de energia elétrica

O ano de 2025 registrou pior performance de nossos parques eólicos. A disponibilidade atingiu um patamar de 93,3% e a geração eólica reduziu 6,8%. Isso ocorreu principalmente pelo impacto nas condições estruturais do sistema que obrigaram o ONS a restringir a geração de parques eólicos. Sem as restrições, haveria um cenário positivo de recurso eólico, com aumento de geração de 8,2%. O cenário hidrológico impactou negativamente na geração das UHEs, resultando em redução de 36,0% na vazão, enquanto as PCHs permaneceram em linha (+0,5%).

Em 31 de dezembro de 2025, a capacidade instalada do segmento de Geração do grupo CPFL totalizava 4.072 MW, compreendendo 8 usinas hidrelétricas (1.996 MW), 49 parques eólicos (1.390 MW), 47 PCHs e CGHs (500 MW), 4 usinas termelétricas a biomassa (185 MW) e 1 usina solar (1 MW).

Em janeiro de 2025, a PCH Lucia Cherobim, com 28,0 MW de capacidade instalada, localizada no estado do Paraná, entrou em operação comercial.

Desempenho no segmento de transmissão de energia elétrica

A CPFL Transmissão registrou bom desempenho técnico-operacional ao longo de 2025.

A ENS (Energia Não Suprida) refere-se à quantidade de energia interrompida por indisponibilidade de ativos de transmissão. Em 2025, a ENS totalizou 717,19 MWh, comparado a 901,37 MWh em 2024, representando uma redução de 20,4%. Esse resultado decorre do melhor desempenho operacional ao longo do ano, associado à menor ocorrência de eventos de indisponibilidade no período.

Já a PV Descontada consiste na relação percentual dos descontos de PV efetivados sobre a base do Faturamento Mensal da Transmissora. Em 2025, a PV Descontada foi de 1,052%, comparado a 0,635% em 2024 e 1,223% em 2023. Em relação a 2024, houve aumento de 65,7%. Destaca-se que o resultado de 2024 foi positivamente influenciado por devoluções de descontos aplicados em exercícios anteriores, o que reduz a comparabilidade direta com 2025. Por outro lado, o ano de 2025 refletiu descontos associados a eventos ocorridos no segundo semestre de 2024.

4) Desempenho Econômico-Financeiro

Receita operacional

A receita operacional bruta foi de R\$ 64.777 milhões, representando um aumento de 6,0% (R\$ 3.693 milhões), decorrente dos seguintes aumentos: (i) de 118,8% no ativo/passivo financeiro setorial (R\$ 1.842 milhões); (ii) de 16,4% na Receita de Disponibilidade da Rede Elétrica (TUSD) (R\$ 1.158 milhões); (iii) de 19,9% em outras receitas operacionais (R\$ 868 milhões); (iv) de 5,1% na receita com construção da infraestrutura da concessão (R\$ 284 milhões); e (v) de 16,3% na

atualização do ativo financeiro da concessão (R\$ 164 milhões); parcialmente compensados pelas reduções de 1,7% (R\$ 597 milhões) no fornecimento de energia elétrica, e de 0,4% (R\$ 27 milhões) no suprimento de energia elétrica.

As deduções da receita operacional foram de R\$ 20.410 milhões, apresentando um aumento de 10,6% (R\$ 1.953 milhões). A receita operacional líquida foi de R\$ 44.368 milhões, representando um aumento de 4,1% (R\$ 1.740 milhões).

Geração operacional de caixa (EBITDA)

A geração operacional de caixa, medida pelo EBITDA, atingiu R\$ 13.452 milhões, um aumento de 2,4% (R\$ 318 milhões), refletindo principalmente o aumento de 4,1% (R\$ 1.740 milhões) na receita operacional líquida. Esse efeito foi parcialmente compensado pelos seguintes fatores: (i) aumento de 4,4% (R\$ 857 milhões) nos custos com energia elétrica, (ii) aumento de 4,9% (R\$ 503 milhões) nos custos e despesas operacionais, inclusive gastos com previdência privada e custos com construção de infraestrutura, e (iii) redução de 18,0% (R\$ 60 milhões) na equivalência patrimonial.

	2025	2024
Lucro Líquido	5.742.552	5.761.554
Depreciação e amortização	2.397.217	2.303.124
Amortização Mais Valia de Ativos	321	329
Resultado financeiro	2.963.224	2.741.335
Contribuição social	634.771	620.678
Imposto de renda	1.713.923	1.706.661
EBITDA	13.452.008	13.133.681

*Conforme Resolução CVM nº 156/22.

Lucro líquido

Em 2025, o lucro líquido do exercício atingiu R\$ 5.743 milhões, uma redução de 0,3% (R\$ 19 milhões), refletindo principalmente os aumentos: (i) de 8,1% (R\$ 222 milhões) nas despesas financeiras líquidas, (ii) de 4,1% (R\$ 94 milhões) em depreciação e amortização, e (iii) de 0,9% (R\$ 21 milhões) de imposto de renda e contribuição social. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo aumento de 2,4% (R\$ 318 milhões) no EBITDA.

Destinação do lucro líquido do exercício

A política de dividendos da CPFL Energia estabelece que seja distribuído no mínimo 50% do lucro líquido, ajustado de acordo com a Lei das Sociedades por Ações, aos titulares de suas ações.

Dividendos referentes ao lucro líquido de 2025 base para distribuição

A proposta de destinação do lucro líquido do exercício está demonstrada no quadro a seguir:

R\$ mil	2025
Luro Líquido Controladora	5.484.324
Realização de Reserva de Lucros a Realizar	26.155
Realização de Resultado Abrangente	26.412
Dividendos Prescritos	13.802
Lucro Líquido Base para Destinação	5.550.694
Reserva Legal	-
Reserva de Lucros a Realizar	773.574
Reserva de Capital de Giro	477.441
Dividendos Mínimos Obrigatórios	1.371.081
Dividendos Adicionais Propostos	2.928.598
Dividendo Total Proposto	4.299.679

O Conselho de Administração propõe a distribuição de R\$ 4.300 milhões em dividendos aos detentores de ações ordinárias. O valor proposto corresponde a R\$ 3,731536204 por ação, relativo ao exercício de 2025 e será distribuído após a aprovação em AGO.

Endividamento

No final de 2025, a dívida financeira bruta (incluindo derivativos) da Companhia atingiu R\$ 33.276 milhões, apresentando um aumento de 9,3%. As disponibilidades totalizaram R\$ 2.905 milhões, uma redução de 18,1%. Com isso, a dívida financeira líquida passou para R\$ 30.371 milhões, registrando um aumento de 12,9%. Esse aumento é principalmente consequência do forte investimento (CAPEX) realizado em todos os segmentos do grupo CPFL.

5) Investimentos

Em 2025, foram realizados investimentos de R\$ 6.112 milhões para manutenção e expansão do negócio, dos quais R\$ 4.964 milhões foram direcionados à distribuição, R\$ 804 milhões ao segmento de transmissão, R\$ 270 milhões à geração e R\$ 74 milhões à comercialização, serviços e outros. Entre os investimentos da CPFL Energia em 2025 podemos destacar:

Distribuição: foram feitos investimentos na ampliação, manutenção, melhoria, automação, modernização e no reforço do sistema elétrico para atender ao crescimento de mercado, em infraestrutura operacional, nos serviços de atendimento aos clientes, entre outros. Em 31 de dezembro de 2025, nossas distribuidoras possuíam 10,9 milhões de clientes, um acréscimo de 0,2 milhões de clientes. Nossa rede de distribuição consistia em 349.342 km de linhas de distribuição, incluindo 541.337 transformadores de distribuição. Nossas quatro subsidiárias de distribuição tinham 12.154 km de linhas de distribuição de alta tensão, entre 23 kV e 138 kV. Nesta data, detínhamos 596 subestações transformadoras de alta tensão para média tensão para subsequente distribuição, com capacidade total de transformação de 20.637 MVA (acrécimo de 274 MVA);

Geração: recursos destinados principalmente à manutenção de parques eólicos e usinas;

Transmissão: investimentos para a manutenção e expansão do negócio.

6) Governança Corporativa

A CPFL Energia ("Companhia") é a holding do Grupo CPFL, com mais de 110 anos de atuação no setor de energia elétrica brasileiro, implementando e operando projetos e concessões nos segmentos de distribuição, geração, transmissão e comercialização de energia e de atividades correlatas, por meio de suas Subsidiárias e Afiliadas.

Em 2025, a CPFL Energia completou 21 anos da abertura de seu capital na B3 S.A – Brasil, Bolsa e Balcão ("B3"), na qual está listada no Novo Mercado, segmento de listagem diferenciado que reúne empresas que aderem voluntariamente às melhoras práticas de governança corporativa. Todas as ações da CPFL Energia são ordinárias, garantindo o direito de voto e *Tag Along* de 100% em caso de alienação do controle acionário. A Companhia também figura entre os 10 primeiros colocados no ISE (Índice de Sustentabilidade Empresarial).

O modelo de governança corporativa adotado pela CPFL Energia é baseado nos 5 princípios básicos do Sistema de Governança Corporativa no Brasil: Integridade, Transparência, Equidade, Responsabilização e Sustentabilidade.

As Diretrizes de Governança Corporativa da Companhia, em conjunto com os Estatutos/Contratos Sociais das empresas do Grupo CPFL, os Regimentos Internos da Diretoria Executiva, Conselho de Administração, Conselho Fiscal, Comitês e Comissões de Assessoramento ao Conselho de Administração e Comitê de Auditoria, os Acordos de Acionistas (quando existentes) e as Políticas pertinentes a governança corporativa delineiam o conjunto das práticas adotadas pela CPFL Energia e estão disponíveis no website de Relações com Investidores.

A Administração da CPFL Energia compete ao Conselho de Administração ("CA") e à Diretoria Executiva ("DE").

O CA é responsável pelo direcionamento estratégico dos negócios do Grupo CPFL, sendo composto atualmente por 7 membros, todos com mandato de 2 anos, com possibilidade de reeleição. Atualmente, o CA é composto por 2 membros independentes (representando 28,5% do órgão) e 2 mulheres (representando 28,5% do órgão), garantindo a oportunidade de introduzir novas experiências nos debates.

Os 5 comitês de assessoramento (Finanças e Gestão de Riscos e Estratégia, Crescimento, Inovação e ESG, Auditoria, Partes Relacionadas e Pessoas) auxiliam o CA nas decisões e acompanhamento de temas relevantes e estratégicos. Destacamos que o Comitê de Auditoria é composto por 3 membros independentes (sendo 2 membros do CA e 1 membro externo) e o Comitê de Partes Relacionadas por maioria de independentes; ambos os comitês contam com a participação de 1 mulher.

A DE é composta por 1 Diretor Presidente e 7 Diretores Vice-Presidentes, cujos respectivos titulares dos cargos possuem mandatos de 2 anos, com possibilidade de reeleição. Cabe à DE a execução da estratégia do Grupo CPFL definida pelo CA em conformidade com as diretrizes de governança corporativa e as atribuições dos membros está no Estatuto Social da CPFL Energia, disponibilizado no site de Relações com Investidores da Companhia.

A CPFL Energia também possui um Conselho Fiscal permanente, composto por 3 membros efetivos e igual número de suplentes, todos com mandato de 1 ano, com possibilidade de reeleição. Sua função é desempenhar um papel de fiscalização independente dos administradores e com objetivo de preservar o valor da organização.

Para assegurar a qualidade e integridade das atividades rotineiras dos órgãos acima mencionados, a Diretoria de Governança Corporativa atua de forma a gerir, controlar e aperfeiçoar constantemente os processos de governança do Grupo CPFL. Ela responde funcionalmente ao CA, operando em várias frentes a fim de assegurar a adoção de melhores práticas de Governança Corporativa e garantir o alinhamento do processo decisório com a visão estratégica dos acionistas e melhor interesse de todos os *stakeholders*, gerando valor a longo prazo e atendendo aos

princípios de governança corporativa. É composta por 2 gerências e uma coordenação: Gerência de Governança Corporativa, Gerência Jurídico-Societária e Coordenação de Assuntos do CA. Em 2025 o Grupo CPFL foi reconhecido na dimensão Governança Corporativa do Anuário Época NEGÓCIOS 360º, realizado em parceria com a Fundação Dom Cabral. Além disso, foi certificado com o selo *Women on Board*, reforçando o compromisso com a diversidade de gênero no Conselho de Administração. Em 2025, a Coordenação monitorou **326 temas, 338 contratos** e divulgou **42 newsletters** sobre assuntos relevantes.

A Coordenação conta com a contribuição e integração de todas as áreas de negócio da Companhia e, por meio do monitoramento da execução e do desenvolvimento dos temas deliberados pelo CA, atua como uma importante ferramenta de *accountability*. Além disso, desempenha um papel fundamental na análise e estruturação de KPIs e relatórios estratégicos que geram insights sobre desempenho, eficiência e qualidade dos processos. Esses indicadores identificam oportunidades de melhoria, apoiam a tomada de decisão e fortalecem a atuação da Diretoria de Governança Corporativa.

As diretrizes e o conjunto de documentos relativos à Governança Corporativa estão disponíveis no website de Relações com Investidores: <http://www.cpfl.com.br/ri>.

7) Mercado de Capitais

Na B3, a CPFL Energia compõe os índices IBOVESPA, IBrX-100, IEE, IDIV, IGC, ITAG, ISE, ICO2 e IDIVERSA, sendo o ISE e o ICO2, índices da bolsa brasileira que consideram o tema da sustentabilidade; já o IDIVERSA trata sobre diversidade.

A Companhia está também nos índices FTSE4Good *Emerging Markets* e FTSE4GOOD Latin America Markets, ambos da Bolsa de Londres.

8) Aspectos ESG (Ambientais, Sociais e de Governança)

Desenvolvemos iniciativas que buscam gerar valor para a empresa e os públicos de relacionamento, de forma a garantir competitividade, com excelência nas operações, e contribuir com o desenvolvimento sustentável das áreas de abrangência. Alinhada ao Plano Estratégico do Grupo CPFL, a estratégia de sustentabilidade/ESG é incorporada aos processos decisórios, ações e investimentos, conforme destaques a seguir.

Plano ESG 2030: aprovado em 2022 como uma evolução do Plano de Sustentabilidade 2020-2024, traz diretrizes e estratégias organizadas em três pilares: Negócios de baixo carbono e segurança energética, Operações inteligentes e sustentáveis e Geração de valor compartilhado com a sociedade. O plano se desdobra atualmente em 18 compromissos públicos norteados pelos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) das Nações Unidas.

Plataforma de Sustentabilidade: ferramenta de gestão do desempenho em sustentabilidade sob a perspectiva dos principais públicos de relacionamento, com indicadores e metas alinhados ao Plano Estratégico e ao Plano ESG 2030.

Comitê de Sustentabilidade: instância da diretoria executiva responsável por monitorar a execução da estratégia ESG, avaliar e recomendar a inclusão de critérios e diretrizes de sustentabilidade em processos decisórios, monitorar tendências e temas críticos para a empresa.

Mudanças do Clima: estamos comprometidos com a transição para uma economia de baixo carbono e enfrentamos o desafio das mudanças climáticas com senso de urgência, responsabilidade e determinação. Mais informações em: www.cpfl.com.br/ri > Estratégia de Sustentabilidade > Mudanças Climáticas.

Gestão ambiental: nosso modelo de negócio demanda uma ampla capacidade de gestão dos impactos ambientais. As diretrizes e os processos que adotamos são unificados no Sistema de Gestão Ambiental (SGA), que assegura a conformidade de todas as operações com as licenças

ambientais e direciona os investimentos que agregam valor para toda a cadeia produtiva.

Reconhecimentos de sustentabilidade em 2025: integrante dos Índices de Sustentabilidade Empresarial (ISE), de Carbono Eficiente (ICO2) e de Diversidade (IDIVERSA) da Bolsa de Valores de São Paulo (B3); selo Ouro no Programa GHG Protocol; Prêmio de Melhor Governança Corporativa pela Época Negócios; as quatro distribuidoras do Grupo foram finalistas do Prêmio ABRADÉE pelo segundo ano consecutivo, categoria Responsabilidade Socioambiental, sendo a CPFL RGE em primeiro lugar; Prêmio Valor 1000; Prêmio ECOAMCHAM; SB COP Awards, prêmio internacional durante a COP30 na categoria Economia Circular para a CPFL Serviços, Reformadora de Equipamentos Elétricos de São José do Rio Pardo; Prêmio Brasil Schneider de Impacto em Sustentabilidade, como melhor estratégia de descarbonização, categoria Cliente; e terceiro lugar no prêmio Ser Humano da ABRH-SP, sobre o Programa +Diversa.

Programa de Integridade e Gestão do Canal de Ética: o Programa de Integridade do Grupo CPFL formaliza o compromisso com a ética e a integridade, valores que orientam as decisões, as relações e os negócios. A integridade é um dos valores do Grupo CPFL, posicionada no centro do Nosso Jeito de Ser, refletindo a sua relevância estratégica na cultura.

O Programa está estruturado em 4 dimensões interdependentes, que sustentam seu aprimoramento contínuo e evidenciam o apoio da alta administração, contando ainda com o apoio e a atuação próxima das áreas de negócio para sua efetiva implementação: (i) desenvolvimento, orientação e revisão de normas, com destaque para o Código de Conduta Ética e a Política Anticorrupção; (ii) treinamentos, ações de comunicação, campanhas de sensibilização e engajamento para públicos internos e externos; (iii) avaliações de conflito de interesse, diligências e outros processos de avaliação de riscos; e (iv) monitoramento de indicadores, avaliações supervisionadas pelo Comitê de Ética e Conduta Empresarial (COMET) e reporte dos resultados do Programa de Integridade aos fóruns executivos. O Programa conta, ainda, com um canal de ética externo e independente, assegurando o sigilo, anonimato e não retaliação do denunciante de boa-fé, bem como com um processo estruturado de apuração de registros éticos.

Dentre as ações executadas em 2025, destaca-se a recertificação da ISO 37001 do Sistema de Gestão Antissuborno e Anticorrupção da Companhia que atesta o alto padrão de governança e transparência com que o Grupo CPFL conduz suas atividades. Adicionalmente, o Grupo realizou a adesão voluntária ao Pacto Brasil pela Integridade Empresarial e ao Movimento Transparência 100%, iniciativas da Controladoria Geral da União (CGU), reforçando o alinhamento às melhores práticas de governança, mitigação de riscos e fortalecimento da cultura ética. No âmbito normativo, houve a revisão da cláusula anticorrupção padrão dos contratos da Companhia, com o objetivo de promover atualizações alinhadas as melhores práticas de mercado. O Programa também foi sustentado por um robusto plano de treinamentos ao longo de 2025, com marco relevantes como: Celebração do dia da integridade, pela primeira vez na cidade de Sorocaba/SP e com a presença do jornalista Caco Barcelos; treinamento de integridade para a alta administração ministrado pelo advogado e professor Dr. Carlos Ayres; treinamento para fornecedores no fórum Rede de Valor, em parceria com a Diretoria de Suprimentos e ações focadas em liderança e público operacional sobre a Cultura Ética e Canal de Ética, nas quais reforçamento temas importantes como: política anticorrupção, assédio moral e tratamento desrespeitoso, Assédio sexual e importunação sexual, conflito de interesses. Em 2025, o Grupo CPFL realizou a migração da plataforma do Canal de Ética para a Aliant, fortalecendo a gestão do processo de ética e assegurando independência e confiabilidade.

Relacionamento com a Comunidade:

(i) Instituto CPFL – O Instituto CPFL (ICPFL) é a plataforma de investimento social privado do grupo CPFL Energia. Com mais de 20 anos de trajetória e sede em Campinas, é o responsável pela integração das iniciativas sociais da companhia. Através de programas culturais, esportivos e educacionais, o Instituto atua em cinco frentes: o CPFL Jovem Geração, que apoia iniciativas para o futuro das novas gerações; o CPFL nos Hospitais, que apoia projetos de humanização e melhorias em hospitais públicos; o CPFL Intercâmbio Brasil-China, que constrói cooperações, diálogos e mediações entre as culturas chinesa e brasileira; o Circuito CPFL, que promove

atividades itinerantes de corrida, caminhada e sessões de cinema movidas a energia solar; e o Café Filosófico CPFL, broadcast de reflexões do Instituto CPFL que conta com transmissões online, programas de televisão e podcasts. O Instituto também realiza outras atividades, como exposições de artes, concertos da música, sessões de cinema e apoio a desastres. Em 2025, o grupo CPFL destinou R\$ 55 M através das leis de incentivo fiscal de ICMS, IR, CMDCA e CMI.

Resultados 2025:

1) CPFL nos Hospitais: Com nossa frente CPFL nos Hospitais, que engloba projetos de melhorias estruturais, apoio a pesquisa e humanização hospitalar, beneficiamos 19 hospitais e mais de 550 mil pessoas.

2) CPFL Jovem Geração: Beneficiamos 11.512 jovens através de projetos de cultura e esporte voltados para a redução dos níveis de vulnerabilidade social entre crianças e jovens das comunidades parceiras do grupo. Também estimulamos a leitura com a Carreta Literária, projeto de biblioteca itinerante que beneficiou 13.764 crianças e adolescentes.

3) Circuito CPFL: Em 2025, através da frente Circuito CPFL, levamos cinema movido a energia solar para 100 cidades, beneficiando mais de 25 mil espectadores.

4) CPFL Intercâmbio Brasil-China: Em 2025, a frente Intercâmbio Brasil><China impactou mais de 1,6 milhões de pessoas. Essa edição contou com uma exposição de arte chinesa, espetáculo de dança, um festival cultural, publicações de livros, concertos de música e dois encontros especiais do café filosófico CPFL, além do lançamento de uma série documental na TV Cultura, uma *playlist* de música no Spotify e um canal exclusivo no YouTube.

5) Café Filosófico CPFL: Com nossa frente Café Filosófico CPFL, em 2025, realizamos 32 gravações em nosso estúdio e 1 gravação especial comemorativa em Jundiaí/SP. Ao todo, ao longo de 2025, foram 143 exibições do programa na TV Cultura e 18 milhões de pessoas impactadas digitalmente.

6) Eficiência energética (0,5% da ROL): Eficiência Energética (0,5% da ROL): em 2025 foram investidos R\$ 84,0 milhões em projetos de eficiência energética, dos quais destacam-se: (a) R\$ 46,3 milhões em projetos destinados a consumidores de baixo poder aquisitivo, que resultaram na regularização de 3.824 clientes; substituição de 247.000 lâmpadas por modelos mais eficientes (LED); 829 geladeiras substituídas; e, 1.511 trocadores de calor em substituição aos chuveiros tradicionais, totalizando 65.746 famílias beneficiadas, incluindo principalmente as afetadas pelas enchentes no estado do RS. Foram investidos também, (b) R\$ 1,8 milhões em projetos educacionais, com foco na Olimpíada Nacional de Eficiência Energética, que beneficiou 23.725 alunos do ensino fundamental no uso consciente e seguro da energia elétrica. Tivemos ainda, (c) cerca de R\$ 1,8 milhões investidos em prédios públicos que proporcionaram a substituição de 5.684 pontos de Iluminação por LED; 573 KWp instalados em sistemas fotovoltaicos; e, 4.933 pontos de iluminação pública. Por fim, (d) investimento de R\$ 31,2 milhões no Programa de Hospitais que está implementando 8.857 KWp instalados de Sistemas de Geração Fotovoltaica e realizando a substituição de lâmpadas por LED em 71 hospitais públicos e filantrópicos das áreas de concessão.

7) Gestão de Recursos Humanos: em 2025, 11.696 colaboradores foram treinados em 427,7 mil horas. Também foram realizados treinamentos para a comunidade, com Escolas para formação de eletricitistas ao longo do ano: 42 turmas, 759 participantes, 666 aprovados, 450 contratados e 4 em processo de admissão

8) Rede de Valor: Em 2025, foram realizados 3 encontros da Rede de Valor, dos quais 2 ocorreram em formato online e 1, em formato híbrido. Os temas abordados foram: Cenário Macroeconômico e Planejamento Estratégico CPFL, Impactos dos eventos climáticos extremos na cadeia de valor do setor elétrico e Ética e Integridade na Cadeia de Suprimentos, Saúde e Segurança do Trabalho na cadeia de valor e subcontratadas. No geral, houve a participação de 129 fornecedores.

9) Programa CPFL +Diversa

O programa CPFL +Diversa reforça nosso compromisso com a construção de um ambiente de trabalho cada vez mais diverso, inclusivo e equitativo. Nosso propósito é avançar continuamente na consolidação de práticas de gestão que promovam respeito, pertencimento e oportunidades para que todas as pessoas possam prosperar. Para mais informações, acesse a nossa Norma de Diversidade, Equidade e Inclusão no site de Relacionamento com Investidores: www.cpfl.com.br/ri > Governança Corporativa > Estatutos Sociais, Códigos e Políticas > Códigos, Políticas e Regimentos > Diversidade, Equidade e Inclusão.

Em conformidade com a Lei Federal nº 15.177/2025, informamos:

I - Quantidade e proporção de mulheres contratadas por níveis hierárquicos.

Composição níveis por gênero				
	2025		2024	
	Homens	Mulheres	Homens	Mulheres
Diretoria	88,24%	11,76%	90%	10%
Gerência	81,22%	18,78%	80,24%	19,76%
Chefia/Coordenação	74,05%	25,95%	74,46%	25,54%
Técnica/Supervisão	71,34%	28,66%	68,26%	31,74%
Administrativo	54,57%	45,43%	54,60%	45,40%
Operacional	89,84%	10,16%	89,30%	10,70%
Estagiários	51,85%	48,15%	61,44%	38,56%

II – Quantidade e proporção de mulheres que ocupam cargos de administração.

Diversidade no Conselho de Administração		
	2025	2024
Homens	71%	57%
Mulheres	29%	43%

III – Demonstrativo da remuneração fixa, variável e eventual, segregada por sexo, relativa a cargos ou funções similares.

Proporção da remuneração das mulheres em relação à dos homens				
	2025		2024	
	Salário-base	Remuneração total	Salário-base	Remuneração total
Diretoria	93,52%	64,97%	104,35%	91,57%
Gerência	96,49%	100,39%	96,42%	93,66%
Chefia/Coordenação	101,87%	95,69%	100,79%	96,36%
Técnica/Supervisão	66,99%	63,45%	66,79%	54,78%
Administrativo	83,44%	83,32%	82,10%	80,65%
Operacional	64,99%	50,23%	64,76%	50,04%
Estagiários	100,91%	104,07%	104,77%	104,32%

10) Auditores Independentes

A PriceWaterHouseCoopers Auditores Independentes (PwC) foi contratada pela CPFL Energia para a prestação de serviços de auditoria externa relacionados aos exames das demonstrações financeiras da Companhia.

Referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025, a PwC prestou, além dos serviços de auditoria das demonstrações financeiras societárias e regulatórias, e de revisão das informações intermediárias, os seguintes serviços:

Natureza
Asseguração de <i>covenants</i> financeiros
Serviços de compliance tributário - Escrituração Contábil-Fiscal (ECF)
Revisão da ECD Contábil do ano calendário
Assessoria tributária para cálculo do Pilar II

A contratação dos auditores independentes, conforme estatuto social, é recomendada pelo Conselho Fiscal e compete ao Conselho de Administração deliberar sobre a seleção ou destituição dos auditores independentes.

Em linha com o previsto pela Resolução CVM 162/22, a administração possui políticas e controles que tratam, dentre outros assuntos, sobre o porte da empresa de auditoria a ser contratada para fins de auditoria das demonstrações financeiras e sobre as regras de contratação de fornecedores para serviços de auditoria e "extra-auditoria". Tal política, dentre outros motivos, tem como objetivo evitar a existência de conflitos de interesse, perda de independência ou objetividade de seus auditores independentes. Ademais, a PwC declarou à Administração que, em razão do escopo e dos processos executados, a prestação dos serviços supramencionados não afeta a independência e a objetividade necessárias ao desempenho dos serviços de auditoria externa.

11) Glossário

ACL: Ambiente de Contratação Livre. Segmento de mercado que compreende a compra de energia elétrica por agentes não-regulados (como os Consumidores Livres e comercializadores de energia elétrica).

ACR: Ambiente de Contratação Regulado. Segmento de mercado que compreende a compra pelas distribuidoras, por meio de leilões e outros mecanismos organizados pela Aneel.

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica.

Assembleia Geral Extraordinária (AGE): Reunião de acionistas de uma companhia para discutir e decidir em matérias corporativas, outras que não as deliberadas em uma AGO.

Assembleia Geral Ordinária (AGO): Reunião de acionistas de uma companhia com convocação anual obrigatória pelo Conselho de Administração para: (a) tomada de contas dos administradores; (b) exame e votação das demonstrações financeiras; (c) destinação dos lucros; (d) distribuição de dividendos; e (e) eleição dos administradores e Conselho Fiscal

B3 - B3 S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão: Bolsa de Valores de São Paulo.

BNDES: Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social S.A.

Capacidade Instalada: Quantidade máxima de eletricidade que pode ser entregue por uma unidade geradora em particular em bases de carga total contínua nos termos de condições

específicas conforme designado pelo fabricante.

CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

CDE: Conta de Desenvolvimento Energético, instituída pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e alterações posteriores. Fundo administrado pela CCEE para fomentar o desenvolvimento de energia elétrica em geral e sua produção a partir de fontes alternativas de energia em particular, bem como a universalização dos serviços de energia no Brasil. Todas as concessionárias contribuem para este fundo.

Companhia ou CPFL Energia: CPFL Energia S.A. ou o conjunto de empresas formado pela CPFL Energia e suas controladas.

Curtailment: Redução da geração de energia de uma usina por questões operativas do Sistema Interligado Nacional.

Consumidor: Pessoa física ou jurídica que solicitar à concessionária o fornecimento de energia elétrica, assumindo, assim, a responsabilidade pelo pagamento das faturas e outras obrigações fixadas pela Aneel.

Consumidor Cativo: Consumidor que só pode comprar energia da concessionária que atua na rede a qual está conectado.

Consumidor Final: Consumidor que utiliza a energia elétrica para atender às suas próprias necessidades.

Consumidor Livre: Consumidores Grupo A atendidos por geradores ou comercializadores de energia, por meio de contratos bilaterais firmados no Ambiente de Contratação Livre – ACL. Esses consumidores também têm que pagar à distribuidora onde estão localizados pelo uso do sistema de distribuição.

Consumidor Livre Especial: são consumidores livres ou o conjunto de consumidores livres reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito, que compre(m) energia apenas de fontes incentivadas (solar, eólica, biomassa ou PCH).

Consumidor Potencialmente Livre: consumidor que cumpre as condições estabelecidas para tornar-se livre, mas opta por ser atendimento ainda de forma regulada.

CVA: Conta gráfica a qual se atribuem as variações entre os valores realizados e os valores considerados nos repasses de custos aos consumidores finais nas revisões e reajustes tarifários das distribuidoras. As despesas consideradas na CVA são: Compra de energia, transporte de Itaipu, contrato de Rede Básica e encargos setoriais.

CVM: Comissão de Valores Mobiliários.

DEC: Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora. Indica o número de horas em média que um consumidor fica sem energia elétrica durante um período, geralmente mensal ou nos últimos 12 meses.

Distribuição: O sistema de rede de energia elétrica que distribui energia elétrica para consumidores finais dentro de uma área de concessão.

Dividend Yield: Relação entre dividendos pagos pela empresa e a cotação atual da ação.

EBITDA (*Earnings Before Interests, Taxes, Depreciation and Amortization*) ou LAJIDA (Lucro antes do pagamento de juros, impostos, depreciação e amortização do diferido): Elemento de avaliação que mede a geração de caixa nas operações da empresa, antes que seja afetada pelos encargos financeiros, depreciação e impostos.

Energia Assegurada ou Garantia Física: Quantidade fixa de energia elétrica de uma usina, estabelecida pelo Poder Concedente no respectivo contrato de concessão. Representa a quantidade de energia disponível para venda naquele empreendimento.

ERAC: Esquema Regional de Alívio de Carga, é um sistema especial de proteção específico para

o corte de carga, desligando cargas pontuais e evitando que o sistema entre em colapso.

Estatuto: Estatuto Social da Companhia.

FEC: Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora. Indica quantas vezes, em média, houve interrupção na unidade consumidora em um determinado mês ou nos últimos 12 meses.

Free Float: Quantidade de ações de uma empresa disponível para negociação em mercados organizados.

GD: Geração distribuída é o termo dado à energia elétrica gerada no local de consumo ou próximo a ele, sendo válida para diversas fontes de energia renováveis, como a energia solar, eólica e hídrica.

Holding: (1) Empresa que possui, como atividade principal, participação acionária majoritária em uma ou mais empresas; (2) Empresa que possui a maioria das ações de outras empresas e que detém o controle de sua administração e políticas empresariais.

IBrX-100: Índice Brasil é um índice de preços que mede o retorno de uma carteira teórica composta por 100 ações selecionadas entre as mais negociadas na B3, em termos de número de negócios e volume financeiro. Essas ações são ponderadas na carteira do índice pelo seu respectivo número de ações disponíveis à negociação no mercado.

IBOV - Índice Bovespa: é o mais importante indicador do desempenho médio das cotações do mercado de ações brasileiro. Sua relevância advém do fato do IBOV retratar o comportamento dos principais papéis negociados na B3.

IC02 - Índice de Carbono Eficiente: Índice composto pelas ações das companhias participantes do índice IBrX-100 que aceitaram participar dessa iniciativa, adotando práticas transparentes com relação a suas emissões de gases efeito estufa (GEE). Ele leva em consideração, para ponderação das ações das empresas componentes, seu grau de eficiência de emissões de GEE, além do *free float* (total de ações em circulação) de cada uma delas.

IDIV - Índice de Dividendos: é um índice de retorno total e tem o objetivo de ser o indicador do desempenho médio das cotações dos ativos que se destacaram em termos de remuneração dos investidores, sob a forma de dividendos e juros sobre o capital próprio.

IEE - Índice de Energia Elétrica: foi lançado em agosto de 1996 com o objetivo de medir o desempenho do setor de energia elétrica. Dessa forma, constitui-se em um instrumento que permite a avaliação da performance de carteiras especializadas nesse setor.

IFRS - International Financial Reporting Standards: são as Normas Internacionais de Contabilidade, que buscam um padrão de normas aceitas em muitos países e servem para facilitar a comparabilidade das informações entre empresas de diferentes países. No Brasil, o IFRS foi implantado em 2010.

IGC - Índice de Ações com Governança Corporativa Diferenciada: tem por objetivo medir o desempenho de uma carteira teórica composta por ações de empresas que apresentem bons níveis de governança corporativa. Tais empresas devem ser negociadas no Novo Mercado ou estar classificadas nos Níveis 1 ou 2 da B3.

IGP-M: Índice Geral de Preços ao Mercado, divulgado pela Fundação Getúlio Vargas.

Informações Trimestrais (ITR): Documento contábil que as companhias devem encaminhar periodicamente à CVM - Comissão de Valores Mobiliários.

IPCA: Índice de Preços ao Consumidor Ampliado, apurado pelo IBGE.

ISE - Índice de Sustentabilidade Empresarial: tem por objetivo refletir o retorno de uma carteira composta por ações de empresas com reconhecido comprometimento com a responsabilidade social e a sustentabilidade empresarial, e atuar como promotor das boas práticas no meio empresarial brasileiro.

ITAG - Índice de Ações com Tag Along Diferenciado: tem por objetivo medir o desempenho de uma carteira teórica composta por ações de empresas que ofereçam melhores condições aos acionistas minoritários, no caso de alienação do controle.

Itaipu: Itaipu Binacional, uma Usina Hidroelétrica detida em partes iguais pelo Brasil e pelo Paraguai.

Lei das S.A.s: Lei Federal no. 6.404, promulgada em 15 de dezembro de 1976, que rege, entre outras coisas, as sociedades anônimas e os direitos e deveres de seus acionistas, conselheiros e diretores.

Mercado Regulado: Segmento de mercado no qual as distribuidoras comprem toda a energia necessária para abastecer os clientes por meio de leilões públicos. O processo de leilão é administrado pela ANEEL, diretamente ou por meio da CCEE, de acordo com certas diretrizes fornecidas pelo MME. O Mercado Regulado é geralmente considerado mais estável em termos de fornecimento de eletricidade.

MME: Ministério de Minas e Energia.

MMGD: Microgeração e Minigeração Distribuídas de Energia Elétrica.

Novo Mercado: Segmento de listagem da B3 destinado à negociação de ações emitidas por empresas que se comprometem, voluntariamente, com a adoção do mais alto nível de governança corporativa e divulgação de informações adicionais além do que é exigido pela legislação.

ODSs: Objetivos de Desenvolvimento Sustentável das Nações Unidas, 17 objetivos de desenvolvimento sustentável estabelecidos pelas Nações Unidas e 169 metas específicas que se aplicam a todos os países e cobrem uma ampla gama de questões de sustentabilidade, incluindo pobreza, fome, saúde, educação, mudança climática, igualdade de gênero, água, saneamento, energia, meio ambiente e justiça social.

ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrico. Pessoa jurídica de direito privado autorizada a executar as atividades de coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados.

Parcela A: Custos não gerenciáveis das distribuidoras que incluem custos de aquisição de energia elétrica para revenda, encargos de conexão e de uso dos sistemas de transmissão e encargos setoriais.

Parcela B: Parcela que incorpora os custos gerenciáveis relacionados à atividade de distribuição de energia elétrica, tais como custos operacionais, remuneração dos investimentos e quota de reintegração.

Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs): Usinas hidrelétricas com capacidade instalada superior a 3 MW e até 30 MW.

Poder Concedente: Governo Federal.

Proinfa: Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, instituído pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e alterações posteriores.

RAP (Receita Anual Permitida): receita autorizada pela ANEEL, mediante Resolução, pela disponibilização das instalações do sistema de transmissão. Receita anual a que a concessionária tem direito a partir da entrada em operação comercial das instalações de transmissão.

Rede Básica: Instalações de transmissão do Sistema Interligado Nacional - SIN, de propriedade de concessionárias de serviço público de transmissão, com tensão igual ou superior à 230 kV conforme Resolução Normativa nº 67, de 8 de junho de 2004.

Rede de Distribuição: Rede destinada à distribuição de energia elétrica em uma zona de consumo delimitada.

Rede de Transmissão: Rede ou sistema para transmissão de energia elétrica entre regiões ou entre países para alimentação de redes subsidiárias.

RTA: reajuste tarifário anual.

RTE: reajuste tarifário extraordinário.

RTP: revisão tarifária periódica.

SCEE: Sistema de Compensação de Energia Elétrica.

SIN: Sistema Interligado Nacional. Sistema composto pela Rede Básica e demais instalações de transmissão que interliga as unidades de geração e distribuição no Brasil.

Sinal Locacional: é definido como a sinalização da entrada de novos usuários, através da TUST, para que possam implantar seus empreendimentos, de maneira a aproximar carga e geração, promover a racionalização do uso dos sistemas e a minimização dos custos de expansão.

Subestação: Conjunto de equipamentos de manobras, controle, proteção e/ou transformação, que ligam, alteram e/ou regulam a tensão em sistema de transmissão e distribuição.

Tag along: Direito de alienação de ações conferido a acionistas minoritários, ao mesmo preço dos acionistas controladores, em caso de alienação de ações realizada pelos mesmos.

Transmissão: Sistema de linhas de alta tensão que transporta energia elétrica a longas distâncias com nível de tensão igual ou superior a 69 kV, interligando subestações.

TUSD: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição, reajustada anualmente pela Aneel.

TUST: Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão, reajustada anualmente pela Aneel.

Usina Hidroelétrica ou UHE: Unidade geradora que transforma energia potencial da água acumulada no reservatório em eletricidade.

Usina Termoelétrica ou UTE: Unidade de geração que utiliza a energia térmica proveniente da queima de combustível, tais como: carvão, óleo, gás natural, diesel e outro hidro carbono como fonte de energia para impulsionar o gerador de eletricidade.

Usina Termoelétrica a Biomassa: Gerador termoelétrico que usa a combustão de material orgânico para a produção de energia.

12) Agradecimentos

A Administração da CPFL Energia agradece aos seus acionistas, clientes, fornecedores e comunidades da área de atuação de suas empresas controladas, pela confiança depositada na Companhia no ano de 2025. Agradece, ainda, de forma especial, aos seus colaboradores pela competência e dedicação para o cumprimento dos objetivos e metas estabelecidos.

A Administração.

Thiago Nogueira Galli
Gerente de Contabilidade
CRC SP-307181/O-8

Para mais informações sobre o desempenho desta e de outras empresas do Grupo CPFL Energia, acesse o endereço www.cpfl.com.br/ri.



Relatório do auditor independente sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas

Aos Administradores e Acionistas
CPFL Energia S.A.

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras individuais da CPFL Energia S.A. ("Companhia"), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2025 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, assim como as demonstrações financeiras consolidadas da Companhia e suas controladas ("Consolidado"), que compreendem o balanço patrimonial consolidado em 31 de dezembro de 2025 e as respectivas demonstrações consolidadas do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo as políticas contábeis materiais e outras informações elucidativas.

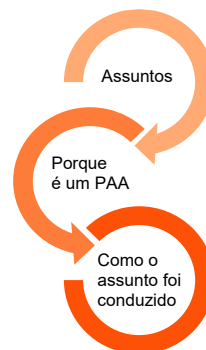
Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia e da Companhia e suas controladas em 31 de dezembro de 2025, o desempenho de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa, bem como o desempenho consolidado de suas operações e os seus fluxos de caixa consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas contábeis internacionais (IFRS *Accounting Standards*) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB).

Base para opinião

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção intitulada "Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas". Somos independentes em relação à Companhia e suas controladas, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade, aplicáveis a auditorias de demonstrações financeiras de entidades de interesse público no Brasil, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas conforme essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Principais Assuntos de Auditoria

Principais Assuntos de Auditoria (PAA) são aqueles que, em nosso julgamento profissional, foram os mais significativos em nossa auditoria do exercício corrente. Esses assuntos foram tratados no contexto de nossa auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações financeiras individuais e consolidadas e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos.



Porque é um PAA	Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria
Mensuração do ativo contratual das transmissoras e correspondente receita de remuneração / atualização do ativo contratual (Notas 3.2 e 15) O ativo contratual das transmissoras refere-se ao direito da Companhia e de suas controladas à contraprestação em decorrência do cumprimento das obrigações de desempenho relacionadas a construção das infraestruturas de transmissão de energia dos seus respectivos contratos de concessão, e a operação e manutenção dessas estruturas. A mensuração desse ativo requer o exercício de julgamento por parte da administração sobre o critério de apuração e remuneração do ativo. Adicionalmente, por se tratar de contratos de longo prazo, a determinação da taxa de desconto, que representa o componente financeiro embutido no fluxo de recebimentos futuros, também requer o uso de julgamento por parte da administração para a mensuração do seu valor presente, bem como na determinação das margens de lucro esperadas para cada obrigação de performance identificada. Consideramos essa área como foco de auditoria, pois a utilização de diferentes premissas poderia modificar significativamente o valor do ativo mensurado pela Companhia.	Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros, o entendimento e a avaliação do ambiente de controles internos relacionados com o processo de mensuração do ativo contratual. Efetuamos a leitura dos contratos de concessão e respectivos aditivos, quando aplicável, para identificação das obrigações de desempenho e entendimento das condições pactuadas nos contratos de concessão, os preços e os prazos definidos. Efetuamos teste de consistência dos dados informados da Receita Anual Permitida ("RAP") nos controles auxiliares da Companhia com os dados constantes nos contratos de transmissão. Adicionalmente, avaliamos a razoabilidade das principais premissas operacionais e financeiras utilizadas pela administração, incluindo a determinação das margens de lucro, das taxas de desconto aplicadas e a coerência lógica e aritmética das projeções de fluxo de caixa. Consideramos que as premissas e critérios adotados pela administração são consistentes com as divulgações em notas explicativas e as informações obtidas em nossos trabalhos.

Porque é um PAA	Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria
Reconhecimento de receita de energia fornecida, mas não faturada (Notas 3.11 e 7) A receita de distribuição de energia elétrica é reconhecida no momento em que a energia é fornecida. A Companhia efetua a leitura do consumo de seus clientes baseado em uma rotina que depende da calendarização e rota de leitura. Consequentemente, uma parte da energia distribuída não é faturada ao final de cada mês, sendo necessário que a administração estime esse valor, que em 31 de dezembro de 2025 somava R\$ 1.763.858 mil. O reconhecimento da receita não faturada é determinada com base em dados históricos obtidos, principalmente por meio de parâmetros de sistemas informatizados, tais como, o volume de consumo de energia da distribuidora disponibilizado no mês e o índice anualizado de perdas técnicas e comerciais. Devido à complexidade dos dados utilizados e dos julgamentos exercidos pela administração na determinação do índice anualizado de perdas técnicas e comerciais, os quais poderiam produzir impactos significativamente diferentes daqueles apurados pela administração, caso sofram variações, consideramos esse assunto significativo para a nossa auditoria	Nossa abordagem de auditoria considerou, entre outros, a avaliação do desenho, implementação e efetividade dos controles internos relacionados à determinação do montante da receita de energia distribuída, mas não faturada. Também envolvemos nossos especialistas em tecnologia da informação para avaliação dos sistemas e do ambiente informatizado utilizados na determinação dos saldos registrados. Em relação aos testes de transações, avaliamos os dados usados na determinação da estimativa de receita não faturada, especificamente, os dados da carga total de energia recebida na rede da distribuidora, da carga efetivamente faturada, segregados por tipo de consumidor, visando determinar o percentual de aplicação na parcela da receita não faturada, chegando dessa forma na carga cativa líquida por classe de consumo. Recalculamos o montante de receita não faturada por meio da carga cativa líquida por classe de consumo e tarifas definidas pelo órgão regulador para cada classe de consumidor em seus grupos e modalidades. Comparamos nosso recálculo com os valores apurados pela administração. Também efetuamos leitura das divulgações efetuadas nas demonstrações financeiras. Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos que os critérios e premissas adotados pela Administração da Companhia para mensuração da estimativa de receita de energia fornecida, mas não faturada, são razoáveis e consistentes com dados e informações obtidas.

Porque é um PAA	Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria
Mensuração e classificação do ativo financeiro da concessão, do ativo contratual e da infraestrutura de distribuição em serviço (Notas 11, 15 e 16) Em 31 de dezembro de 2025, a Companhia apresenta saldos de ativo financeiro da concessão, ativos contratual e infraestrutura de distribuição em serviço (direito de concessão - infraestrutura), nos montantes de R\$ 29.623.619 mil, R\$ 4.760.953 mil e R\$ 3.935.652 mil, respectivamente. Esses ativos estão relacionados com investimentos efetuados na concessão sujeitos à indenização ao final do contrato de prestação de serviços outorgados, ao direito contratual de receber caixa dos usuários pelos serviços de construção do sistema de distribuição de energia e custo total de aquisição e construção deduzidos da amortização acumulada, reconhecidos nas demonstrações financeiras de acordo com a Interpretação Técnica ICPC 01(R1) - Contratos de Concessão (IFRIC 12) e Receita de Contrato com cliente CPC 47 (IFRS 15). O reconhecimento desses investimentos realizados entre ativo financeiro da concessão, ativo contratual e Infraestrutura de distribuição em serviço envolve complexidade e julgamento por parte da Administração, que pode impactar a mensuração e classificação desses ativos nas demonstrações financeiras. Esse tema foi considerado como um dos principais assuntos de auditoria em função da relevância dos montantes envolvidos e pelos julgamentos significativos na avaliação da alocação dos investimentos entre o ativo financeiro da concessão, o ativo contratual e a Infraestrutura de distribuição em serviço.	Os nossos procedimentos de auditoria incluíram, dentre outros, a avaliação do desenho e implementação dos controles internos relacionados ao processo de construção do ativo contratual, assim como os controles internos relacionados à bifurcação entre ativo financeiro da concessão e Infraestrutura de distribuição em serviço no momento que o ativo inicia a sua operação. Em complemento aos testes de controles descritos acima, avaliamos o modelo de bifurcação adotado pela Administração, e testamos os dados e as premissas utilizados na determinação da estimativa do montante relacionado ao direito incondicional de receber determinadas quantias monetárias independentemente do nível de utilização da infraestrutura da concessão. Realizamos inspeção documental, em base amostral, das adições ocorridas durante o exercício, e recalculamos a vida útil dos bens. Também testamos a atualização monetária do ativo financeiro da concessão, com base nos índices previstos na regulamentação do setor elétrico, confrontando os índices utilizados pela Administração com os indicadores oficiais divulgados. Testamos o cálculo da amortização da infraestrutura de distribuição em serviço, com base no prazo do contrato de concessão vigente, e avaliamos as divulgações sobre o assunto nas demonstrações financeiras. Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos que as premissas e critérios adotados são razoáveis e consistentes com as divulgações em notas explicativas e com os dados e as informações obtidas em nossa auditoria.

Outros assuntos - Demonstrações do Valor Adicionado

As Demonstrações do Valor Adicionado (DVA), individuais e consolidadas, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2025, elaboradas sob a responsabilidade da administração da Companhia e apresentadas como informação suplementar para fins de normas contábeis internacionais (IFRS *Accounting Standards*), foram submetidas a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essas demonstrações estão conciliadas com as demonstrações financeiras e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - "Demonstração do Valor Adicionado". Em nossa opinião, essas demonstrações do valor adicionado foram adequadamente elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e são consistentes em relação às demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Outras informações que acompanham as demonstrações financeiras individuais e consolidadas e o relatório do auditor

A administração da Companhia é responsável por essas outras informações que compreendem o Relatório da Administração.

Nossa opinião sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas não abrange o Relatório da Administração e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório.

Em conexão com a auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da Administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações financeiras ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há distorção relevante no Relatório da Administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a este respeito.

Responsabilidades da administração e da governança pelas demonstrações financeiras individuais e consolidadas

A administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras individuais e consolidadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas contábeis internacionais (IFRS *Accounting Standards*), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB), e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a administração é responsável pela avaliação da capacidade de a Companhia e suas controladas, em seu conjunto, continuar operando, divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações

financeiras, a não ser que a administração pretenda liquidar a Companhia e suas controladas, em seu conjunto, ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

Os responsáveis pela governança da Companhia são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações financeiras.

Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras individuais e consolidadas, tomadas em conjunto, estão livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro, e emitir relatório de auditoria contendo nossa opinião. Segurança razoável é um alto nível de segurança, mas não uma garantia de que a auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria sempre detectam as eventuais distorções relevantes existentes. As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas demonstrações financeiras.

Como parte de uma auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.
- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas não com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia e suas controladas.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela administração.
- Concluimos sobre a adequação do uso, pela administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia e suas controladas, em seu conjunto. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou

CPFL Energia S.A.

condições futuras podem levar a Companhia e suas controladas, em seu conjunto, a não mais se manter em continuidade operacional.

- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, inclusive as divulgações e se essas demonstrações financeiras representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.
- Planejamos e executamos a auditoria do grupo para obter evidência de auditoria apropriada e suficiente referente às informações financeiras das entidades ou unidades de negócio do grupo como base para formar uma opinião sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas. Somos responsáveis pela direção, supervisão e revisão do trabalho de auditoria realizado para os propósitos da auditoria do grupo e, consequentemente, pela opinião de auditoria.

Comunicamo-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance e da época dos trabalhos de auditoria planejados e das constatações significativas de auditoria, inclusive as deficiências significativas nos controles internos que, eventualmente, tenham sido identificadas durante nossos trabalhos.

Fornecemos também aos responsáveis pela governança declaração de que cumprimos com as exigências éticas relevantes, incluindo os requisitos aplicáveis de independência, e comunicamos todos os eventuais relacionamentos ou assuntos que poderiam afetar, consideravelmente, nossa independência, incluindo, quando aplicável, as ações tomadas para eliminar ameaças à nossa independência ou salvaguardas aplicadas.

Dos assuntos que foram objeto de comunicação com os responsáveis pela governança, determinamos aqueles que foram considerados como mais significativos na auditoria das demonstrações financeiras do exercício corrente e que, dessa maneira, constituem os Principais Assuntos de Auditoria. Descrevemos esses assuntos em nosso relatório de auditoria, a menos que lei ou regulamento tenha proibido divulgação pública do assunto, ou quando, em circunstâncias extremamente raras, determinarmos que o assunto não deve ser comunicado em nosso relatório porque as consequências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

Campinas, 4 de março de 2026



PricewaterhouseCoopers
Auditores Independentes Ltda.
CRC 2SP027613/F-1

Lia Marcela Rusinque Fonseca
Contadora CRC 1SP291166/O-4

SUMÁRIO

ATIVO	2
PASSIVO	3
DRE	4
DRA	5
DMPL	6
FLUXO DE CAIXA	7
DVA	8
(1) CONTEXTO OPERACIONAL	9
(2) APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS	13
(3) SUMÁRIO DAS PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS MATERIAIS	15
(4) DETERMINAÇÃO DO VALOR JUSTO	27
(5) CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	28
(6) TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS	28
(7) CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS	29
(8) TRIBUTOS A COMPENSAR	30
(9) ATIVO E PASSIVO FINANCEIRO SETORIAL	32
(10) CRÉDITOS E (DÉBITOS) FISCAIS DIFERIDOS	33
(11) ATIVO FINANCEIRO DA CONCESSÃO	36
(12) OUTROS ATIVOS	37
(13) INVESTIMENTOS	37
(14) IMOBILIZADO	43
(15) ATIVO CONTRATUAL	44
(16) INTANGÍVEL	45
(17) FORNECEDORES	47
(18) EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS	47
(19) DEBÊNTURES	51
(20) ENTIDADE DE PREVIDÊNCIA PRIVADA	53
(21) IMPOSTOS, TAXAS E CONTRIBUIÇÕES A RECOLHER	61
(22) PROVISÕES PARA RISCOS FISCAIS, CÍVEIS E TRABALHISTAS E DEPÓSITOS JUDICIAIS	62
(23) OUTRAS CONTAS A PAGAR	65
(24) PATRIMÔNIO LÍQUIDO	66
(25) LUCRO POR AÇÃO	67
(26) RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	68
(27) CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA	70
(28) OUTROS CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	70
(29) RESULTADO FINANCEIRO	70
(30) INFORMAÇÕES POR SEGMENTO	71
(31) TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS	71
(32) SEGUROS	73
(33) GESTÃO DE RISCOS	73
(34) INSTRUMENTOS FINANCEIROS	76
(35) TRANSAÇÕES NÃO ENVOLVENDO CAIXA	81
(36) COMPROMISSOS	81
(37) FATOS RELEVANTES E EVENTOS SUBSEQUENTES	81



CPFL Energia S.A.
Balancos patrimoniais em 31 de dezembro de 2025 e 2024
 (Em milhares de reais)

		Controladora		Consolidado	
	Nota explicativa	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
ATIVO					
Circulante					
Caixa e equivalentes de caixa	5	29.316	191.538	2.229.320	1.973.401
Títulos e valores mobiliários	6	22.582	50.029	675.762	1.573.654
Consumidores, concessionárias e permissionárias	7	-	-	6.244.460	5.883.894
Estoques		-	-	236.566	221.573
Dividendo e juros sobre o capital próprio		1.051.520	1.215.355	14.712	19.115
Imposto de renda e contribuição social a compensar	8	636	636	528.584	715.764
Outros tributos a compensar	8	19.571	14.341	693.224	653.181
PIS/COFINS a compensar sobre ICMS	8	-	-	1.844.885	1.919.127
Mútuo entre coligadas, controladas e controladora	31	161.603	153.103	-	-
Derivativos	34	-	-	4.513	915.621
Ativo financeiro setorial	9	-	-	1.442.244	393.443
Ativo contratual	15	-	-	872.283	774.368
Outros ativos	12	198	193	1.829.761	1.508.406
Total do circulante		1.285.426	1.625.195	16.616.314	16.551.546
Não circulante					
Consumidores, concessionárias e permissionárias	7	-	-	133.102	186.371
Depósitos judiciais	22	198	314	805.776	749.936
Imposto de renda e contribuição social a compensar	8	24	24	447.583	503.271
Outros tributos a compensar	8	-	-	440.936	479.460
PIS/COFINS a compensar sobre ICMS	8	-	-	2.251.657	3.652.513
Ativo financeiro setorial	9	-	-	960.063	337.522
Derivativos	34	-	-	591.350	193.542
Créditos fiscais diferidos	10	2.275	2.727	202.046	266.798
Ativo financeiro da concessão	11	-	-	29.623.619	25.209.768
Investimentos em instrumentos patrimoniais		-	-	129.659	144.961
Outros ativos	12	10.584	1.487	261.064	331.087
Investimentos	13	22.675.914	20.562.295	380.803	581.364
Imobilizado	14	3.550	4.584	9.375.879	9.752.282
Intangível	16	804	55	6.892.839	7.824.433
Ativo contratual	15	-	-	11.987.240	10.364.338
Total do não circulante		22.693.350	20.571.486	64.483.616	60.577.648
Total do ativo		23.978.776	22.196.681	81.099.930	77.129.194

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras



CPFL Energia S.A.
Balancos patrimoniais em 31 de dezembro de 2025 e 2024
 (Em milhares de reais)

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
		31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
Circulante					
Fornecedores	17	918	2.117	4.098.399	3.890.827
Empréstimos e financiamentos	18	-	-	3.160.115	4.587.739
Debêntures	19	-	-	1.735.590	815.233
Entidade de previdência privada	20	-	-	105.186	336.398
Imposto de renda e contribuição social a recolher	21	19.154	12.347	748.215	440.904
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	21	10.390	7.811	703.760	784.498
Mútuo com partes relacionadas	31	-	-	19.416	-
Dividendo		1.401.509	1.396.390	1.506.041	1.510.207
Derivativos	34	-	-	232.540	8.178
Passivo financeiro setorial	9	-	-	1.077.501	927.285
Provisões para desmobilização e gastos ambientais		-	-	5.153	12.699
PIS/COFINS devolução consumidores	8	-	-	1.018.818	1.072.326
Outras contas a pagar	23	24.276	25.572	3.465.230	2.984.242
Total do circulante		1.456.247	1.444.236	17.875.963	17.370.535
Não circulante					
Fornecedores	17	-	-	239.699	254.364
Empréstimos e financiamentos	18	-	-	6.417.553	7.690.254
Debêntures	19	-	-	17.742.469	15.695.112
Entidade de previdência privada	20	-	-	501.738	451.514
Imposto de renda e contribuição social a recolher	21	4.096	-	254.049	245.142
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	21	-	-	956.254	997.778
Débitos fiscais diferidos	10	-	-	3.001.777	2.665.302
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	22	573	505	1.740.903	1.561.980
Mútuo com partes relacionadas	31	-	-	4.393.234	2.485.694
Derivativos	34	-	-	170.854	272.377
Passivo financeiro setorial	9	-	-	913.146	798.912
Provisões para desmobilização e gastos ambientais		-	-	170.123	151.778
PIS/COFINS devolução consumidores	8	-	-	2.384.026	3.864.430
Outras contas a pagar	23	28.084	20.178	833.632	828.992
Total do não circulante		32.754	20.683	39.719.457	37.963.630
Patrimônio líquido	24				
Capital social		9.388.071	9.388.071	9.388.071	9.388.071
Reserva de capital		(1.394.956)	(1.394.956)	(1.394.956)	(1.394.956)
Reserva legal		1.877.614	1.877.614	1.877.614	1.877.614
Reserva estatutária - reforço de capital de giro		7.510.454	7.033.014	7.510.454	7.033.014
Reserva de lucro a realizar		3.822.612	3.075.193	3.822.612	3.075.193
Dividendo		2.928.598	1.855.190	2.928.598	1.855.190
Resultado abrangente acumulado		(1.642.619)	(1.102.363)	(1.642.619)	(1.102.363)
		22.489.775	20.731.762	22.489.775	20.731.762
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores		-	-	1.014.735	1.063.267
Total do patrimônio líquido		22.489.775	20.731.762	23.504.510	21.795.029
Total do passivo e do patrimônio líquido		23.978.776	22.196.681	81.099.930	77.129.194

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras



CPFL Energia S.A.

Demonstrações dos resultados para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024

(Em milhares de reais, exceto lucro por ação)

	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
		2025	2024	2025	2024
Receita operacional líquida	26	1.655	730	44.367.780	42.628.210
Custo do serviço					
Custo com energia elétrica	27	-	-	(20.376.889)	(19.519.468)
Custo com operação		-	-	(4.299.812)	(4.371.836)
Depreciação e amortização		-	-	(1.930.668)	(1.817.542)
Outros custos com operação	28	-	-	(2.369.144)	(2.554.294)
Custo com serviço prestado a terceiros	28	-	-	(5.566.883)	(5.168.133)
Lucro operacional bruto		1.655	730	14.124.196	13.568.773
Despesas operacionais					
Despesas com vendas		-	-	(985.664)	(981.340)
Depreciação e amortização		-	-	(11.508)	(10.760)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa		-	-	(361.253)	(416.808)
Outras despesas com vendas	28	-	-	(612.902)	(553.772)
Despesas gerais e administrativas		(54.942)	(53.229)	(1.722.799)	(1.588.046)
Depreciação e amortização		(3.928)	(3.427)	(122.249)	(142.031)
Outras despesas gerais e administrativas	28	(51.013)	(49.802)	(1.600.549)	(1.446.015)
Outras despesas operacionais		(422)	-	(637.243)	(505.620)
Amortização de intangível da concessão		-	-	(332.792)	(332.791)
Outras receitas (despesas) operacionais	28	(422)	-	(304.451)	(172.829)
Resultado do serviço		(53.708)	(52.499)	10.778.490	10.493.767
Resultado de participações societárias	13	5.648.366	5.607.957	275.980	336.462
Resultado antes do resultado financeiro		5.594.658	5.555.458	11.054.471	10.830.229
Resultado financeiro	29				
Receitas financeiras		2.239	(15.527)	1.979.745	1.601.868
Despesas financeiras		(4.504)	(2.728)	(4.942.969)	(4.343.203)
		(2.264)	(18.255)	(2.963.224)	(2.741.335)
Lucro antes dos tributos		5.592.393	5.537.203	8.091.246	8.088.893
Contribuição social		(29.884)	(20.022)	(634.771)	(620.678)
Imposto de renda		(78.185)	(59.529)	(1.713.923)	(1.706.661)
		(108.069)	(79.551)	(2.348.694)	(2.327.339)
Lucro líquido do exercício		5.484.324	5.457.652	5.742.552	5.761.554
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores				5.484.324	5.457.652
Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores				258.229	303.902
Lucro por ação atribuído aos acionistas controladores - R\$	25			4,76	4,74

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras



CPFL Energia S.A.
Demonstrações dos resultados abrangentes para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
 (Em milhares de reais)

		Controladora	
		2025	2024
Lucro líquido do exercício		5.484.324	5.457.652
Outros resultados abrangentes			
Itens que não serão reclassificados posteriormente para o resultado:			
Resultado abrangente do exercício reflexo sobre os investimentos da Companhia		(513.843)	472.792
Resultado abrangente do exercício		4.970.481	5.930.444

		Consolidado	
		2025	2024
Lucro líquido do exercício		5.742.552	5.761.554
Outros resultados abrangentes			
Itens que não serão reclassificados posteriormente para o resultado:			
- Ganhos (Perdas) atuariais, líquidos dos efeitos tributários		(513.198)	478.915
- Risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros, líquidos dos efeitos tributários.		(645)	(6.123)
Resultado abrangente do exercício		5.228.709	6.234.346
Resultado abrangente atribuído aos acionistas controladores		4.970.482	5.930.444
Resultado abrangente atribuído aos acionistas não controladores		258.229	303.902

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras



CPFL Energia S.A.
Demonstrações das mutações do patrimônio líquido para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
 (Em milhares de reais)

	Reserva de lucros					Resultado abrangente acumulado				Participação de acionistas não controladores			
	Capital social	Reserva de capital	Reserva legal	Reserva estatutária / Reforço de capital de giro	Reserva de lucro a realizar	Dividendo	Custo atribuído	Entidade de previdência privada / Risco de crédito na marcação a mercado	Lucros acumulados	Total	Resultado abrangente acumulado	Outros componentes do patrimônio líquido	Total do patrimônio líquido
Saldos em 31 de dezembro de 2023	9.388.071	(1.396.906)	1.877.614	5.636.993	2.204.186	2.735.872	247.502	(1.813.865)	-	18.879.466	1.167	1.118.120	19.998.753
Resultado abrangente total	-	-	-	-	-	-	-	472.792	5.457.652	5.930.444	-	303.902	6.234.346
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	5.457.652	5.457.652	-	303.902	5.761.554
Outros resultados abrangentes: risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros, líquidos dos efeitos tributários	-	-	-	-	-	-	-	(6.123)	-	(6.123)	-	-	(6.123)
Outros resultados abrangentes: ganhos (perdas) atuariais, líquidos dos efeitos tributários	-	-	-	-	-	-	-	478.915	-	478.915	-	-	478.915
Mutações internas do patrimônio líquido	-	-	-	1.396.020	871.007	-	(8.792)	-	(2.254.978)	3.258	(1.167)	(5.372)	(3.281)
Realização do custo atribuído de ativo imobilizado	-	-	-	-	-	-	(13.321)	-	13.321	-	(1.768)	1.768	-
Efeitos fiscais sobre a realização do custo atribuído	-	-	-	-	-	-	4.529	-	(4.529)	-	601	(601)	-
Constituição/Reversão de reserva de lucros no exercício	-	-	-	1.396.020	871.007	-	-	-	(2.267.028)	-	-	-	-
Outras movimentações	-	-	-	-	-	-	-	-	3.258	3.258	-	(6.540)	(3.281)
Transações de capital com os acionistas	-	1.950	-	-	-	(880.682)	-	-	(3.202.674)	(4.081.406)	-	(353.383)	(4.434.790)
Ganho (perda) em participação sem alteração no controle	-	1.950	-	-	-	-	-	-	-	1.950	-	(7.384)	(5.434)
Dividendo	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.364.413)	(1.364.413)	-	-	(1.364.413)
Dividendo prescrito	-	-	-	-	-	-	-	-	16.928	16.928	-	-	16.928
Aprovação da proposta de dividendo	-	-	-	-	-	(2.735.872)	-	-	-	(2.735.872)	-	(345.999)	(3.081.871)
Dividendo adicional proposto	-	-	-	-	-	1.855.190	-	-	(1.855.190)	-	-	-	-
Saldos em 31 de dezembro de 2024	9.388.071	(1.394.956)	1.877.614	7.033.014	3.075.193	1.855.190	238.710	(1.341.073)	-	20.731.762	-	1.063.267	21.795.029
Resultado abrangente total	-	-	-	-	-	-	-	(513.843)	5.484.324	4.970.481	-	258.229	5.228.710
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	5.484.324	5.484.324	-	258.229	5.742.553
Outros resultados abrangentes: risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros, líquidos dos efeitos tributários	-	-	-	-	-	-	-	(645)	-	(645)	-	-	(645)
Outros resultados abrangentes: ganhos (perdas) atuariais, líquidos dos efeitos tributários	-	-	-	-	-	-	-	(513.198)	-	(513.198)	-	-	(513.198)
Mutações internas do patrimônio líquido	-	-	-	477.441	747.419	-	(26.412)	-	(1.198.447)	-	-	-	-
Realização do custo atribuído de ativo imobilizado	-	-	-	-	-	-	(40.019)	-	40.019	-	-	-	-
Efeitos fiscais sobre a realização do custo atribuído	-	-	-	-	-	-	13.606	-	(13.606)	-	-	-	-
Constituição/Reversão de reserva de lucros no exercício	-	-	-	477.441	747.419	-	-	-	(1.224.860)	-	-	-	-
Transações de capital com os acionistas	-	-	-	-	-	1.073.408	-	-	(4.285.877)	(3.212.468)	-	(306.763)	(3.519.231)
Aumento (redução) de capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.122)	(1.122)
Dividendo mínimo obrigatório	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.371.081)	(1.371.081)	-	-	(1.371.081)
Dividendo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividendo prescrito	-	-	-	-	-	-	-	-	13.802	13.802	-	-	13.802
Aprovação da proposta de dividendo	-	-	-	-	-	(1.855.190)	-	-	-	(1.855.190)	-	(305.289)	(2.160.479)
Dividendo adicional proposto	-	-	-	-	-	2.928.598	-	-	(2.928.598)	-	-	-	-
Outras movimentações	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(351)	(351)
Saldos em 31 de dezembro de 2025	9.388.071	(1.394.956)	1.877.614	7.510.454	3.822.612	2.928.598	212.298	(1.854.916)	-	22.489.775	-	1.014.735	23.504.510

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras



CPFL Energia S.A.

Demonstrações dos fluxos de caixa para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024

(Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
Lucro antes dos tributos	5.592.393	5.537.203	8.091.246	8.088.893
Ajustes para conciliar o lucro ao caixa oriundo das atividades operacionais				
Depreciação e amortização	3.928	3.427	2.397.217	2.303.124
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	1.057	2.035	343.222	309.228
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	361.253	416.808
Encargos de dívida e atualizações monetárias e cambiais	(22.403)	(4.428)	2.642.184	2.432.471
Despesa com entidade de previdência privada	-	-	34.736	127.863
Equivalência patrimonial	(5.648.366)	(5.607.957)	(275.980)	(336.462)
Ajuste a valor justo em investimento	-	-	12.413	(102.638)
Perda na baixa de não circulante	422	-	277.911	341.593
Reversão de redução a valor recuperável	-	-	-	(56.022)
Outros	-	-	(828.296)	(1.053.864)
	(72.969)	(69.720)	13.055.907	12.470.994
Redução (aumento) nos ativos operacionais				
Consumidores, concessionárias e permissionárias	-	-	(645.783)	(130.252)
Dividendo e juros sobre o capital próprio recebidos	4.257.107	3.429.313	285.639	266.361
Tributos a compensar	69.290	75.251	2.201.255	933.256
Depósitos judiciais	123	240	(20.337)	81.701
Ativo financeiro setorial	-	-	(780.710)	(280.307)
Contas a receber - CDE	-	-	(215.702)	(182.936)
Adições de ativo de transmissão	-	-	(757.746)	(720.162)
Outros ativos operacionais	(11.715)	395	896.560	1.070.023
Aumento (redução) nos passivos operacionais				
Fornecedores	(1.198)	175	175.996	75.572
Outros tributos e contribuições sociais	2.384	(1.247)	(399.794)	389.339
Outras obrigações com entidade de previdência privada	-	-	(728.922)	(558.008)
Taxas regulamentares	-	-	95.748	(69.416)
Processos fiscais, cíveis e trabalhistas pagos	(1.030)	(1.854)	(335.067)	(374.747)
Passivo financeiro setorial	-	-	(2.583.524)	(1.093.411)
Contas a pagar - CDE	-	-	25.808	(18.388)
Outros passivos operacionais	6.611	(4.135)	537.477	(9.008)
Caixa líquido gerado pelas operações	4.248.603	3.428.418	10.806.804	11.850.611
Encargos de dívidas e debêntures pagos	-	-	(2.084.774)	(2.142.754)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(96.829)	(82.705)	(1.559.233)	(2.918.915)
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	4.151.774	3.345.713	7.162.797	6.788.942
Atividades de investimento				
Aumento de capital em investidas	(1.129.307)	-	-	-
Redução (Aumento) de capital em investidas	7.900	-	44.377	(480)
Aquisições de imobilizado	(262)	(873)	(369.941)	(509.943)
Adições de ativo contratual	-	-	(4.963.868)	(4.543.589)
Adições de intangível	(771)	-	(20.543)	(21.101)
Venda de ativo não circulante	-	-	60.810	-
Títulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados - aplicações	-	(50.029)	(15.139.974)	(13.399.234)
Títulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados - resgates	27.447	-	15.989.568	12.942.966
Adiantamento para futuro aumento de capital	(19.023)	-	-	-
Mútuos concedidos a controladas e coligadas	(9.116)	(115.713)	-	-
Recebimentos de mútuos com controladas e coligadas	18.754	4.328	-	-
Caixa líquido consumido pelas atividades de investimento	(1.104.378)	(162.287)	(4.399.571)	(5.531.381)
Atividades de financiamento				
Aumento de participação societária em investimento já existente	-	-	(800)	(2.190)
Captação de empréstimos e debêntures	-	-	10.266.269	7.761.288
Amortização de principal de empréstimos e debêntures	-	-	(10.727.722)	(6.542.435)
Liquidação de operações com derivativos	-	-	(101.726)	(537.928)
Dividendo e juros sobre o capital próprio pagos	(3.209.618)	(3.163.683)	(3.519.769)	(3.479.652)
Captações de mútuos entre partes relacionadas	-	-	4.375.000	-
Amortizações de mútuos entre partes relacionadas	-	-	(2.798.559)	(918.429)
Caixa líquido consumido pelas atividades de financiamento	(3.209.618)	(3.163.683)	(2.507.307)	(3.719.346)
Aumento (redução) líquido de caixa e equivalentes de caixa	(162.222)	19.743	255.919	(2.461.785)
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	191.538	171.795	1.973.401	4.435.186
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	29.316	191.538	2.229.320	1.973.401

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras



CPFL Energia S.A.

Demonstrações do valor adicionado para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	2025	2024	2025	2024
1 - Receita	2.856	1.677	64.722.352	61.114.487
1.1 Receita de venda de energia e serviços	1.824	804	58.898.036	55.489.519
1.2 Receita relativa à construção de ativos próprios	1.032	873	306.145	446.412
1.3 Receita relativa à construção da infraestrutura de concessão	-	-	5.879.424	5.595.365
1.4 Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	(361.253)	(416.808)
2 - (-) Insumos adquiridos de terceiros	(17.246)	(17.611)	(31.014.467)	(29.881.286)
2.1 Custo com energia elétrica	-	-	(22.779.272)	(21.813.865)
2.2 Material	(607)	(1.135)	(3.158.172)	(3.161.492)
2.3 Serviços de terceiros	(12.670)	(12.308)	(3.299.474)	(3.070.723)
2.4 Outros	(3.969)	(4.168)	(1.777.549)	(1.835.207)
3 - Valor adicionado bruto (1+2)	(14.390)	(15.934)	33.707.885	31.233.201
4 - Retenções	(3.928)	(3.427)	(2.404.045)	(2.310.121)
4.1 Depreciação e amortização	(3.928)	(3.427)	(2.071.254)	(1.977.330)
4.2 Amortização do intangível de concessão	-	-	(332.792)	(332.791)
5 - Valor adicionado líquido gerado (3+4)	(18.319)	(19.361)	31.303.839	28.923.080
6 - Valor adicionado recebido em transferência	5.696.052	5.628.656	2.371.575	2.013.655
6.1 Receitas financeiras	47.685	20.699	2.095.596	1.677.193
6.2 Equivalência patrimonial	5.648.366	5.607.957	275.980	336.462
7 - Valor adicionado líquido a distribuir (5+6)	5.677.733	5.609.295	33.675.415	30.936.736
8 - Distribuição do valor adicionado				
8.1 Pessoal e encargos	33.086	29.929	2.254.343	2.289.234
8.1.1 Remuneração direta	13.891	13.057	1.336.987	1.291.799
8.1.2 Benefícios	17.919	15.620	791.806	873.579
8.1.3 F.G.T.S	1.276	1.252	125.550	123.856
8.2 Impostos, taxas e contribuições	161.674	122.055	20.586.737	18.436.288
8.2.1 Federais	161.530	121.899	13.157.738	11.168.338
8.2.2 Estaduais	144	156	7.369.171	7.209.675
8.2.3 Municipais	-	-	59.828	58.275
8.3 Remuneração de capital de terceiros	(1.351)	(340)	5.091.783	4.449.660
8.3.1 Juros	2.484	2.422	5.033.908	4.382.252
8.3.2 Aluguéis e arrendamentos	(3.835)	(2.763)	57.875	67.408
8.4 Remuneração de capital próprio	5.484.324	5.457.652	5.742.552	5.761.554
8.4.1 Dividendo	4.299.679	2.735.872	4.379.323	3.081.871
8.4.2 Lucros retidos	1.184.645	2.721.780	1.363.229	2.679.683
	5.677.733	5.609.295	33.675.415	30.936.736

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

CPFL ENERGIA S.A.
NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025 E 2024
(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

(1) CONTEXTO OPERACIONAL

A CPFL Energia S.A. (“CPFL Energia” ou “Companhia”), é uma sociedade por ações de capital aberto, constituída com o objetivo principal de atuar como holding, participando no capital de outras sociedades, dedicadas primariamente às atividades de distribuição, geração, comercialização e transmissão de energia elétrica no Brasil.

A sede administrativa da Companhia está localizada na Rua Jorge Figueiredo Corrêa, nº 1.632 - parte, Jardim Professora Tarcília, CEP 13087-397 – Campinas - SP - Brasil.

A Companhia possui participações diretas e indiretas em controladas, coligadas e empreendimentos controlados em conjunto.

Distribuição de energia	Tipo de sociedade	Participação societária	Localização / Área de concessão (Estado)	Nº de municípios	Nº de consumidores aproximados (em milhares)	Prazo da concessão	Término da concessão
Companhia Paulista de Força e Luz (“CPFL Paulista”)	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	Interior de São Paulo	234	5.146	30 anos	Novembro de 2027
Companhia Piratininga de Força e Luz (“CPFL Piratininga”)	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	Interior e litoral de São Paulo	27	2.014	30 anos	Outubro de 2028
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. (“CPFL RGE”)	Sociedade por ações de capital aberto	Direta e Indireta 100%	Interior do Rio Grande do Sul	381	3.179	30 anos	Novembro de 2027
Companhia Jaguaré de Energia (“CPFL Santa Cruz”)	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo, Paraná e Minas Gerais	45	525	30 anos	Julho de 2045

Geração de energia	Tipo de sociedade	Participação societária	Localização (Estado)	Nº usinas / tipo de energia	Potência instalada (MW)	
					Total	Participação CPFL
CPFL Energias Renováveis S.A. (“CPFL Renováveis”)	Sociedade por ações de capital aberto	Direta e indireta 100%	(b)	(b)	(b)	(b)
CPFL Geração de Energia S.A. (“CPFL Geração”)	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	São Paulo	n/a	n/a	n/a
CERAN - Companhia Energética Rio das Antas (“CERAN”)	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 65%	Rio Grande do Sul	3 usinas hidrelétricas	360	234
Foz do Chapecó Energia S.A. (“Foz do Chapecó”)	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 51% (c)	Santa Catarina e Rio Grande do Sul	1 usina hidrelétrica	855	436
Campos Novos Energia S.A. (“ENERCAN”)	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 52,12%	Santa Catarina	1 usina hidrelétrica	880	460
BAESA - Energética Barra Grande S.A. (“BAESA”)	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 25,01%	Santa Catarina e Rio Grande do Sul	1 usina hidrelétrica	690	173
Paulista Lajeado Energia S.A. (“Paulista Lajeado”)	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 56,93% (a)	Tocantins	1 usina hidrelétrica	903	38

Transmissão de energia	Tipo de sociedade	Participação societária	Localização (Estado)
CPFL Transmissão de Energia Piracicaba Ltda (“CPFL Piracicaba”)	Sociedade limitada	Indireta 100%	São Paulo
CPFL Transmissão de Energia Morro Agudo Ltda (“CPFL Morro Agudo”)	Sociedade limitada	Indireta 100%	São Paulo
CPFL Transmissão de Energia Maracanaú Ltda (“CPFL Maracanaú”)	Sociedade limitada	Indireta 100%	Ceará
CPFL Transmissão de Energia Sul I Ltda (“CPFL Sul I”)	Sociedade limitada	Indireta 100%	Santa Catarina
CPFL Transmissão de Energia Sul II Ltda (“CPFL Sul II”)	Sociedade limitada	Indireta 100%	Rio Grande do Sul
Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-T (“CPFL Transmissão”)	Sociedade por ações de capital aberto	Direta e indireta 100%	Rio Grande do Sul
Transmissora de Energia Sul Brasil S.A. (“TESB”)	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 98,01%	Rio Grande do Sul
Transmissora Porto Alegrense S.A. - (“TPAE”)	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 9,65%	Rio Grande do Sul
Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S.A - (“ETAU”)	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 10%	Rio Grande do Sul

Comercialização de energia	Tipo de sociedade	Atividade preponderante	Participação societária
CPFL Comercialização Brasil S.A. (“CPFL Brasil”)	Sociedade por ações de capital fechado	Comercialização de energia	Direta 100%
Clion Assessoria e Comercialização de Energia Elétrica Ltda (“CPFL Meridional”)	Sociedade limitada	Comercialização e prestação de serviços de energia	Direta 100%
CPFL Planalto Ltda (“CPFL Planalto”)	Sociedade limitada	Comercialização de energia	Direta 100%
CPFL Brasil Varejista de Energia Ltda (“CPFL Brasil Varejista”)	Sociedade limitada	Comercialização de energia	Indireta 100%

Prestação de serviços	Tipo de sociedade	Atividade preponderante	Participação societária
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. ("CPFL Serviços")	Sociedade por ações de capital fechado	Fabricação, comercialização, locação e manutenção de equipamentos eletro-mecânicos e prestação de serviços	Direta 100%
Nect Serviços Administrativos de Infraestrutura Ltda ("CPFL Infra")	Sociedade limitada	Prestação de serviços de infraestrutura e frota	Direta 100%
Nect Serviços Administrativos de Recursos Humanos Ltda ("CPFL Pessoas")	Sociedade limitada	Prestação de serviços de recursos humanos	Direta 100%
Nect Serviços Administrativos Financeiros Ltda ("CPFL Finanças")	Sociedade limitada	Prestação de serviços financeiros	Direta 100%
Nect Serviços Adm de Suprimentos E Logística Ltda ("CPFL Supre")	Sociedade limitada	Prestação de serviços de suprimentos e logística	Direta 100%
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda ("CPFL Atende")	Sociedade limitada	Prestação de serviços de tele-atendimento	Direta 100%
CPFL Total Serviços Administrativos S.A. ("CPFL Total")	Sociedade por ações de capital fechado	Serviços de arrecadação e cobrança	Indireta 100%
CPFL Geração Distribuída de Energia Ltda ("CPFL GD")	Sociedade limitada	Comercialização e prestação de serviços na área de geração distribuída	Indireta 100%
TI Nect Serviços de Informática Ltda ("Authi")	Sociedade limitada	Prestação de serviços de informática	Direta 100%
Alesta Sociedade de Crédito Direto S.A. ("Alesta")	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços financeiros	Direta 100%
Outras	Tipo de Sociedade	Atividade preponderante	Participação societária
CPFL Jaguarí de Geração de Energia Ltda ("Jaguarí Geração")	Sociedade limitada	Sociedade de participação	Direta 100%
Chapecoense Geração S.A. ("Chapecoense")	Sociedade por ações de capital fechado	Sociedade de participação	Indireta 51%
Sul Geradora Participações S.A. ("Sul Geradora")	Sociedade por ações de capital fechado	Sociedade de participação	Indireta 99,95%
CPFL Telecomunicações Ltda ("CPFL Telecom")	Sociedade limitada	Prestação de serviços na área de telecomunicações	Direta 100%

- a) A Paulista Lajeado possui 7% de participação na potência instalada da Investco S.A (5,94% de participação no capital social total).
- b) A CPFL Renováveis possui operações nos estados de São Paulo, Minas Gerais, Mato Grosso, Santa Catarina, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraná, Rio Grande do Sul e Goiás, e tem como principais atividades (i) o investimento em sociedades no segmento de energias renováveis, (ii) a identificação, desenvolvimento e exploração de potenciais de geração e (iii) comercialização de energia elétrica. Em 31 de dezembro de 2025, a CPFL Renováveis era composta por um portfólio de 103 empreendimentos com 2.905,7 MW de capacidade instalada e em operação, sendo:
- Geração de energia hidrelétrica: 47 pequenas centrais hidrelétricas e centrais geradoras hidrelétricas – PCHs/CGHs (499,6 MW), 2 usinas hidroelétricas – UHEs em operação (829,7 MW - 51,54% sobre a energia assegurada e potência da UHE Serra da Mesa, cuja concessão pertence a Axia Energia (antiga Eletrobrás) e 25,01% da BAESA - Energética Barra Grande S.A. "BAESA");
 - Geração de energia eólica: 49 empreendimentos em operação (1.390,3 MW);
 - Geração de energia a partir de biomassa: 4 usinas em operação (185 MW);
 - Geração de energia solar: 1 usina solar em operação (1,1 MW).
- c) O empreendimento controlado em conjunto Chapecoense possui como controlada direta a Foz do Chapecó, e consolida suas demonstrações financeiras de forma integral.

Em 31 de outubro de 2025, a controlada CPFL Transmissão arrematou o Lote 3 no Leilão de Transmissão nº 4/2025, promovido pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

O lote está localizado nos estados do Paraná e Rio Grande do Sul e contempla a concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica, incluindo a construção, montagem, operação e manutenção das instalações de transmissão, com prazo de 30 anos, contados a partir da assinatura do contrato de concessão.

A proposta vencedora apresentada pela controlada prevê uma Receita Anual Permitida (RAP) de R\$ 81.156, sendo o investimento (CAPEX) estimado pela ANEEL para o lote de R\$ 1.069.082 e início de operação previsto pela ANEEL para fevereiro de 2030.

A participação da controlada no referido leilão está alinhada à estratégia de crescimento do Grupo, com propostas fundamentadas em disciplina financeira, sinergia com os ativos existentes e eficiência operacional na execução de projetos de infraestrutura.

1.1 Mudanças Climáticas

Como posicionamento frente às Mudanças Climáticas, a CPFL Energia declara seu compromisso com os objetivos do Acordo de Paris e com a necessidade de limitar o aumento da temperatura média global em 1,5°C, com a consequente redução e neutralização das emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE).

Anualmente, o Grupo realiza o Inventário de Emissões de GEE com base na metodologia *GHG Protocol*. Faz as medições e divulgação dos três escopos do inventário, sendo eles:

- Escopo 1: Emissões diretas que pertencem ou são controladas pelo grupo
- Escopo 2: Emissões indiretas relacionadas a compra de energia elétrica e a perdas técnicas de distribuição e transmissão de energia
- Escopo 3: Emissões indiretas relacionadas à cadeia de valor

O Grupo considera em sua estratégia o Plano ESG 2030 (*Environmental, Social and Governance*), o qual demonstra as diretrizes de atuação para todos os negócios e orienta a realização de investimentos alinhados às tendências globais para o desenvolvimento sustentável. Na versão vigente em 2025, a estrutura do Plano considera três compromissos principais relacionados à descarbonização das operações: (i) Gerar energia 100% renovável até 2030; (ii) Ser carbono neutro a partir de 2025¹, reduzindo 56% das emissões dos escopos 1, 2 e 3 até 2030; e (iii) Oferecer soluções de baixo carbono para nossos clientes, com metas anuais de receitas de IRECs (certificados internacionais de energia renovável) e de créditos de carbono. Para endereçar esforços de resiliência às mudanças climáticas foi divulgado em janeiro de 2025 com aplicabilidade a partir do mesmo ano, o plano que considera o compromisso de: Estabelecer planos de adaptação climática para os negócios de geração, transmissão e distribuição da CPFL, fortalecendo a resiliência de nossos ativos até 2030.

Na publicação “Nossa jornada frente as mudanças climáticas” a CPFL divulga suas estratégias, os riscos e oportunidades para o Grupo, de acordo com a metodologia *Task Force for Climate-related Financial Disclosures – TCFD* (Força-Tarefa sobre Divulgações Financeiras Relacionadas ao Clima). Adicionalmente, a cada ano também publicamos na plataforma global do *Carbon Disclosure Project (CDP)* nos questionários de mudanças climáticas e segurança hídrica, dando maior transparência para nossos públicos de interesse.

¹ Neutralização em 2026 referente ao Inventário de GEE 2025.

Resiliência climática no setor elétrico e iniciativas do Grupo CPFL

O setor elétrico é bastante afetado pelas mudanças climáticas. Alinhada com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) da ONU, a CPFL Energia implementou o Plano ESG 2030 que inclui compromissos para a transição energética, a descarbonização e resiliência climática. Isso envolve identificar riscos e oportunidades com base na metodologia da *Task Force for Climate-related Financial Disclosures (TCFD)* e ações de mitigação e adaptação, consolidadas na publicação “Nossa Jornada contra as Mudanças Climáticas”, e na plataforma global do *Carbon Disclosure Project (CDP)*, dando maior transparência para nossos públicos de interesse - ambos atualizados anualmente.

Em 2025, avançamos de forma significativa na agenda climática com o desenvolvimento do nosso Plano Integrado de Adaptação Climática, que contempla as operações de geração, transmissão e distribuição do Grupo. Iniciamos no mapeamento dos riscos climáticos físicos que tem potencial de impacto nas atividades de transmissão. Na sequência, ampliaremos o estudo para incluir as operações de geração e distribuição. Esse processo também nos posiciona para atender às novas exigências regulatórias aplicáveis às companhias abertas no Brasil, conforme previsto na Resolução CVM nº 193.

Iniciativas específicas

Segmento de geração: Foco em fontes renováveis e inovações para segurança de barragens e eficiência dos ativos, como a plataforma Hydro 4.0, que integra soluções digitais da indústria 4.0; a diversificação do portfólio e repactuação do GSF (Generation Scalling Factor);

Segmento de distribuição: Investimentos em expansão, reforço de rede, automação e modernização de equipamentos, como a plataforma Advanced Distribution Management System (ADMS) e o Weather Translator System (WeTS), além de projetos de resiliência em parceria com FGV e Climatempo, e o projeto Arborização +Segura para prevenir danos, acidentes e interrupções de energia.

Segmento de transmissão: Investimentos para modernização das subestações e linhas de transmissão, e avaliação de novas tecnologias e alternativas para mitigar os impactos dos eventos climáticos. Além do

monitoramento remoto dos ativos via satélite, permitindo fazer previsões de curto prazo e monitoramento envolvendo incêndios, deslizamentos de terra, erosão, dentre outros.

1.2 Gestão de crises

O Grupo CPFL mantém um modelo estruturado de gestão de crises, formalizado em normativo corporativo, com o objetivo de estabelecer diretrizes para a identificação, avaliação e tratamento de eventos que possam impactar a continuidade dos negócios, o desempenho operacional, a situação financeira ou a reputação da Companhia. Esse modelo define critérios claros para o acionamento do Grupo de Crise, bem como papéis, responsabilidades e fluxos decisórios aplicáveis a diferentes níveis de gravidade das ocorrências

O Grupo de Crise é responsável pela avaliação de eventos anormais, pelo monitoramento de fatores de risco e pela coordenação das ações necessárias à mitigação de impactos em situações classificadas como crise. Sua composição é definida conforme a natureza e a criticidade do evento, podendo envolver membros permanentes e participantes adicionados a medida da necessidade, assegurando abordagem multidisciplinar e adequada aos riscos identificados

O processo de gestão inicia-se com a classificação da ocorrência, incluindo a determinação de sua natureza e do nível de gravidade (Níveis I, II ou III). Essa análise considera, de forma integrada, os impactos potenciais e efetivos sobre pessoas, comunidades, meio ambiente, operações, segurança patrimonial, aspectos financeiros, regulatórios e reputacionais, bem como eventuais reflexos sobre a continuidade das atividades do Grupo CPFL.

Adicionalmente, são avaliados a abrangência e o potencial de repercussão da ocorrência junto à opinião pública e aos stakeholders, incluindo exposição em meios de comunicação e ambientes digitais, além da extensão geográfica do evento. Em função da complexidade e da diversificação das operações do Grupo CPFL, as crises podem apresentar diferentes escalas e níveis de impacto, demandando respostas proporcionais e coordenadas

A governança de crises do Grupo CPFL está integrada aos seus mecanismos de gestão de riscos, controles internos e planos de continuidade de negócios, assegurando que as decisões adotadas durante situações críticas sejam pautadas por critérios técnicos, disciplina de governança, rastreabilidade das ações e foco na preservação do valor econômico e institucional da Companhia

1.3 Renovações de concessões de distribuição de energia elétrica no Brasil

Em março, junho e novembro de 2025, a ANEEL aprovou, em reuniões públicas de diretoria, os requerimentos da CPFL RGE, da CPFL Piratininga e da CPFL Paulista para a celebração de seus novos Termos Aditivos aos seus Contratos de Concessão, considerando a minuta final publicada no Despacho ANEEL nº 517/2025, com o objetivo de promover a prorrogação antecipada da concessão por mais 30 (trinta) anos, a partir de 06 de novembro de 2027 para a CPFL RGE, 23 de outubro de 2028 para a CPFL Piratininga e 20 de novembro de 2027 para CPFL Paulista. Com a aprovação, a ANEEL encaminhou os requerimentos para deliberação ao Ministério de Minas e Energia ("MME"), para decisão final e posterior assinatura do novo termo aditivo.

- Para a CPFL Piratininga, em novembro de 2025 o TCU atestou conformidade do processo conduzido pela ANEEL e que o MME atendeu aos requisitos estabelecidos para a extensão dos contratos de concessão da controlada. Após a avaliação, caberá ao MME a decisão final e, posteriormente, a assinatura do novo termo aditivo, conforme os prazos estabelecidos no Decreto nº 12.068/2024.
- Para a CPFL RGE o MME, por sua vez, submeteu o processo à análise do Tribunal de Contas da União ("TCU"). Após a avaliação, caberá ao MME a decisão final e, posteriormente, a assinatura do novo termo aditivo, conforme os prazos estabelecidos no Decreto nº 12.068/2024.
- A CPFL Paulista aguarda a avaliação, e caberá ao MME a decisão final e, posteriormente, a assinatura do novo termo aditivo, conforme os prazos estabelecidos no Decreto nº 12.068/2024.

1.4 Capital circulante líquido negativo

Em 31 de dezembro de 2025, o consolidado apresentou nas demonstrações financeiras consolidadas o capital circulante líquido negativo no montante de R\$ 1.259.649 sendo que foi aprovado o plano de financiamento anual para suportar as necessidades de caixa de curto prazo. O Grupo tempestivamente monitora o capital circulante líquido, sua geração de caixa para quitar suas dívidas, bem como as projeções de fluxo de caixa, suportam e viabilizam o plano de redução ou reversão deste capital circulante líquido.

(2) APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

2.1 Base de preparação

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

As práticas contábeis adotadas no Brasil compreendem aquelas incluídas na legislação societária brasileira e os pronunciamentos técnicos, as orientações e as interpretações técnicas emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC e aprovados pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM.

A Companhia e suas controladas ("Grupo") também se utilizam das orientações contidas no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico Brasileiro ("MCSE") e das normas definidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"), quando estas não são conflitantes com as práticas contábeis adotadas no Brasil e/ou com as práticas contábeis internacionais.

A Administração afirma que todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras, e somente elas, estão divulgadas e correspondem ao que é utilizado na gestão do Grupo.

A autorização para a emissão destas demonstrações financeiras foi dada pela Administração em 23 de fevereiro de 2026 e aprovadas pelo conselho de Administração em 4 de março de 2026..

2.2 Base de mensuração

As demonstrações financeiras foram preparadas tendo como base o custo histórico, exceto para os seguintes itens materiais, que são mensurados a cada data de reporte e registrados nos balanços patrimoniais: i) instrumentos financeiros derivativos mensurados ao valor justo e ii) instrumentos financeiros não derivativos mensurados ao valor justo por meio do resultado. A classificação da mensuração do valor justo nas categorias níveis 1, 2 ou 3 (dependendo do grau de observância das variáveis utilizadas) está apresentada na nota 34 de instrumentos financeiros.

2.3 Uso de estimativas e julgamentos

A preparação das demonstrações financeiras exige que a Administração do Grupo faça julgamentos e adote estimativas e premissas que afetam a aplicação de políticas contábeis e os valores reportados de ativos, passivos, receitas e despesas.

Por definição, as estimativas contábeis podem divergir dos respectivos resultados reais. Desta forma, a Administração do Grupo revisa as estimativas e premissas adotadas de maneira contínua, baseadas na experiência histórica e em outros fatores considerados relevantes. Os ajustes oriundos destas revisões são reconhecidos no período em que as estimativas são revisadas e aplicadas de maneira prospectiva.

As principais contas contábeis que requerem a adoção de premissas e estimativas, que estão sujeitas a um maior grau de incertezas e que possuam um risco de resultar em um ajuste material caso essas premissas e estimativas sofram mudanças significativas em períodos subsequentes, são.

- Nota 7 – Consumidores, concessionárias e permissionárias (Provisão para créditos de liquidação duvidosa: principais premissas em relação à expectativa de perda de crédito esperada e premissas para mensuração do fornecimento e Tarifa de uso do sistema de distribuição ("TUSD") não faturados);
- Nota 9 – Ativo e passivo financeiro setorial (Critérios regulatórios e premissas sobre determinados itens);
- Nota 10 – Créditos e débitos fiscais diferidos (reconhecimento de ativos: disponibilidade de lucro tributável futuro contra o qual prejuízos fiscais possam ser utilizados);
- Nota 11 – Ativo financeiro da concessão (premissas para determinação do valor justo com base em dados não observáveis significativos, vide nota 34);
- Nota 12 – Outros ativos (Provisão para créditos de liquidação duvidosa: principais premissas em relação à expectativa de perda de crédito esperada);

- Nota 14 – Imobilizado (aplicação das vidas úteis estimadas e principais premissas em relação aos valores recuperáveis);
- Nota 15 – Ativo contratual (principais premissas em relação aos valores recuperáveis);
- Nota 16 – Intangível (principais premissas em relação aos valores recuperáveis);
- Nota 18 – Empréstimos e financiamentos (principais premissas para determinação do valor justo);
- Nota 19 – Debêntures (principais premissas para determinação do valor justo);
- Nota 20 – Entidade de previdência privada (principais premissas atuariais na mensuração de obrigações de benefícios definidos);
- Nota 21 - Impostos, taxas e contribuições a recolher (incertezas sobre os tributos sobre o lucro);
- Nota 22 – Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas e depósitos judiciais (reconhecimento e mensuração: principais premissas sobre a probabilidade e magnitude das saídas de recursos); e
- Nota 34 – Instrumentos financeiros - derivativos (principais premissas para determinação do valor justo).

Adicionalmente a Administração exerce julgamentos significativos na determinação das premissas utilizadas na mensuração do passivo de arrendamento, como a determinação do prazo dos vários contratos de arrendamentos, das taxas de desconto, da determinação dos contratos que estão no escopo da norma e, dos impactos que eventuais alterações nas premissas associadas aos julgamentos e estimativas adotados pelo Grupo e suas controladas.

2.4 Moeda funcional e moeda de apresentação

A moeda funcional do Grupo é o Real, e as demonstrações financeiras individuais e consolidadas estão sendo apresentadas em milhares de reais. O arredondamento é realizado somente após a totalização dos valores. Desta forma, os valores em milhares apresentados, quando somados, podem não coincidir com os respectivos totais já arredondados.

2.5 Informações por segmento

Um segmento operacional é um componente do Grupo (i) que possui atividades operacionais através das quais gera receitas e incorre em despesas, (ii) cujos resultados operacionais são regularmente revisados pela Administração na tomada de decisões sobre alocação de recursos e avaliação da performance do segmento, e (iii) para o qual haja informações financeiras individualizadas.

Os executivos do Grupo utilizam-se de relatórios para a tomada de decisões estratégicas segmentando os negócios em atividades de: (i) distribuição de energia elétrica (“Distribuição”); (ii) geração de energia elétrica (“Geração”); (iii) transmissão de energia elétrica (“Transmissão”); (iv) comercialização de energia (“Comercialização”); (v) prestação de serviços (“Serviços”); e (vi) outras atividades não relacionadas nos itens anteriores.

2.6 Informações sobre participações societárias

As participações societárias detidas pelo Grupo nas controladas e empreendimentos controlados em conjunto, direta ou indiretamente, estão descritas na nota 1. Exceto (i) pelas empresas BAESA, Chapecoense, EPASA (até junho de 2025), TPAE e ETAU que são registradas por equivalência patrimonial, e (ii) pela participação minoritária nas controladas Paulista Lajeado (referente ao investimento na Investco S.A.) e CPFL Transmissão (Axia Energia) e CPFL Brasil (referente ao investimento na BBCE Balcão Brasileiro de Comercialização de Energia S.A.), as demais entidades são consolidadas de forma integral.

Em 31 de dezembro de 2025 e 2024, a participação de acionistas não controladores destacada no consolidado refere-se à participação de terceiros detida nas controladas CERAN, Paulista Lajeado, subsidiárias não integrais da CPFL Renováveis, TESB e ENERCAN.

2.7 Demonstração do valor adicionado

O Grupo elaborou as demonstrações do valor adicionado (“DVA”) individual e consolidada nos termos do pronunciamento técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado, as quais são apresentadas como parte

integrante das demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e como informação suplementar às demonstrações financeiras em IFRS, pois não é uma demonstração prevista e nem obrigatória conforme as IFRS.

(3) SUMÁRIO DAS PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS MATERIAIS

As principais políticas contábeis utilizadas na preparação dessas demonstrações financeiras individuais e consolidadas estão descritas a seguir. Essas políticas foram aplicadas de maneira consistente em todos os períodos apresentados.

3.1 Caixa e equivalentes de caixa

Nas demonstrações de fluxo de caixa, caixa e equivalentes de caixa podem incluir saldos negativos de contas garantidas que são exigíveis imediatamente e são parte integrante da gestão de caixa do Grupo.

Caixa e equivalentes de caixa compreendem saldos de caixa e investimentos financeiros com vencimento original de três meses ou menos a partir da data da contratação, os quais estão sujeitos a um risco insignificante de alteração no valor justo no momento de sua liquidação e são utilizados pelo Grupo na gestão das obrigações de curto prazo.

A determinação da composição de caixa e equivalentes de caixa do Grupo tem como objetivo a manutenção de caixa suficiente que assegure a continuidade dos investimentos e o cumprimento das obrigações de curto e longo prazo, mantendo o retorno de sua estrutura de capital a níveis adequados, visando à continuidade dos seus negócios e o aumento de valor para os acionistas e investidores.

3.2 Contratos de concessão

Distribuidoras:

O ICPC 01 (R1) e IFRIC 12 – Contratos de Concessão estabelecem diretrizes gerais para o reconhecimento e mensuração das obrigações e direitos relacionados em contratos de concessão e são aplicáveis para situações em que o poder concedente controle ou regulamente quais serviços o concessionário deve prestar com a infraestrutura, a quem os serviços devem ser prestados e por qual preço, e controle qualquer participação residual significativa na infraestrutura ao final do prazo da concessão.

Atendidas estas definições, a infraestrutura das concessionárias de distribuição é segregada e movimentada como ativo contratual, desde a data de sua construção até a completa finalização das obras e melhorias, cumprindo as determinações existentes nos CPCs e IFRSs, de modo que, quando em operação, sejam reclassificados nas demonstrações financeiras de ativo contratual para as rubricas de (i) ativo intangível, correspondendo ao direito de explorar a concessão mediante cobrança aos usuários dos serviços públicos, e (ii) ativo financeiro, correspondendo ao direito contratual incondicional de recebimento de caixa (indenização) mediante reversão dos ativos ao término da concessão.

O valor do ativo financeiro da concessão das distribuidoras é determinado com base em seu valor justo, apurado através da base de remuneração dos ativos da concessão, conforme legislação vigente estabelecida pelo órgão regulador (ANEEL), e leva em consideração as alterações no valor justo, tomando por base principalmente os fatores como valor novo de reposição e atualização pelo IPCA para as controladas do segmento de distribuição. O ativo financeiro das distribuidoras enquadra-se na categoria valor justo por meio do resultado e as mudanças nos valores justos têm como contrapartida a conta de receita operacional (notas 4 e 26).

O montante remanescente é registrado no ativo intangível e corresponde ao direito de cobrar os consumidores pelos serviços de distribuição de energia elétrica, sendo sua amortização realizada de acordo com o padrão de consumo que reflita o benefício econômico esperado até o término da concessão.

Em função (i) do modelo tarifário que não prevê margem de lucro para a atividade de construção da infraestrutura das distribuidoras, (ii) da forma como as controladas gerenciam as construções através do alto grau de terceirização, e (iii) de não existir qualquer previsão de ganhos em construções nos planos de negócio do Grupo, a Administração julga que as margens existentes nesta operação são irrelevantes, e, portanto, nenhum valor adicional ao custo é considerado na composição da receita. Desta forma, as receitas e os respectivos custos de construção estão sendo apresentados na demonstração do resultado do exercício nos mesmos montantes.

A prestação de serviços de construção da infraestrutura é registrada de acordo com o CPC 47 - Receita de Contrato com Cliente, tendo como contrapartida um ativo financeiro, correspondendo aos valores passíveis de indenização, e os montantes residuais são classificados como ativo intangível, que serão amortizados pelo

prazo da concessão, de acordo com o padrão econômico que contraponha a receita cobrada pelo consumo de energia elétrica.

Transmissoras:

As transmissoras do Grupo são responsáveis por construir e operar a infraestrutura de transmissão com o objetivo de transportar a energia dos centros de geração até os pontos de distribuição, de acordo com seus contratos de concessão.

A transmissora de energia tem a obrigação de manter sua infraestrutura de transmissão disponível para seus usuários para garantir o recebimento da Receita Anual Permitida (RAP), durante toda a vigência do contrato de concessão. Eventuais investimentos não amortizados geram o direito de indenização ao final do contrato de concessão.

A infraestrutura de transmissão é classificada como ativo contratual. O direito à contraprestação por bens e serviços está condicionado ao cumprimento de obrigações de desempenho, investimentos em construções e melhorias e não somente a passagem do tempo.

Com base nos Contratos de Concessão e em atendimento aos requisitos do Pronunciamento Técnico CPC 47 – Receitas de Contrato com Cliente e o CPC 48 (IFRS 9) – Instrumentos Financeiros orientado pelo Ofício Circular nº 04 divulgado pela CVM em 1º de dezembro de 2020, o Grupo atribuiu margens para o reconhecimento de receitas de construção e de operação e manutenção da infraestrutura, bem como para a taxa utilizada para a remuneração dos contratos de concessão, que deve corresponder à taxa implícita remanescente de cada projeto, após alocação das respectivas margens.

Como atendimento aos requisitos contábeis e conforme suas políticas contábeis, esclarece que:

- i. O Grupo atribuiu margens esperadas de construção entre 5% e 29%, antes dos impostos, e de operação e manutenção de até 45% no início de cada projeto para o reconhecimento das respectivas receitas. Em relação aos contratos indenizatórios por se tratar exclusivamente de indenização e não construção de ativos, não são reconhecidas margens.
- ii. A atualização monetária do ativo contratual reconhecida pela taxa implícita é estabelecida no início de cada projeto após a alocação das margens de construção e de operação. A taxa implícita que remunera o ativo de contrato varia entre 4% a.a. e 13% a.a..
- iii. O Grupo monitora o retorno dos seus investimentos de transmissão e atualmente a taxa nominal antes dos impostos esperada para seus projetos varia entre 12% a.a. e 16% a.a..

3.3 Instrumentos financeiros

- Ativos financeiros

Ativos financeiros são reconhecidos inicialmente na data em que foram originados ou na data da negociação em que o Grupo ou suas controladas se tornam uma das partes das disposições contratuais do instrumento. O desreconhecimento de um ativo financeiro ocorre quando os direitos contratuais aos respectivos fluxos de caixa do ativo expiram ou quando os riscos e benefícios da titularidade do ativo financeiro são transferidos.

Mensuração subsequente e ganhos e perdas:

Ativos financeiros mensurados a valor justo por meio do resultado (VJR): esses ativos são subsequentemente mensurados ao valor justo. O resultado líquido, incluindo juros ou receita de dividendos, é reconhecido no resultado.

Ativos financeiros a custo amortizado: estes ativos são mensurados de forma subsequente ao custo amortizado utilizando o método dos juros efetivos. O custo amortizado é reduzido por perdas por *impairment*. As receitas de juros, ganhos e perdas cambiais e *impairment* são reconhecidos no resultado. Qualquer ganho ou perda no desreconhecimento é reconhecido no resultado.

Instrumentos de dívida ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes (VJORA): esses ativos são mensurados de forma subsequente ao valor justo. Os resultados líquidos são reconhecidos em outros resultados abrangentes, com exceção dos rendimentos de juros calculados utilizando o método de juros efetivos, ganhos e perdas cambiais e *impairment* que devem ser reconhecidos no resultado. No momento do desreconhecimento, o efeito acumulado em outros resultados abrangentes é reclassificado para o resultado. O Grupo não detém ativos financeiros desta classificação.

Instrumentos patrimoniais ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes: esses ativos são mensurados de forma subsequente ao valor justo. Todas as variações são reconhecidas em outros resultados abrangentes e nunca serão reclassificadas para o resultado, exceto dividendos que são reconhecidos como ganho no resultado (a menos que o dividendo represente claramente uma recuperação de parte do custo do investimento). O Grupo não detém ativos financeiros desta classificação.

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

Custo amortizado: Um ativo financeiro é mensurado ao custo amortizado se atender ambas as condições a seguir e não for designado como mensurado ao VJR:

- o é mantido dentro de um modelo de negócios cujo objetivo seja manter ativos financeiros para receber fluxos de caixa contratuais; e
- o seus termos contratuais geram, em datas específicas, fluxos de caixa que são relativos somente ao pagamento de principal e juros sobre o valor principal em aberto.

Valor Justo por meio de Outros Resultados Abrangentes (VJORA): Um instrumento de dívida é mensurado ao VJORA se atender ambas as condições a seguir e não for designado como mensurado ao VJR:

- o é mantido dentro de um modelo de negócios cujo objetivo é atingido tanto pelo recebimento de fluxos de caixa contratuais quanto pela venda de ativos financeiros; e
- o seus termos contratuais geram, em datas específicas, fluxos de caixa que são apenas pagamentos de principal e juros sobre o valor principal em aberto.

No reconhecimento inicial de um investimento em um instrumento patrimonial que não seja mantido para negociação, o Grupo pode optar irrevogavelmente por apresentar alterações subsequentes no valor justo do investimento em outros resultados abrangentes, sendo essa escolha feita investimento por investimento.

Todos os ativos financeiros não classificados como mensurados ao custo amortizado ou ao VJORA, conforme descrito acima, são classificados como ao VJR. Isso inclui todos os ativos financeiros derivativos (vide nota 34). No reconhecimento inicial, o Grupo pode designar de forma irrevogável um ativo financeiro não derivativo que de outra forma atenda aos requisitos para ser mensurado ao custo amortizado ou ao VJORA como ao VJR se isso eliminar ou reduzir significativamente um descasamento contábil que de outra forma surgiria.

Avaliação do modelo de negócio:

O Grupo realiza uma avaliação do objetivo do modelo de negócios em que um ativo financeiro é mantido em carteira porque isso reflete melhor a maneira pela qual o negócio é gerido e as informações são fornecidas à Administração. As informações consideradas incluem as políticas e objetivos estipulados para a carteira e o funcionamento prático dessas políticas. Eles incluem a questão de saber se:

- a estratégia da Administração tem como foco a obtenção de receitas de juros contratuais, a manutenção de um determinado perfil de taxa de juros, a correspondência entre a duração dos ativos financeiros e a duração de passivos relacionados ou saídas esperadas de caixa, ou a realização de fluxos de caixa por meio da venda de ativos;
- como o desempenho da carteira é avaliado e reportado à Administração do Grupo;
- os riscos que afetam o desempenho do modelo de negócios (e o ativo financeiro mantido naquele modelo de negócios) e a maneira como aqueles riscos são gerenciados;
- como os gerentes do negócio são remunerados - por exemplo, se a remuneração é baseada no valor justo dos ativos geridos ou nos fluxos de caixa contratuais obtidos; e
- a frequência, o volume e o momento das vendas de ativos financeiros nos períodos anteriores, os motivos de tais vendas e suas expectativas sobre vendas futuras.

Os ativos financeiros mantidos para negociação ou gerenciados com desempenho avaliado com base no valor justo são mensurados ao valor justo por meio do resultado.

Avaliação sobre se os fluxos de caixa contratuais são somente pagamentos de principal e de juros:

Para fins dessa avaliação, o 'principal' é definido como o valor justo do ativo financeiro no reconhecimento inicial. Os 'juros' são definidos como uma contraprestação pelo valor do dinheiro no tempo e pelo risco de crédito associado ao valor principal em aberto durante um determinado período de tempo e pelos outros riscos

e custos básicos de empréstimos (por exemplo, risco de liquidez e custos administrativos), assim como uma margem de lucro.

O Grupo considera os termos contratuais do instrumento para avaliar se os fluxos de caixa contratuais são somente pagamentos do principal e de juros. Isso inclui a avaliação sobre se o ativo financeiro contém um termo contratual que poderia mudar o momento ou o valor dos fluxos de caixa contratuais de forma que ele não atenderia essa condição. Ao fazer essa avaliação, o Grupo considera:

- eventos contingentes que modifiquem o valor ou a época dos fluxos de caixa;
- termos que possam ajustar a taxa contratual, incluindo taxas variáveis;
- o pré-pagamento e a prorrogação do prazo; e
- os termos que limitam o acesso do Grupo a fluxos de caixa de ativos específicos (por exemplo, baseados na performance de um ativo).

Para as transações de compra e venda de energia realizada pelas controladas de comercialização, o Grupo mantém a política contábil definida conforme estratégia de negócios com instrumentos mensurados ao custo amortizado, os quais referem-se aos contratos já celebrados e ainda mantidos com a finalidade de recebimento ou entrega de energia de acordo com os requisitos esperados pelo grupo relacionados à compra ou venda. As transações geralmente são de longo prazo e nunca são liquidadas pelo valor líquido à vista ou por outro instrumento financeiro e, mesmo na eventualidade de algum contrato possuir flexibilização, a estratégia do portfólio do Grupo não é alterada por esta razão.

- Passivos financeiros

Passivos financeiros são reconhecidos inicialmente na data em que são originados ou na data de negociação em que o Grupo ou suas controladas se tornam parte das disposições contratuais do instrumento. As classificações dos passivos financeiros são como seguem:

- (i) Mensurados pelo valor justo por meio do resultado: são os passivos financeiros que sejam: (i) mantidos para negociação, (ii) designados ao valor justo com o objetivo de confrontar os efeitos do reconhecimento de receitas e despesas a fim de se obter informação contábil mais relevante e consistente ou (iii) derivativos. Estes passivos são registrados pelos respectivos valores justos, cujas mudanças são reconhecidas no resultado do exercício e qualquer alteração na mensuração subsequente dos valores justos que seja atribuível a alterações no risco de crédito do passivo é registrada contra outros resultados abrangentes.
- (ii) Mensurados ao custo amortizado: são os demais passivos financeiros que não se enquadram na classificação acima. São reconhecidos inicialmente pelo valor justo deduzido de quaisquer custos atribuíveis à transação e, posteriormente, registrados pelo custo amortizado através do método da taxa efetiva de juros.

Os ativos e passivos financeiros somente são compensados e apresentados pelo valor líquido quando existe o direito legal de compensação dos valores e haja a intenção de realizar o ativo e liquidar o passivo simultaneamente.

As classificações dos instrumentos financeiros (ativos e passivos) estão demonstradas na nota 34.

- Capital social

Ações ordinárias são classificadas como patrimônio líquido. Custos adicionais diretamente atribuíveis à emissão de ações e opções de ações são reconhecidos como dedução do patrimônio líquido, líquidos de quaisquer efeitos tributários.

3.4 Estoques

Os estoques são mensurados pelo menor valor entre o custo e o valor realizável líquido e são segregados em diferentes naturezas, de acordo com o CPC 16 / IAS 2. A valorização do custo dos estoques é feita pelo método do custo médio.

3.5 Imobilizado

Os ativos imobilizados são registrados ao custo de aquisição, construção ou formação e estão deduzidos da depreciação acumulada e, quando aplicável, pelas perdas acumuladas por redução ao valor recuperável. Incluem ainda quaisquer outros custos para colocar o ativo no local e em condição necessária para que estes estejam em condição de operar da forma pretendida pela Administração, os custos de desmontagem e de restauração do local onde estes ativos estão localizados e custos de empréstimos sobre ativos qualificáveis.

O custo de reposição de um componente do imobilizado é reconhecido caso seja provável que traga benefícios econômicos para as controladas e se o custo puder ser mensurado de forma confiável, sendo baixado o valor do componente repostado. Os custos de manutenção são reconhecidos no resultado conforme incorridos.

A depreciação é calculada linearmente, a taxas anuais variáveis de 2% a 20%, levando em consideração a vida útil estimada dos bens e a orientação do órgão regulador.

Os ganhos e perdas na alienação/baixa de um ativo imobilizado são apurados pela comparação dos recursos advindos da alienação com o valor residual do bem, e são reconhecidos líquidos dentro de outras receitas/despesas operacionais.

Os bens e instalações utilizados nas atividades de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, doados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização da ANEEL. A ANEEL, através da Resolução nº 20 de 3 de fevereiro de 1999, alterada pela Resolução Normativa ("REN") nº 691 de 8 de dezembro de 2015, dispensa as concessionárias do Serviço Público de Energia Elétrica de prévia anuência para desvinculação de bens considerados inservíveis à concessão, sendo o produto da alienação depositado em conta bancária vinculada para aquisição de novos bens vinculados aos serviços de energia elétrica.

3.6 Intangível e Ativo Contratual

Inclui os direitos que tenham por objeto bens incorpóreos como ágios, direito de exploração de concessões, software e servidão de passagem.

O ágio ("goodwill") resultante na aquisição de controladas é representado pela diferença entre o valor justo da contraprestação transferida pela aquisição de um negócio, somando a parcela dos acionistas não controladores, e o montante líquido do valor justo dos ativos e passivos da controlada adquirida.

O ágio é subsequentemente mensurado pelo custo, deduzido das perdas por redução ao valor recuperável acumuladas. Os ágios, bem como os demais ativos intangíveis de vida útil indefinida, se existirem, não estão sujeitos à amortização, sendo anualmente testados para verificar se os respectivos valores contábeis não superam os seus valores de recuperação.

Os deságios são registrados como ganhos no resultado do exercício quando da aquisição do negócio que os originou.

Nas demonstrações financeiras individuais, a mais valia dos ativos líquidos adquiridos em combinações de negócios é incluída ao valor contábil do investimento e sua respectiva amortização é classificada na demonstração do resultado individual na linha de "resultado de participações societárias" em atendimento ao ICPC 09 (R3). Nas demonstrações financeiras consolidadas este valor é apresentado como intangível e sua amortização é classificada na demonstração do resultado consolidado como "amortização de intangível de concessão" em outras despesas operacionais.

O ativo intangível que corresponde ao direito de exploração de concessões pode ter três origens distintas, fundamentadas pelos argumentos a seguir:

- (i) Adquiridos através de combinações de negócios: a parcela oriunda de combinações de negócios que corresponde ao direito de exploração da concessão amortizada linearmente.
- (ii) Investimentos na infraestrutura (aplicação do ICPC 01 (R1) e IFRIC 12 – Contratos de Concessão) em serviço: em função dos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica firmados pelas controladas, o ativo intangível registrado corresponde ao direito que os concessionários possuem de cobrar os usuários pelo uso da infraestrutura da concessão. Uma vez que o prazo para exploração é definido contratualmente, este ativo intangível de vida útil definida é amortizado pelo prazo de concessão de acordo com uma curva que reflita o padrão de consumo em relação aos benefícios econômicos esperados. Para mais informações vide nota 3.2.

Os itens que compõem a infraestrutura são vinculados diretamente à operação de distribuição de energia elétrica do Grupo e devem respeitar as mesmas regras regulatórias descritas no item 3.5.

- (iii) Uso do bem público: algumas concessões de geração foram concedidas mediante a contraprestação de pagamentos para a União a título de Uso do Bem Público. O registro desta obrigação na data da assinatura dos respectivos contratos, a valor presente, teve como contrapartida a conta de ativo intangível. Estes valores, capitalizados pelos juros incorridos da obrigação até a data de entrada em operação, estão sendo amortizados linearmente pelo período de cada concessão.

3.7 Redução ao valor recuperável (“impairment”)

- Ativos financeiros

O Grupo avalia a evidência de perda de valor para determinados recebíveis tanto no nível individualizado como no nível coletivo para todos os títulos significativos. Recebíveis que não são individualmente importantes são avaliados coletivamente quanto à perda de valor por agrupamento conjunto desses títulos com características de risco similares.

O Grupo reconhece provisões para perdas esperadas de crédito sobre: (i) ativos financeiros mensurados ao custo amortizado; (ii) investimentos de dívida mensurados ao VJORA, quando aplicável; e (iii) ativos de contrato.

O Grupo mensura a provisão para perda esperada, utilizando a abordagem simplificada de reconhecimento, em um montante igual à perda de crédito esperada para a vida inteira, exceto para os títulos de dívida com baixo risco de crédito na data do balanço, que são mensurados como perda de crédito esperada para 12 meses.

Ao determinar se o risco de crédito de um ativo financeiro aumentou significativamente desde o reconhecimento inicial e ao estimar as perdas de crédito esperadas, o Grupo considera uma abordagem simplificada de avaliação da inadimplência baseada em mensurar a perda esperada de um ativo financeiro equivalente às perdas de crédito esperadas para toda a vida de um ativo, contemplando informações razoáveis e passíveis de suporte que são relevantes e disponíveis sem custo ou esforço excessivo. Isso inclui informações e análises quantitativas e qualitativas, com base na experiência histórica do Grupo, na avaliação de crédito e considerando informações prospectivas (*forward-looking*).

O Grupo considera um ativo financeiro como em *default* quando o devedor não cumpriu com sua obrigação contratual de pagamento e é pouco provável que quite suas obrigações.

O Grupo utiliza uma matriz de provisões para a definição de um percentual de perda baseado em suas taxas de inadimplência historicamente observadas ao longo da vida estimada do contas a receber de clientes para estimar as perdas de créditos esperadas para toda a vida do ativo, onde o histórico de perdas é ajustado para considerar efeitos das condições atuais e suas previsões de condições futuras que não afetaram o período em que se baseiam os dados históricos.

A metodologia desenvolvida pelo Grupo resultou em um percentual de perda esperada para os títulos de consumidores, concessionárias e permissionárias que está aderente com o IFRS 9 / CPC 48 descrita como perda de crédito esperada (*Expected Credit Losses*), contemplando em um único percentual da probabilidade de perda, ponderada pela expectativa de perda e resultados possíveis, ou seja, contempla a chance de perda (“PD” - *Probability of Default*), exposição financeira no momento do não cumprimento (“EAD” - *Exposure At Default*) e a perda dada pela inadimplência (“LGD” - *Loss Given Default*).

Em cada data de balanço, o Grupo avalia se os ativos financeiros contabilizados pelo custo amortizado e os títulos de dívida mensurados ao VJORA, quando aplicável, estão com problemas de recuperação. Um ativo financeiro possui “problemas de recuperação” quando ocorrem um ou mais eventos com impacto prejudicial nos fluxos de caixa futuros estimados do ativo financeiro.

Evidência objetiva de que ativos financeiros tiveram problemas de recuperação inclui os seguintes dados observáveis:

- dificuldades financeiras significativas do emissor ou do mutuário;
- quebra de cláusulas contratuais;
- reestruturação de um valor devido ao Grupo em condições que não seriam aceitas em condições normais;
- a probabilidade que o devedor entrará em falência ou passará por outro tipo de reorganização financeira; ou
- o desaparecimento de mercado ativo para o título por causa de dificuldades financeiras.

As perdas por *impairment* relacionadas a consumidores, concessionárias e permissionárias reconhecidas em ativos financeiros e outros recebíveis, incluindo ativos contratuais, são registradas no resultado do exercício.

- Ativos não financeiros

Os ativos não financeiros com vida útil indefinida, como o ágio (“*goodwill*”), são testados anualmente para a verificação se seus valores contábeis não superam os respectivos valores de realização. Os demais ativos sujeitos à amortização são submetidos ao teste de *impairment* sempre que eventos ou mudanças nas circunstâncias indiquem que o valor contábil possa não ser recuperável.

O valor da perda corresponderá ao excesso do valor contábil comparado ao valor recuperável do ativo, representado pelo maior valor entre (i) o seu valor justo, líquido dos custos de venda do bem, ou (ii) o seu valor em uso.

Os ativos (ex: ágio, intangível de concessão) são segregados e agrupados nos menores níveis existentes para os quais existam fluxos de caixa identificáveis (Unidade Geradora de Caixa – “UGC”). Caso seja identificável uma perda ao valor recuperável, a respectiva perda é registrada na demonstração do resultado. Exceto pelo ágio, em que a perda não pode ser revertida no período subsequente, caso exista, também é realizada uma análise para possível reversão do *impairment*.

3.8 Provisões

As provisões são reconhecidas em função de um evento passado quando há uma obrigação legal ou construtiva que possa ser estimada de maneira confiável e se for provável (mais provável que sim do que não) a exigência de um recurso econômico para liquidar esta obrigação. Quando aplicável, as provisões são apuradas através do desconto dos fluxos de desembolso de caixa futuros esperados a uma taxa que considera as avaliações atuais de mercado e os riscos específicos para o passivo.

3.9 Benefícios a empregados

Algumas controladas possuem benefícios pós-emprego e planos de pensão, sendo consideradas patrocinadoras destes planos. Apesar dos planos possuírem particularidades, têm as seguintes características:

- Plano de Contribuição Definida: plano de benefícios pós-emprego pelo qual a Patrocinadora paga contribuições fixas para uma entidade separada, não possuindo qualquer responsabilidade sobre as insuficiências atuariais desse plano. As obrigações são reconhecidas como despesas no resultado do exercício em que os serviços são prestados.
- Plano de Benefício Definido: A obrigação líquida é calculada pela diferença entre o valor presente da obrigação atuarial obtida através de premissas, estudos biométricos e taxas de juros condizentes com os rendimentos de mercado, e o valor justo dos ativos do plano na data do balanço. A obrigação atuarial é anualmente calculada por atuários independentes, sob responsabilidade da Administração, através do método da unidade de crédito projetada. Os ganhos e perdas atuariais são reconhecidos em outros resultados abrangentes, conforme ocorrem. Os juros líquidos (receita ou despesa) são calculados aplicando a taxa de desconto no início do período ao valor líquido do passivo ou ativo de benefício definido. O registro de custos de serviços passados, quando aplicável, é efetuado imediatamente no resultado.

Para os casos em que o plano se torne superavitário e exista a necessidade de reconhecimento de um ativo, tal reconhecimento é limitado ao valor presente dos benefícios econômicos disponíveis na forma de reembolsos ou reduções futuras nas contribuições ao plano.

3.10 Dividendo e juros sobre capital próprio

De acordo com a legislação brasileira, o Grupo é requerido a distribuir a parcela realizada do lucro estabelecida no Estatuto Social como dividendo obrigatório, não podendo este ser inferior a 25% do lucro ajustado nos termos do inciso I do artigo 202 da lei 6404/76, ou se o Estatuto for omissivo, distribuir metade do lucro ajustado conforme mesmo inciso supramencionado. Apenas o dividendo mínimo obrigatório pode ser provisionado no passivo, já o dividendo declarado ainda não aprovado só deve ser reconhecido como passivo nas demonstrações financeiras após aprovação pelo órgão competente. Desta forma, os montantes excedentes ao dividendo mínimo obrigatório, conforme rege a Lei 6.404/76, são mantidos no patrimônio líquido, em conta de dividendo adicional proposto, em virtude de não atenderem aos critérios de obrigação presente na data das demonstrações financeiras.

Em 21 de maio de 2019, atualizada em 16 de dezembro de 2021, o Conselho de Administração do Grupo aprovou uma Política de Dividendos que estabelece a distribuição de dividendo anual pelo Grupo de, no mínimo, 50% do lucro líquido ajustado de acordo com a Lei 6.404/76. Esta política estabelece fatores que influenciam nos valores das distribuições, tais como a condição financeira do Grupo, perspectivas futuras, condições macroeconômicas, revisões e reajustes tarifários, mudanças regulatórias e a estratégia de crescimento do Grupo. Também destaca que certas obrigações constantes dos contratos financeiros podem

limitar o valor a ser distribuído. A política aprovada possui natureza meramente indicativa, com o objetivo de sinalizar ao mercado o tratamento que o Grupo pretende dispensar à distribuição de dividendos, possuindo, portanto, caráter programático e não vinculativo ao Grupo ou a seus órgãos sociais.

Conforme definido no Estatuto Social do Grupo e em consonância com a legislação societária vigente, compete ao Conselho de Administração a declaração de dividendo e juros sobre capital próprio intermediários apurados através de balanço semestral. A declaração destes montantes na data base 30 de junho, quando houver, só é reconhecida como um passivo nas demonstrações financeiras do Grupo após a data de deliberação do Conselho de Administração.

Os juros sobre capital próprio recebem o mesmo tratamento do dividendo e também estão demonstrados na mutação do patrimônio líquido. O imposto de renda retido na fonte sobre os juros sobre capital próprio é sempre contabilizado a débito no patrimônio líquido em contrapartida ao passivo no momento de sua deliberação, mesmo que ainda não aprovado, por atenderem o critério de obrigação no momento da proposição pela Administração.

3.11 Reconhecimento de receita

A receita operacional do curso normal das atividades das controladas é medida pela contraprestação recebida ou a receber. A receita operacional é reconhecida quando representar a transferência (ou promessa) de bens ou serviços a clientes de forma a refletir a consideração de qual montante espera trocar por aqueles bens ou serviços.

O IFRS 15 / CPC 47 estabelece um modelo para o reconhecimento da receita que considera cinco etapas: (i) identificação do contrato com o cliente; (ii) identificação da obrigação de desempenho definida no contrato; (iii) determinação do preço da transação; (iv) alocação do preço da transação às obrigações de desempenho do contrato e (v) reconhecimento da receita se e quando a empresa cumprir as obrigações de desempenho.

Desta forma, a receita é reconhecida somente quando (ou se) a obrigação de desempenho for cumprida, ou seja, quando o “controle” dos bens ou serviços de uma determinada operação é efetivamente transferido ao cliente.

A receita de distribuição de energia elétrica é reconhecida no momento em que a energia é fornecida. As controladas de distribuição de energia efetuam a leitura do consumo de seus clientes baseada em uma rotina de leitura (calendarização e rota de leitura) e faturam mensalmente o consumo de MWh baseadas nas leituras realizadas para cada consumidor individual. Como resultado, uma parte da energia distribuída ao longo do mês não é faturada ao final de cada mês, e, conseqüentemente uma estimativa é desenvolvida pela Administração e registrada como “Não Faturado”. Essa estimativa de receita não faturada é calculada utilizando como base o volume total de energia de cada distribuidora disponibilizado no mês e o índice anualizado de perdas técnicas e comerciais.

A receita proveniente da venda da geração de energia é registrada com base na obrigação de desempenho que é atendida com base no valor da energia assegurada e com tarifas especificadas nos termos dos contratos de fornecimento ou no preço de mercado em vigor, conforme o caso.

A receita de comercialização de energia é registrada no momento em que a obrigação de desempenho é atendida, ou seja, quando ocorre a entrega da energia dos contratos bilaterais firmados com agentes de mercado e devidamente registrados na CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

A receita referente à prestação de serviços é registrada no momento em que a obrigação de desempenho é satisfeita no decorrer da prestação do serviço, regida por contrato de prestação de serviços entre as partes.

As receitas dos contratos de construção são reconhecidas com a satisfação da obrigação de desempenho ao longo do tempo, considerando o atendimento de um dos critérios abaixo:

- (a) o cliente recebe e consome simultaneamente os benefícios gerados pelo desempenho por parte da entidade à medida que a entidade efetiva o desempenho;
- (b) o desempenho por parte da entidade cria ou melhora o ativo (por exemplo, produtos em elaboração) que o cliente controla à medida que o ativo é criado ou melhorado;
- (c) o desempenho por parte da entidade não cria um ativo com uso alternativo para a entidade e a entidade possui direito executável (*enforcement*) ao pagamento pelo desempenho concluído até a data presente.

As receitas das transmissoras, reconhecidas como receita operacional, são:

- o Receita de construção: Refere-se aos serviços de construção das instalações de transmissão de energia elétrica. São reconhecidos conforme o estágio de conclusão das obras.

- o Componente de financiamento: Refere-se aos juros reconhecidos mensalmente pelo regime de competência com base na taxa implícita aplicada sobre o montante a receber da receita de construção.
- o Receita de operação e manutenção: Refere-se aos serviços de operação e manutenção das instalações de transmissão de energia elétrica visando a não interrupção da disponibilidade dessas instalações reconhecidos mensalmente pelo regime de competência.

Não existe consumidor que isoladamente represente 10% ou mais do total do faturamento do Grupo.

3.12 Imposto de Renda e Contribuição Social

As despesas de imposto de renda e contribuição social são calculadas e registradas conforme legislação vigente e incluem os impostos corrente e diferido. Os impostos sobre a renda são reconhecidos na demonstração do resultado, exceto para os casos em que estiverem diretamente relacionados a itens registrados diretamente no patrimônio líquido ou no resultado abrangente, nos quais já são reconhecidos a valores líquidos destes efeitos fiscais, e os decorrentes de contabilização inicial em combinações de negócios.

O imposto corrente é o imposto a pagar ou a receber/compensar esperado sobre o lucro ou prejuízo tributável do exercício que reflete as incertezas relacionadas a sua apuração, se houver. O imposto diferido é reconhecido com relação às diferenças temporárias entre os valores contábeis de ativos e passivos para fins contábeis e os correspondentes valores usados para fins de tributação e para prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social e reflete a incerteza relacionada ao tributo sobre o lucro, se houver.

Determinadas controladas registraram em suas demonstrações financeiras os efeitos dos créditos de imposto de renda e contribuição social diferidos sobre prejuízos fiscais, bases negativas da contribuição social e diferenças temporariamente indedutíveis, suportados por previsão de geração futura de bases tributáveis de imposto de renda e contribuição social. As controladas registraram, também, créditos fiscais referentes ao benefício dos intangíveis incorporados, os quais estão sendo amortizados linearmente pelo prazo remanescente de cada contrato de concessão.

Os ativos e passivos fiscais diferidos são compensados caso haja um direito legal de compensar passivos e ativos fiscais correntes, e eles se relacionam a tributos lançados pela mesma autoridade tributária sobre a mesma entidade sujeita à tributação.

Ativos de imposto de renda e contribuição social diferidos são revisados anualmente e são reduzidos na medida em que sua realização não seja mais provável.

3.13 Resultado por ação

O resultado por ação básico é calculado por meio do resultado do exercício atribuível aos acionistas controladores e a média ponderada das ações em circulação no respectivo exercício. O resultado por ação diluído é calculado por meio do resultado do exercício atribuível aos acionistas controladores, ajustado pelos efeitos dos instrumentos que potencialmente impactariam o resultado do exercício e pela média das ações em circulação, ajustada pelos instrumentos potencialmente conversíveis em ações, com efeito diluidor, nos exercícios apresentados, nos termos do CPC 41/IAS 33.

3.14 Subvenção governamental - CDE

As subvenções governamentais somente são reconhecidas quando houver razoável segurança de que esses montantes serão recebidos pelo Grupo. São registradas no resultado dos exercícios nos quais o Grupo reconhece como receita os descontos concedidos relacionados à subvenção baixa renda, outros descontos tarifários, bem como os subsídios referente os valores recebidos para compensar o Grupo por despesas incorridas (Aporte CDE – baixa renda e demais subsídios tarifários - nota 26.3).

As subvenções recebidas referentes à compensação de descontos concedidos têm a finalidade de oferecer suporte financeiro imediato nos termos do CPC 07 (IAS 20).

As subvenções que visam compensar o Grupo por despesas incorridas são registradas em uma base sistemática durante os períodos em que as despesas correlatas são incorridas, a menos que as condições para o recebimento da subvenção sejam atendidas após o reconhecimento das despesas relacionadas. Nesse caso, a subvenção é reconhecida quando se torna recebível.

3.15 Ativo e passivo financeiro setorial

Conforme modelo tarifário, as tarifas de energia elétrica das distribuidoras devem considerar uma receita capaz de garantir o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, estando as concessionárias e permissionárias autorizadas a cobrar de seus consumidores (após revisão e homologação pela ANEEL): (i) reajuste tarifário anual; e (ii) a cada quatro anos ou cinco anos, de acordo com cada concessão, a revisão periódica para efeito de recomposição de parte da Parcela B (custos gerenciáveis), e ajuste da Parcela A (custos não gerenciáveis).

A receita das distribuidoras é, basicamente, composta pela venda da energia elétrica e pela entrega (transporte) da mesma através do uso da infraestrutura (rede) de distribuição. As receitas das concessionárias são afetadas pelo volume de energia entregue e pela tarifa. A tarifa de energia elétrica é composta por duas parcelas que refletem a composição da sua receita:

- o **Parcela A** (custos não gerenciáveis): esta parcela deve ser neutra em relação ao desempenho da entidade, ou seja, os custos incorridos pelas distribuidoras, classificáveis como Parcela A, são integralmente repassados ao consumidor ou suportados pelo Poder Concedente; e
- o **Parcela B** (custos gerenciáveis): composta pelos gastos com investimento em infraestrutura, gastos com a operação e a manutenção e pela remuneração aos provedores de capital. Essa parcela é aquela que efetivamente afeta o desempenho da entidade, pois possui risco intrínseco de negócios por não haver garantia de neutralidade tarifária para essa parte.

Esse mecanismo de definição de tarifa pode originar diferença temporal que decorre da diferença entre os custos previstos (Parcela A e outros componentes financeiros) e incluídos na tarifa no início do período tarifário, e aqueles que são efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa. Essa diferença constitui um direito a receber pela concessionária nos casos em que os custos previstos e incluídos na tarifa são inferiores aos custos efetivamente incorridos, ou uma obrigação quando os custos previstos e incluídos na tarifa são superiores aos custos efetivamente incorridos.

3.16 Arrendamentos

Com a adoção do IFRS 16 (CPC 06 (R2)) – o Grupo passou a reconhecer um ativo de direito de uso e um passivo de arrendamento na data de início do arrendamento. O passivo de arrendamento é mensurado inicialmente pelo valor presente dos pagamentos de aluguéis que não foram pagos na data de transição, descontados usando a taxa incremental, uma taxa nominal fixa baseada no endividamento do Grupo.

O prazo do arrendamento equivale ao período mínimo não cancelável dos contratos e o Grupo não adiciona ao prazo do arrendamento os períodos cobertos por uma opção de renovação, exceto nos casos em que o Grupo ou a controlada esteja razoavelmente certa de que a opção de renovação será exercida. O ativo de direito de uso é mensurado inicialmente ao custo, que compreende o valor da mensuração inicial do passivo de arrendamento e, quando aplicável, ajustado para quaisquer pagamentos de arrendamento efetuados de forma antecipada, custos diretos iniciais incorridos, estimativas de custo para desmontagem e remoção e incentivos recebidos.

O ativo de direito de uso é subsequentemente amortizado pelo mesmo método de depreciação/amortização aplicado para itens similares do ativo imobilizado e/ou intangível de direito de concessão (distribuidoras) e, se aplicável, também será reduzido por perdas por redução ao valor recuperável. O Grupo remensura o passivo de arrendamento se houver uma alteração no prazo do arrendamento ou se houver alteração nos pagamentos futuros de arrendamento resultante de alteração no índice ou na taxa utilizada para determinar esses pagamentos, reconhecendo o valor da remensuração do passivo de arrendamento como ajuste ao ativo de direito de uso.

3.17 Combinação de negócios

Combinações de negócios, quando ocorrem, são registradas utilizando o método da aquisição quando o conjunto de atividades e ativos adquiridos atende à definição de um negócio e o controle é transferido para o Grupo. Ao determinar se um conjunto de atividades e ativos é um negócio, o Grupo avalia se o conjunto de ativos e atividades adquiridos inclui, no mínimo, um *input* e um processo substantivo que juntos contribuam, significativamente, para a capacidade de gerar *output*.

O Grupo tem a opção de aplicar um "teste de concentração" que permite uma avaliação simplificada se um conjunto de atividades e ativos adquiridos não é um negócio. O teste de concentração opcional é atendido se, substancialmente, todo o valor justo dos ativos brutos adquiridos estiver concentrado em um único ativo identificável ou grupo de ativos identificáveis similares.

A contrapartida transferida em uma combinação de negócios é geralmente mensurada pelo valor justo, que é calculada pela soma dos valores justos dos ativos transferidos, dos passivos incorridos na data de aquisição para os antigos controladores da adquirida e das participações emitidas pelo Grupo e controladas em troca do controle da adquirida. Os custos relacionados à aquisição são reconhecidos no resultado, quando incorridos.

Na data da aquisição, ativos e passivos são reconhecidos pelo valor justo, exceto por: (i) tributos diferidos, (ii) benefícios a empregados e (iii) transações com pagamento baseado em ações.

As participações dos acionistas não controladores poderão ser inicialmente mensuradas pelo valor justo ou com base na parcela proporcional das participações de acionistas não controladores nos valores

reconhecidos dos ativos líquidos identificáveis da adquirida. A seleção do método de mensuração é feita transação a transação.

A diferença líquida positiva, se houver, entre a contraprestação transferida, somada à parcela dos acionistas não controladores, e o valor justo dos ativos identificados (incluindo ativo intangível de exploração da concessão) e passivos assumidos líquidos, na data da aquisição, é registrada como ágio ("goodwill"). Em caso de diferença líquida negativa, uma compra vantajosa é identificada e o ganho é registrado na demonstração de resultado do exercício, na data da aquisição.

3.18 Base de consolidação

(i) Combinações de negócios

O Grupo mensura o ágio como o valor justo da contraprestação transferida incluindo o valor reconhecido de qualquer participação de não-controladores no grupo adquirida, deduzindo o valor justo reconhecido dos ativos e passivos assumidos identificáveis, todos mensurados na data da aquisição.

(ii) Controladas, empreendimentos controlados em conjunto e coligadas

As demonstrações financeiras de controladas são incluídas nas demonstrações financeiras consolidadas a partir da data em que o controle se inicia até a data em que deixa de existir. Para os empreendimentos controlados em conjunto (*joint venture*), este registro se dá por meio do método de equivalência patrimonial a partir do momento em que o controle compartilhado se inicia. Para as coligadas o registro é no momento da aquisição da participação.

As políticas contábeis das controladas e dos empreendimentos controlados em conjunto consideradas na consolidação e/ou equivalência patrimonial, conforme o caso, estão alinhadas com as políticas contábeis adotadas pelo Grupo.

Nas demonstrações financeiras individuais da controladora as informações financeiras de controladas e de empreendimentos controlados em conjunto são reconhecidas através do método de equivalência patrimonial. Nas demonstrações financeiras consolidadas, as informações dos empreendimentos controlados em conjunto são reconhecidas através do método de equivalência patrimonial.

As demonstrações financeiras consolidadas abrangem os saldos e transações do Grupo e de suas controladas. Os saldos e transações de ativos, passivos, receitas e despesas foram consolidados integralmente para as controladas. Anteriormente à consolidação com as demonstrações financeiras do Grupo, as demonstrações financeiras das controladas CPFL Geração, CPFL Brasil, Jaguari Geração, CPFL Renováveis e CPFL Transmissão são consolidadas integralmente com as de suas respectivas controladas.

Saldos e transações entre empresas do Grupo, e quaisquer receitas ou despesas derivadas destas transações são eliminados na preparação das demonstrações financeiras consolidadas. Ganhos não realizados oriundos de transações com companhias investidas são eliminados na proporção da participação do Grupo na controlada, se aplicável. Ganhos não realizados oriundos de transações com investidas registradas por equivalência patrimonial são eliminados contra o investimento na proporção da participação do Grupo na investida. Prejuízos não realizados são eliminados da mesma maneira como são eliminados os ganhos não realizados, mas somente até o ponto em que não haja evidência de perda por redução ao valor recuperável.

Para controladas, a parcela relativa aos acionistas não controladores está destacada no patrimônio líquido e nas demonstrações do resultado e resultado abrangente em cada exercício apresentado.

Os saldos dos empreendimentos controlados em conjunto, bem como o percentual de participação do Grupo em cada um deles, está descrito na nota 13.9.

(iii) Aquisição de participação de acionistas não-controladores

É registrada como transação entre acionistas. Consequentemente, nenhum ganho ou ágio é reconhecido como resultado de tal transação.

3.19 Mudanças nas principais políticas contábeis

No exercício corrente, o Grupo aplicou alterações às normas contábeis internacionais emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB), bem como orientações técnicas emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC), que se tornaram obrigatórias para períodos iniciados em ou após 1º de janeiro de 2025. A adoção dessas alterações não teve impacto material nas divulgações ou nos valores apresentados nas demonstrações financeiras do Grupo.

Entre as principais mudanças, destacam-se as alterações à IAS 21, que especificam como avaliar se uma moeda é conversível e como determinar a taxa de câmbio quando não for, e a adoção da orientação técnica

OCPC 10, que estabelece diretrizes para o tratamento contábil de créditos de carbono (tCO₂e), permissões de emissão (allowances) e créditos de descarbonização (CBIO) das entidades atuantes no mercado brasileiro.

Outras novas normas também entraram em vigor a partir de 1º de janeiro de 2025, mas não afetaram materialmente as demonstrações financeiras do Grupo.

3.20 Novas normas e interpretações ainda não efetivas

Novas normas, emendas às normas e interpretações IFRS foram emitidas pelo IASB e ainda não entraram em vigor para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2025. O Grupo não adotou essas alterações de forma antecipada na preparação destas demonstrações financeiras:

(a) IFRS 18: Apresentação e divulgação nas demonstrações financeiras

Em abril de 2024, o IASB emitiu o IFRS 18, que substitui o IAS 1 (equivalente ao CPC 26 (R1) – Apresentação de Demonstrações Financeiras). O IFRS 18 introduz novos requisitos para apresentação dentro da demonstração do resultado do exercício, incluindo totais e subtotais especificados. Além disso, as entidades serão obrigadas a classificar todas as receitas e despesas dentro da demonstração do resultado do exercício entre cinco categorias: operacional, investimento, financiamento, impostos de renda e operações descontinuadas.

A norma também exige a divulgação de medidas de desempenho definidas pela Administração, subtotais de receitas e despesas, e inclui novos requisitos para agregação e desagregação de informações financeiras com base nas funções identificadas das demonstrações financeiras primárias e das notas explicativas.

Alterações de escopo restrito foram feitas ao IAS 7 (equivalente ao CPC 03 (R2) – Demonstração dos Fluxos de Caixa), incluindo a alteração do ponto de partida para determinar os fluxos de caixa das operações pelo método indireto, de “lucro ou prejuízo do período” para “lucro ou prejuízo operacional”, e a remoção da opcionalidade à classificação dos fluxos de caixa de dividendos e juros.

O IFRS 18 e as alterações nas outras normas entrarão em vigor para períodos iniciados em ou após 1º de janeiro de 2027, com aplicação antecipada permitida e devendo ser divulgada, embora no Brasil a adoção antecipada não seja permitida. O IFRS 18 será aplicado retrospectivamente.

O Grupo está atualmente avaliando os impactos que as alterações terão nas demonstrações financeiras e suas respectivas notas explicativas a partir da data de adoção.

(b) IFRS 19: subsidiárias sem responsabilidade pública: divulgações

Em maio de 2024, o IASB emitiu o IFRS 19, que permite que entidades elegíveis optem por aplicar seus requisitos de divulgação reduzidos enquanto ainda aplicam os requisitos de reconhecimento, mensuração e apresentação em outros padrões contábeis IFRS.

Para ser elegível, no final do período, uma entidade deve: (i) ser uma controlada conforme definido no IFRS 10 (CPC 36 (R3) – Demonstrações Consolidadas), (ii) não possuir títulos públicos e (iii) ter uma controladora (final ou intermediária) que prepare demonstrações financeiras consolidadas publicadas em conformidade com os padrões contábeis IFRS.

O IFRS 19 entrará em vigor para períodos de relatório iniciados em ou após 1º de janeiro de 2027, com aplicação antecipada permitida.

Com base em uma análise preliminar, a Companhia entende não estar abrangida no escopo desse pronunciamento.

(c) Alterações ao IFRS 9 e IFRS 7 – Classificação e Mensuração de Instrumentos Financeiros

Em maio de 2024, o IASB emitiu alterações ao IFRS 9 e IFRS 7 que introduzem modificações relevantes aos requisitos de classificação, mensuração e divulgação de instrumentos financeiros. Entre as principais alterações estão: (i) esclarecimento sobre a baixa de passivos financeiros na “data de liquidação” e introdução de uma opção de política contábil para dar baixa em passivos financeiros liquidados por meio de sistemas eletrônicos de pagamento antes da data de liquidação; (ii) orientação adicional sobre avaliação de fluxos de caixa contratuais de ativos financeiros com características ESG; (iii) esclarecimentos sobre características sem direito de regresso e instrumentos contratualmente vinculados; e (iv) novos requisitos de divulgação para instrumentos financeiros com características contingentes e para instrumentos patrimoniais mensurados ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes.

As alterações entram em vigor para períodos iniciados em ou após 1º de janeiro de 2026, sendo permitida a adoção antecipada.

Não se espera impacto material sobre as demonstrações financeiras do Grupo.

(d) Alterações ao IFRS 9 e IFRS 7 – Contratos que fazem referência à eletricidade cuja geração depende de condições naturais

Em dezembro de 2024, o IASB emitiu alterações ao IFRS 9 e IFRS 7 relacionadas a contratos que fazem referência à eletricidade dependente de condições naturais. As alterações ajustam os requisitos de “uso próprio”, permitem a utilização desses contratos como instrumentos de hedge em determinadas circunstâncias e introduzem novos requisitos de divulgação.

As alterações entram em vigor para períodos iniciados em ou após 1º de janeiro de 2026, sendo permitida a adoção antecipada.

Não se espera impacto material sobre as demonstrações financeiras do Grupo.

(e) Melhorias Anuais às Normas Contábeis IFRS – Volume 11

Em julho de 2024, o IASB emitiu alterações pontuais em normas como IFRS 1, IFRS 7, IFRS 9, IFRS 10 e IAS 7, com o objetivo de melhorar a consistência e clareza das normas. As alterações entram em vigor para períodos iniciados em ou após 1º de janeiro de 2026, sendo permitida a adoção antecipada.

Não se espera impacto material sobre as demonstrações financeiras do Grupo.

(4) DETERMINAÇÃO DO VALOR JUSTO

Diversas políticas e divulgações contábeis do Grupo exigem a determinação do valor justo, tanto para os ativos e passivos financeiros como para os não financeiros. Os valores justos têm sido apurados para propósitos de mensuração e/ou divulgação baseados nos métodos a seguir. Quando aplicável, as informações adicionais sobre as premissas utilizadas na apuração dos valores justos são divulgadas nas notas específicas àquele ativo ou passivo.

O Grupo determinou o valor justo como o valor pelo qual um ativo pode ser negociado, ou um passivo liquidado, entre partes interessadas, conhecedoras do negócio e independentes entre si, com a ausência de fatores que pressionem para a liquidação da transação ou que caracterizem uma transação compulsória.

- Imobilizado, intangível e ativo contratual

O valor justo dos itens do ativo imobilizado, do intangível e do ativo contratual é baseado na abordagem de mercado e nas abordagens de custos através de preços de mercado cotados para itens semelhantes, quando disponíveis, e custo de reposição quando apropriado.

- Instrumentos financeiros

Os instrumentos financeiros reconhecidos a valores justos são valorizados através da cotação em mercado ativo para os respectivos instrumentos, ou quando tais preços não estiverem disponíveis, são valorizados através de modelos de precificação, aplicados individualmente para cada transação, levando em consideração os fluxos futuros de pagamento, com base nas condições contratuais, descontados a valor presente por taxas obtidas através das curvas de juros de mercado, tendo como base, sempre que disponível, informações obtidas pelo site da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão e Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais - ANBIMA (nota 34) e também contempla a taxa de risco de crédito da parte devedora.

O direito à indenização que será paga pela União no momento da reversão dos ativos das concessionárias de distribuição, ao final do seu prazo de concessão são classificados como mensurados a valor justo por meio do resultado. A metodologia adotada para valorização a valor justo destes ativos tem como ponto de partida o processo de revisão tarifária das distribuidoras. Este processo, realizado a cada quatro ou cinco anos, de acordo com cada concessionária, consiste na avaliação ao valor novo de reposição da infraestrutura de distribuição, conforme critérios estabelecidos pelo órgão regulador (“ANEEL”). Esta base de avaliação também é utilizada para estabelecer a tarifa das distribuidoras que anualmente, até o momento do próximo processo de revisão tarifária, é reajustada tendo como parâmetro os principais índices de inflação.

Desta forma, no momento da revisão tarifária, cada concessionária de distribuição ajusta a posição do ativo financeiro base para indenização aos valores homologados pelo órgão regulador e utiliza o IPCA como melhor estimativa para ajustar o valor original até o próximo processo de revisão tarifária.

(5) CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
Saldos bancários	130	183	98.072	205.831
Aplicações financeiras	29.186	191.355	2.131.248	1.767.570
Aplicação de curtíssimo prazo (a)	-	-	20.002	19.299
Títulos de crédito privado (b)	8.311	191.349	1.496.446	1.643.441
Fundos de investimento (c)	20.876	6	614.801	104.830
Total	29.316	191.538	2.229.320	1.973.401

- a) Saldos bancários disponíveis em conta corrente que são remunerados diariamente através de aplicações em Certificados de Depósitos Bancários (“CDBs”) e remuneração equivalente, na média de 30% em 31 de dezembro de 2025 da variação do Certificado de Depósito Interbancário (“CDI”) (30% da variação do CDI em 31 de dezembro de 2024)
- b) Corresponde a operações de curto prazo em: (i) CDBs no montante de R\$ 958.256 (R\$ 637.837 em 31 de dezembro de 2024), e (ii) operações compromissadas em debêntures no montante de R\$ 538.190 (R\$ 1.009.360 em 31 de dezembro de 2024). Todas estas operações possuem liquidez diária, vencimento de curto prazo, baixo risco de crédito e remuneração equivalente, na média, a 100,25% do CDI (100,4% do CDI em 31 de dezembro de 2024).
- c) Representa valores aplicados em fundos com alta liquidez e remuneração equivalente, na média de 99,21% do CDI (99,5% do CDI em 31 de dezembro de 2024), tendo como características aplicações pós-fixadas em CDI lastreadas em títulos públicos federais, CDBs e operações compromissadas lastreadas em títulos de terceiros de instituições financeiras de grande porte com baixo risco de crédito e vencimento de curto prazo.

(6) TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

	Consolidado	
	31/12/2025	31/12/2024
Através de fundos de investimentos (a)	665.059	1.391.363
Aplicação direta (b)	10.703	182.290
Total	675.762	1.573.654

- (a) Representa valores aplicados em títulos da dívida pública, Letra Financeira (“LF”) e Letra Financeira do Tesouro (“LFT”), através de cotas de fundos de investimento, cuja remuneração equivalente, na média de 99,21% do CDI (99,5% do CDI em 31 de dezembro de 2024).
- (b) Representa principalmente investimentos diretos em Notas do Tesouro Nacional, Série B (NTN-B), com remuneração de IPCA + 6% ao ano. Em 31 de dezembro de 2024, representava principalmente títulos sem liquidez imediata com remuneração equivalente de 102,41% do CDI.

(7) CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS

No consolidado, o saldo é oriundo, principalmente, das atividades de fornecimento de energia elétrica, cuja composição em 31 de dezembro de 2025 e 2024, é como segue:

	Saldos vincendos	Vencidos		Total	
		até 90 dias	> 90 dias	31/12/2025	31/12/2024
Circulante					
Classes de consumidores					
Residencial	1.359.781	802.801	151.527	2.314.108	2.151.371
Industrial	119.388	67.571	92.326	279.286	286.634
Comercial	291.308	115.520	71.395	478.223	473.420
Rural	114.732	43.116	23.140	180.988	168.638
Poder público	98.183	20.601	12.231	131.015	132.831
Iluminação pública	102.374	12.464	3.644	118.481	119.255
Serviço público	69.573	23.832	10.728	104.133	137.396
Faturado	2.155.338	1.085.904	364.990	3.606.233	3.469.545
Não faturado	1.763.858	-	-	1.763.858	1.455.332
Parcelamento de débito de consumidores	156.913	53.151	66.826	276.890	298.388
Operações realizadas na CCEE	236.664	4.918	6.344	247.926	175.243
Concessionárias e permissionárias	731.631	7.898	39.512	779.041	885.379
Outros	43.524	-	-	43.524	49.683
	5.087.928	1.151.871	477.672	6.717.472	6.333.570
Provisão para créditos de liquidação duvidosa				(473.013)	(449.676)
Total				6.244.460	5.883.894
Não circulante					
Parcelamento de débito de consumidores	115.772	-	-	115.772	145.981
Energia Livre	11.642	-	-	11.642	10.184
Operações realizadas na CCEE	5.688	-	-	5.688	30.206
	133.102	-	-	133.102	186.371

Parcelamento de débitos de consumidores - Refere-se à negociação de créditos vencidos junto a consumidores das classes residencial, comercial, industrial, rural e poder público. As regras de parcelamento seguem as políticas internas da CPFL.

Concessionárias e permissionárias - Refere-se, basicamente, a saldos a receber decorrentes do suprimento de energia elétrica a outras concessionárias e permissionárias, efetuados, principalmente, pelas controladas CPFL Brasil e CPFL Renováveis e encargos de uso da rede pela controlada CPFL Transmissão.

Provisão para créditos de liquidação duvidosa ("PCLD")

A provisão para créditos de liquidação duvidosa é constituída com base na perda esperada, utilizando a abordagem simplificada de reconhecimento, baseada em histórico e probabilidade futura de inadimplência. O detalhamento da metodologia de provisão está descrito na nota 34 (f).

A movimentação da provisão para créditos de liquidação duvidosa está demonstrada a seguir:

	Consumidores, concessionárias e permissionárias	Outros ativos (nota 12)	Total
Saldo em 31/12/2023	(401.822)	(38.378)	(440.200)
Provisão revertida (constituída) líquida	(569.569)	664	(568.905)
Recuperação de receita	152.097	-	152.097
Baixa de contas a receber provisionadas	369.618	3.610	373.230
Saldo em 31/12/2024	(449.676)	(34.103)	(483.779)
Provisão revertida (constituída) líquida	(557.752)	(14.633)	(572.386)
Recuperação de receita	211.132	-	211.132
Baixa de contas a receber provisionadas	323.283	5.085	328.369
Saldo em 31/12/2025	(473.013)	(43.651)	(516.664)
Circulante	(473.013)	(43.651)	(516.664)

(8) TRIBUTOS A COMPENSAR

	Consolidado	
	31/12/2025	31/12/2024
<u>Circulante</u>		
Antecipações de contribuição social - CSLL	128	7.734
Antecipações de imposto de renda - IRPJ	5.126	27.111
Imposto de renda e contribuição social a compensar	523.330	680.919
Imposto de renda e contribuição social a compensar	528.584	715.764
Imposto de renda retido na fonte sobre juros sobre o capital próprio	19.832	16.150
Imposto de renda e contribuição social retidos na fonte	128.817	110.910
ICMS a compensar	341.917	334.303
Programa de integração social - PIS	54.925	32.565
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	140.449	154.692
Outros	7.285	4.560
Outros tributos a compensar	693.224	653.181
Total circulante	1.221.808	1.368.945
<u>Não circulante</u>		
Imposto de renda e contribuição social a compensar	447.583	503.271
ICMS a compensar	431.506	412.454
Programa de integração social - PIS	1.701	59.832
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	6.212	5.888
Outros	1.517	1.286
Outros tributos a compensar	440.936	479.460
Total não circulante	888.519	982.731

Antecipações de Contribuição social – CSLL e Imposto de renda – IRPJ – refere-se principalmente a constituição de créditos de tributos pagos a maior.

Imposto de renda e Contribuição social a compensar no circulante - refere-se basicamente a saldo negativo de IRPJ e CSLL do período de 2022 e 2024.

Imposto de renda e contribuição social retidos na fonte– refere-se principalmente a IRRF sobre aplicações financeiras e retenções de órgãos públicos.

ICMS a compensar – Refere-se principalmente a crédito constituído pela aquisição de bens classificados como ativos imobilizados, ativos intangíveis e ativos financeiros.

Imposto de renda e contribuição social a compensar no não circulante - refere-se ao reconhecimento de atualização pela taxa Selic incidente sobre valores recuperados por meio de repetição de indébito tributário. Em setembro de 2021, o Supremo Tribunal Federal (“STF”), firmou entendimento de que o Imposto de Renda da Pessoa Jurídica (“IRPJ”) e a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (“CSLL”) não incidem sobre a taxa Selic recebida pelo contribuinte na restituição ou compensação de tributos pagos indevidamente. Algumas controladas impetraram ações judiciais em julho de 2021, visando resguardar o direito de recuperar os valores indevidamente tributados nos cinco anos anteriores ao ajuizamento da ação. Com base nessa decisão e na expectativa de realização dos créditos, a Administração procedeu ao reconhecimento contábil dos respectivos valores, registrados no ativo como tributos a compensar. A controlada CPFL RGE obteve trânsito em julgado favorável em março de 2024. Em outubro de 2025, o respectivo crédito judicial foi devidamente habilitado perante a Receita Federal do Brasil, com o início de sua utilização para fins de compensação de tributos federais vincendos. As demais controladas aguardam a decisão da ação judicial para iniciar a utilização do crédito tributário.

Exclusão do ICMS da base de PIS e COFINS

Ativo	Consolidado	
	31/12/2025	31/12/2024
<u>Circulante</u>		
PIS sobre ICMS	329.051	342.331
COFINS sobre ICMS	1.515.835	1.576.796
Total circulante	1.844.885	1.919.127
<u>Não circulante</u>		
PIS sobre ICMS	401.647	651.595
COFINS sobre ICMS	1.850.010	3.000.918
Total não circulante	2.251.657	3.652.513

Passivo - PIS/COFINS devolução consumidores	Consolidado	
	31/12/2025	31/12/2024
Circulante	(1.018.818)	(1.072.326)
Não circulante	(2.384.026)	(3.864.430)

As controladas (i) CPFL Paulista, CPFL Piratininga, CPFL RGE , CPFL Santa Cruz, (ii) CPFL Brasil e (iii) CPFL Serviços ingressaram com ações judiciais envolvendo a União Federal pleiteando o reconhecimento do direito à exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e COFINS, bem como o direito de reaver os valores anteriormente pagos nos 05 anos anteriores ao ajuizamento das ações até os respectivos trânsitos em julgado.

Em 2019 e 2021, a maioria das controladas obteve decisão transitada em julgado favorável, registrando ativos de tributos a compensar e passivo com consumidores. Ainda, tendo em vista (i) decisão do Supremo Tribunal Federal (“STF”) em março de 2017 do tema 69 da repercussão geral e confirmou a tese de que o ICMS não compõem a base de cálculo do PIS e da COFINS (ii) decisão de maio de 2021 do Supremo Tribunal Federal (“STF”) que rejeitou os embargos de declaração opostos pela Fazenda Nacional nos autos do RE nº 574.706 a qual não modulou os efeitos de sua decisão para os contribuintes que já tivessem ações judiciais apresentadas anteriormente a 15 de março de 2017, e (iii) os termos do CPC 25 item 33 que discorre sobre o conceito de classificação de ativo considerado “praticamente certo”, foram reconhecidos em junho de 2021 os créditos de PIS e COFINS, nas controladas CPFL Santa Cruz (relacionado a empresa incorporada em dezembro de 2017), e da CPFL RGE (relacionado a empresa incorporada em dezembro de 2018). Os processos judiciais das controladas já transitaram em julgado, o crédito foi devidamente habilitado junto à Receita Federal do Brasil, e as compensações estão sendo realizadas em conformidade com a legislação tributária aplicável.

Ainda sobre esse processo, em 2024, as controladas receberam da Receita Federal do Brasil resposta à Solução de Consulta por elas previamente apresentada, na qual foi exposto o entendimento acerca da

sujeição à tributação do crédito para fins de IRPJ/CSLL e PIS/COFINS. Com base na orientação fornecida, a tributação foi realizada e o montante de R\$ 1.673.405 foi recolhido em 2024. Posteriormente, tais valores foram ajustados entre o Reajuste Tarifário Anual de 2024 e 2025, resultando na neutralização do efeito tarifário de cada distribuidora.

Durante os reajustes tarifários de 2021, 2022, 2023, 2024 e 2025 das controladas CPFL Santa Cruz, CPFL Paulista, CPFL RGE e CPFL Piratininga foram considerados a antecipação da reversão dos valores oriundos de créditos decorrentes das referidas ações judiciais, como componente financeiro negativo extraordinário nos montantes de R\$ 353.948, R\$ 3.409.304, R\$ 2.530.233 e R\$ 1.499.579 respectivamente.

Em 22 de julho de 2025 houve a conclusão da Consulta Pública da ANEEL nº 05/2021, sendo que a Agência manteve a interpretação de que os créditos tributários devem ser devolvidos integralmente aos consumidores.

Em 14 de agosto de 2025, o Supremo Tribunal Federal - STF concluiu o julgamento da ADI (Ação Direta de Inconstitucionalidade) nº 7324 e, por maioria de votos, julgou parcialmente procedente o pedido, mantendo a constitucionalidade da Lei nº 14.385/2022, e definindo a destinação dos valores de indêbitos tributários restituídos em favor dos consumidores, e ainda (i) permitindo a dedução dos tributos incidentes sobre a restituição, bem como dos honorários específicos dispendidos pelas concessionárias, para o fim de obter a repetição do indébito; e (ii) observando o prazo de 10 anos, contados da data da efetiva restituição do indébito às distribuidoras ou da homologação definitiva da compensação por elas realizada. Por fim, o Tribunal decidiu que o recebimento de boa-fé a maior pelo usuário consumidor não será objeto de repetição.

Importante salientar que, baseada na opinião de seus assessores legais, a Companhia e suas controladas entendem que a necessidade de reembolso aos consumidores dos montantes recebidos em virtude de ação judicial está limitada ao prazo prescricional de 10 anos, e aguarda o julgamento dos embargos de declaração protocolados pela Abradee (Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica) no Supremo Tribunal Federal - STF.

Logo, diante das incertezas quanto à contagem do prazo prescricional e à forma de aplicação da decisão proferida na ADI 7324, a Administração entende que, neste momento, não dispõe de elementos suficientes para elaborar estimativa confiável do montante que poderia ser revertido do passivo antes do julgamento dos embargos de declaração. Ressalte-se, contudo, que a opção da Companhia e suas controladas por não reconhecer qualquer crédito tributário nesta fase não implica renúncia ao direito que lhe assiste.

(9) ATIVO E PASSIVO FINANCEIRO SETORIAL

A composição dos saldos e a movimentação do período do ativo e passivo financeiro setorial são como segue:

	Saldo em 31/12/2024			Receita operacional (nota 26)		Resultado financeiro (nota 29)	Devolução aos consumidores	Recebimento	Saldo em 31/12/2025		
	Diferido	Homologado	Total	Constituição	Realização	Atualização monetária			Diferido	Homologado	Total
Parcela "A"	179.225	(31.635)	147.590	1.086.863	142.267	116.610	-	(29.022)	1.266.846	197.461	1.464.308
CVA (*)											
CDE (**)	(97.860)	(29.938)	(127.798)	957.034	(5.763)	34.968	-	(29.022)	691.419	137.998	829.417
Custos energia elétrica	(72.653)	(815.906)	(888.559)	129.002	808.209	13.501	-	-	322.549	(62.397)	260.153
ESS e EER (***)	127.045	119.384	246.429	(116.136)	(167.660)	12.763	-	-	(74.010)	49.407	(24.603)
Proinfa	(677)	(116.698)	(117.375)	73.185	(16.486)	7.113	-	-	1.931	44.505	46.436
Rede básica	204.882	320.668	525.550	251.738	(470.408)	37.730	-	-	245.215	99.395	344.610
Repasso de Itaipu	18.486	(251.705)	(233.220)	(101.328)	338.063	(3.283)	-	-	54.354	(54.120)	234
Transporte de Itaipu	5.385	50.236	44.851	30.803	(41.914)	(28)	-	-	36.400	(2.688)	33.712
Neutralidade dos encargos setoriais	(35.428)	(84.212)	(119.639)	(57.311)	175.023	(2.433)	-	-	49.467	(53.827)	(4.360)
Sobrecontratação	74.040	476.536	550.576	(13.990)	(474.797)	16.279	-	-	38.879	39.189	78.068
Bandeira Tarifária Faturada	(33.225)	-	(33.225)	(66.134)	-	-	-	-	(99.359)	-	(99.359)
Outros componentes financeiros	(452.936)	(689.886)	(1.142.822)	(43.470)	2.207.599	48.576	(2.122.531)	-	313.086	(1.365.734)	(1.052.648)
Devolução do crédito de PIS/COFINS	(446.129)	(429.091)	(875.220)	(361.884)	1.898.579	-	(1.844.610)	-	(33.974)	(1.149.162)	(1.183.136)
Outros	(6.807)	(260.795)	(267.602)	318.414	309.020	48.576	(277.921)	-	347.060	(216.573)	130.489
Total	(273.711)	(721.620)	(995.231)	1.043.391	2.349.865	165.186	(2.122.531)	(29.022)	1.679.932	(1.168.273)	411.660
Ativo circulante			393.443								1.442.244
Ativo não circulante			337.522								960.063
Passivo circulante			(927.285)								(1.077.501)
Passivo não circulante			(798.912)								(913.146)

(*) Conta de compensação da variação dos valores de itens da parcela "A"
(**) Conta de desenvolvimento energético
(***) Encargo do serviço do sistema ("ESS") e Encargo de energia de reserva ("EER")

CVA: referem-se às contas de variação da Parcela A, conforme nota 3.15. Os valores apurados são atualizados monetariamente com base na taxa SELIC e compensados nos processos tarifários subsequentes.

Neutralidade dos encargos setoriais: refere-se à neutralidade dos encargos setoriais constantes das tarifas de energia elétrica, apurando as diferenças mensais entre a receita relativa a esses encargos e os respectivos valores contemplados no momento da constituição da tarifa das distribuidoras.

Sobrecontratação: as distribuidoras de energia elétrica são obrigadas a garantir 100% do seu mercado de energia por meio de contratos aprovados, registrados e homologados pela ANEEL, tendo também a garantia do repasse às tarifas dos custos ou receitas decorrentes das sobras de energia elétrica, limitadas a 5% do

requisito regulatório, e dos custos decorrentes de déficits de energia elétrica. Os valores apurados são atualizados monetariamente com base na taxa SELIC e compensados nos processos tarifários subsequentes.

Outros componentes financeiros: refere-se principalmente à: (i) Devolução do crédito de PIS/COFINS - no reajuste tarifário anual de 2025 das controladas CPFL Santa Cruz, CPFL Paulista, CPFL RGE e CPFL Piratininga, foi considerado o passivo setorial decorrente de créditos de PIS/COFINS referente exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS, no valor de R\$ 1.844.610, conforme homologado pela ANEEL. Este valor estava registrado em “Outras contas a pagar - PIS/COFINS devolução consumidores” e foi transferido para ativos e passivos financeiros setoriais em 2025, (ii) ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, valores em constituição e valores já homologados em revisão tarifária periódica e que passaram a ser amortizados pelo prazo de vigência da revisão; e (iii) diferimento de ativos regulatórios (Parcela B), entre outros.

(10) CRÉDITOS E (DÉBITOS) FISCAIS DIFERIDOS

10.1 Composição dos créditos e (débitos) fiscais diferidos

	Consolidado	
	31/12/2025	31/12/2024
<u>Crédito (Débito) de contribuição social</u>		
Bases negativas	113.258	180.876
Benefício fiscal do intangível incorporado	201.858	191.849
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis	(1.051.843)	(1.005.056)
Subtotal	(736.727)	(632.331)
<u>Crédito (Débito) de imposto de renda</u>		
Prejuízos fiscais	315.634	504.624
Benefício fiscal do intangível incorporado	571.845	548.872
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis	(2.906.038)	(2.776.617)
Subtotal	(2.018.559)	(1.723.121)
<u>Crédito (Débito) de PIS e COFINS</u>		
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis	(44.445)	(43.052)
Total	(2.799.731)	(2.398.504)
Total crédito fiscal	202.046	266.798
Total débito fiscal	(3.001.777)	(2.665.302)

A expectativa de recuperação dos créditos fiscais diferidos decorrentes de diferenças temporariamente indedutíveis, benefício fiscal do intangível incorporado e bases negativas e prejuízos fiscais, está baseada nas projeções de lucros tributáveis futuros.

10.2 Benefício fiscal do intangível incorporado:

Refere-se ao benefício fiscal calculado sobre a mais valia de aquisição de controladas, conforme demonstrado na tabela abaixo, os quais foram incorporados e estão registrados de acordo com os conceitos da Resolução CVM nº 78/2022 (a qual substituiu as Instruções CVM nº 319/1999 e nº 349/2001) e ICPC 09 (R3) - Demonstrações Contábeis Individuais, Demonstrações Separadas, Demonstrações Consolidadas e Aplicação do Método de Equivalência Patrimonial. O benefício está sendo realizado de forma proporcional à amortização fiscal dos intangíveis incorporados que o originaram, conforme CPC 27 e CPC 04 (R1) – Esclarecimentos sobre os métodos aceitáveis de depreciação e amortização, durante o prazo remanescente da concessão, demonstrado na nota 16.

	Consolidado			
	31/12/2025		31/12/2024	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
CPFL Paulista	8.866	24.628	13.492	37.477
CPFL Piratininga	2.933	10.067	3.968	13.620
RGE Sul	31.047	92.435	33.163	101.176
CPFL Renováveis	-	3.015	-	4.308
CPFL Transmissão	159.012	441.700	141.225	392.292
Total	201.858	571.845	191.849	548.872

10.3 Saldos acumulados sobre diferenças temporariamente indedutíveis / tributáveis

	31/12/2025			31/12/2024		
	CSLL	IRPJ	PIS/COFINS	CSLL	IRPJ	PIS/COFINS
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis						
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	135.448	376.245	-	119.855	332.932	-
Entidade de previdência privada	1.093	3.037	-	1.597	4.435	-
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	46.301	128.615	-	46.249	128.470	-
Provisão energia livre	15.661	43.504	-	13.868	38.523	-
Programas de P&D e eficiência energética	19.809	55.025	-	11.658	32.383	-
Provisão relacionada a pessoal	11.399	31.664	-	10.922	30.339	-
Derivativos	(28.010)	(77.805)	-	(130.742)	(363.170)	-
Registro da concessão - ajuste do intangível	(1.006)	(2.796)	-	(1.666)	(4.628)	-
Registro da concessão - ajuste do ativo financeiro	(721.896)	(2.005.268)	-	(616.409)	(1.712.248)	-
Registro da concessão - ajuste do ativo contratual	(233.967)	(634.486)	(44.755)	(216.678)	(587.012)	(43.147)
Perdas atuariais	-	-	-	3.541	9.836	-
Marcação a Mercado- Derivativos	(4.453)	(12.370)	-	18.119	50.332	-
Marcação a Mercado- Dívidas	(26.943)	(74.841)	-	(30.487)	(84.687)	-
Outros	(38.750)	(107.637)	310	8.861	24.624	95
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis - resultado abrangente acumulado						
Ativo imobilizado - ajustes custo atribuído	(26.412)	(73.368)	-	(29.613)	(82.257)	-
Perdas atuariais	652	1.812	-	2.452	6.812	-
Marcação a Mercado - Derivativos	-	-	-	26	71	-
Marcação a Mercado - Dívidas	-	-	-	(95)	(265)	-
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis - combinação de negócios						
Impostos diferidos - ativo:						
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	8.875	24.652	-	10.915	30.319	-
Valor justo de ativo imobilizado (menos valia de ativos)	11.032	30.645	-	12.219	33.941	-
Impostos diferidos - passivo:						
Mais valia decorrente da apuração de custo atribuído	(6.838)	(18.996)	-	(16.056)	(44.601)	-
Mais valia decorrente da Aquisição do controle da Enercan	(73.295)	(203.598)	-	(77.021)	(213.946)	-
Intangível - direito de exploração/autorização em controladas indiretas adquiridas	(136.763)	(379.570)	-	(142.795)	(396.326)	-
Outras diferenças temporárias	(3.780)	(10.503)	-	(3.776)	(10.495)	-
Total	(1.051.843)	(2.906.038)	(44.445)	(1.005.056)	(2.776.617)	(43.052)

10.4 Expectativa do período de recuperação

A expectativa do período de recuperação dos créditos fiscais diferidos registrados no não circulante, decorrentes de diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis e benefício fiscal do intangível incorporado estão baseadas no período médio de realização de cada item constante do ativo diferido, prejuízo fiscal e base negativa baseadas nas projeções de resultados futuros. Sua composição é como segue:

	Consolidado
Expectativa de recuperação	
2026	573.719
2027	373.818
2028	312.059
2029	183.322
2030	212.220
2031 a 2033	149.799
2034 a 2036	60.618
Total	1.865.555

10.5 Reconciliação dos montantes de contribuição social e imposto de renda registrados nos resultados dos exercícios de 2025 e 2024:

	Controladora				Consolidado			
	2025		2024		2025		2024	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Lucro antes dos tributos	5.592.393	5.592.393	5.537.203	5.537.203	8.091.246	8.091.246	8.088.893	8.088.893
Ajustes para refletir a alíquota efetiva:								
Resultado de participações societárias	(5.648.366)	(5.648.366)	(5.607.957)	(5.607.957)	(275.980)	(275.980)	(336.462)	(336.462)
Amortização de intangível adquirido	(13.528)	-	(13.528)	-	94.965	108.493	108.733	122.261
Efeito regime lucro presumido	-	-	-	-	(599.232)	(692.637)	(762.811)	(849.550)
Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	-	-	-	-	255.448	255.448	252.896	252.896
Ajuste a valor justo em investimentos	-	-	-	-	12.413	12.413	(102.638)	(102.638)
Juros sobre o capital próprio	467.339	467.339	381.222	381.222	-	-	-	-
Provisão para perda ao valor recuperável	-	-	-	-	-	-	(56.022)	(56.022)
Outras adições (exclusões) permanentes líquidas	21.757	28.869	20.428	28.533	(771.755)	(837.955)	(55.006)	(32.936)
Base de cálculo	419.595	440.235	317.369	339.002	6.807.105	6.661.029	7.137.585	7.086.444
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%	9%	25%	9%	25%
Crédito (Débito) fiscal apurado	(37.764)	(110.059)	(28.563)	(84.750)	(612.639)	(1.665.257)	(642.383)	(1.771.611)
Ajustes de créditos fiscais	11.293	32.437	8.541	25.222	(18.159)	(47.665)	21.799	64.784
Provisão para riscos fiscais	(3.413)	(564)	-	-	(3.971)	(1.000)	(94)	166
Total	(29.884)	(78.185)	(20.022)	(59.529)	(634.771)	(1.713.923)	(620.678)	(1.706.661)
Corrente	(29.764)	(77.853)	(19.929)	(59.269)	(514.411)	(1.373.720)	(484.961)	(1.331.115)
Diferido	(120)	(332)	(94)	(260)	(120.360)	(340.203)	(135.717)	(375.546)

Amortização de intangível adquirido - Refere-se à parcela não dedutível da amortização do intangível originado na aquisição de controladas. Na controladora, tais valores são classificados na linha de resultado de equivalência patrimonial, em atendimento do ICPC 09 (R3) (nota 13).

Ajustes de créditos fiscais – refere-se ao líquido entre (i) crédito fiscal constituído sobre o prejuízo fiscal e base negativa, registrado em função da revisão das projeções de resultados futuros e (ii) parcela de crédito fiscal não constituído correspondente ao prejuízo gerado para o qual, neste momento, não há provável certeza de geração de lucros tributáveis futuros suficientes à sua absorção.

A despesa de imposto de renda e contribuição social diferidos registrada no resultado do exercício de R\$ 458.420 (R\$ 511.263 em 2024) refere-se principalmente a (i) despesa de prejuízo fiscal e base negativa de R\$ 256.609 (R\$ 101.566 em 2024); (ii) constituição líquida de benefício fiscal do intangível incorporado de R\$ 32.983 (R\$ 499.305 em 2024) e (iii) despesas com diferenças temporárias de R\$ 168.828 (receita de R\$ 89.608 em 2024).

10.6 Imposto de renda e contribuição social diferidos reconhecidos diretamente no patrimônio líquido

O imposto de renda e a contribuição social diferidos reconhecidos diretamente no Patrimônio Líquido (outros resultados abrangentes) nos exercícios de 2025 e 2024 foram os seguintes:

	Consolidado			
	2025		2024	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Perdas (ganhos) atuariais	426.404	426.404	(1.350.037)	(1.350.037)
Efeito no limite máximo de reconhecimento de ativo	79.994	79.994	511.871	511.871
Perdas (ganhos) atuariais sem expectativa de realização tributária	(7.162)	(7.162)	-	-
Base de cálculo	499.236	499.236	(838.166)	(838.166)
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Tributos apurados	(44.931)	(124.810)	75.435	209.542
Limitação na constituição (reversão) de créditos fiscais constituídos	46.731	129.810	19.655	54.602
Tributos em outros resultados abrangentes sobre perdas atuariais	1.800	5.000	95.090	264.144
Risco de crédito de marcação a mercado de passivos financeiros	776	776	3.385	3.385
Custo atribuído de ativo imobilizado	38.484	38.484	16.582	16.582
Subtotal	39.260	39.260	19.966	19.966
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Tributos apurados	(3.533)	(9.815)	(1.797)	(4.992)
Total de tributos reconhecidos em outros resultados abrangentes	(1.733)	(4.815)	93.293	259.153

10.7 Créditos fiscais não reconhecidos

Em 31 de dezembro de 2025, a controladora possui créditos fiscais relativos a prejuízos fiscais e bases negativas de contribuição social não reconhecidos no montante de R\$ 16.215 (R\$ 59.947 em 31 de dezembro de 2024), por não haver, neste momento, razoável certeza de geração de lucros tributáveis futuros. Este montante pode ser objeto de reconhecimento contábil no futuro, de acordo com as revisões anuais das projeções de geração de lucros tributáveis.

Algumas controladas também possuem créditos fiscais relativos a prejuízos fiscais e bases negativas que não foram reconhecidos por não haver, neste momento, razoável certeza de geração de lucros tributáveis futuros suficientes à absorção dos referidos ativos. Em 31 de dezembro de 2025, as controladas que possuem tais créditos não registrados são CPFL Brasil R\$ 262.561, Sul Geradora R\$ 72.772, CPFL Telecom R\$ 15.847, Jaguari Geração R\$ 2.572, Paulista Lajeado R\$ 1.202 e controladas da CPFL Renováveis R\$ 37.109 (R\$ R\$ 156.088, R\$ 72.774, R\$ 16.022, R\$ 2.575, R\$ 1.202 e R\$ 35.812 em 31 de dezembro de 2024, respectivamente). Conforme nota explicativa 22, em janeiro de 2026, a Companhia efetuou a quitação integral de débito de IRRF discutido em processo administrativo fiscal, que prevê a exclusão dos juros e das multas sob determinadas condições. Com isso, foi utilizada a totalidade dos saldos de prejuízo fiscal e base negativa das controladas CPFL Telecom, Jaguari Geração, em alguma das controladas da CPFL Renováveis e parte do saldo de prejuízo fiscal e base negativa da Sul Geradora (R\$ 19.060).

Não há prazo de prescrição para utilização dos prejuízos fiscais e bases negativas.

(11) ATIVO FINANCEIRO DA CONCESSÃO

A movimentação abaixo refere-se ao ativo financeiro da concessão durante o período de constituição.

	Consolidado
Saldo em 31/12/2023	21.617.521
Não circulante	21.617.521
Ajuste ao valor justo	1.104.267
Transferência - ativo contratual	2.690.645
Transferência - intangível em serviço	(8.185)
Baixas	(194.481)
Saldo em 31/12/2024	25.209.768
Não circulante	25.209.768
Ajuste ao valor justo	1.285.173
Transferência - ativo contratual	3.368.915
Transferência - intangível em serviço	(12.576)
Baixas	(227.661)
Saldo em 31/12/2025	29.623.619
Não Circulante	29.623.619

O saldo refere-se ao ativo financeiro correspondente ao direito estabelecido nos contratos de concessões das distribuidoras de receber caixa via indenização no momento da reversão dos ativos ao poder concedente ao término da concessão e a diferença para ajustar o saldo ao valor justo (valor novo de reposição - “VNR” - nota 4) é registrada como contrapartida na conta de receita operacional (nota 26) no resultado do exercício.

Em 2025, as baixas de R\$ 227.661 (R\$ 194.481 em 2024) referem-se tanto à baixa da atualização relacionada ao ativo de R\$ 113.091 (R\$ 96.326 em 2024) como à baixa do ativo de R\$ 114.570 (R\$ 98.156 em 2024).

(12) OUTROS ATIVOS

	Consolidado			
	Circulante		Não circulante	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
Adiantamentos - Plano de previdência privada	37.621	22.255	-	-
Adiantamentos - fornecedores	12.993	18.806	-	-
Cauções, fundos e depósitos vinculados	178.448	85.749	18.928	21.636
Ordens em curso	283.683	303.394	14.336	12.992
Serviços prestados a terceiros	32.674	27.225	-	-
Despesas antecipadas	252.624	233.270	22.028	34.986
Contas a receber - CDE	735.533	519.831	-	-
Adiantamentos a funcionários	35.009	28.928	-	-
Outros	304.827	303.052	205.770	261.473
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa (nota7)	(43.651)	(34.103)	-	-
Total	1.829.761	1.508.406	261.064	331.087

Cauções, fundos e depósitos vinculados – Garantias oferecidas para operações na CCEE e aplicações financeiras exigidas por contratos de financiamento das controladas.

Ordens em curso – Compreende custos e receitas relacionados à desativação ou alienação, em andamento, de bens do ativo intangível e os custos dos serviços relacionados a gastos com os projetos em andamento dos Programas de Eficiência Energética (“PEE”) e Pesquisa e Desenvolvimento (“P&D”). Quando do encerramento dos respectivos projetos, os saldos são amortizados em contrapartida ao respectivo passivo registrado em Outras Contas a Pagar (nota 23).

Despesas antecipadas - refere-se principalmente a antecipação de despesas com PROINFA e licença de *software*.

Contas a receber – CDE – refere-se às subvenções de baixa renda e outros descontos tarifários concedidos a consumidores.

O direito de uso dos contratos de arrendamento está apresentado na rubrica outros (nota 3.16).

(13) INVESTIMENTOS

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
Participações societárias permanentes avaliadas por equivalência patrimonial				
Pelo patrimônio líquido da controlada, coligada e controlada em conjunto	22.532.265	20.359.378	377.395	577.389
Adiantamento para futuro aumento de capital	12.810	-	-	-
Subtotal	22.545.075	20.359.378	377.395	577.389
Mais valia de ativos, líquidos	124.785	196.863	3.408	3.974
Ágio de rentabilidade futura	6.054	6.054	-	-
Total	22.675.914	20.562.295	380.803	581.364

13.1 Participações societárias permanentes por equivalência patrimonial

As principais informações sobre os investimentos em participações societárias permanentes diretas, são como segue:

Investimento	31/12/2025				31/12/2025	31/12/2024	2025	2024
	Total do ativo	Capital social	Patrimônio líquido	Resultado do período	Participação	patrimônio líquido	Resultado de equivalência patrimonial	
CPFL Paulista	22.954.592	1.413.222	3.839.613	1.864.350	3.839.613	3.055.109	1.864.350	1.422.412
CPFL Piratininga	8.226.299	276.850	649.772	548.281	649.772	640.372	548.281	496.717
CPFL Santa Cruz	2.647.005	301.083	713.877	130.563	713.877	617.612	130.563	135.111
CPFL RGE	21.762.223	2.874.962	6.440.069	1.327.456	5.736.841	4.851.937	1.192.477	849.507
CPFL Geração	3.461.790	927.006	3.324.274	1.129.886	3.324.274	3.614.428	1.129.886	1.336.916
CPFL Renováveis	8.335.380	2.632.292	4.592.953	1.062.034	2.342.774	2.429.457	538.631	581.438
CPFL Jaguarí Geração	78.804	40.108	78.766	2.280	78.766	81.486	2.280	44.496
CPFL Brasil	4.855.998	2.958.474	4.038.572	142.279	4.038.572	4.344.907	142.279	617.851
CPFL Transmissão	9.425.400	2.707.070	4.361.273	268.600	1.049.186	-	(32.432)	460.028
CPFL Planalto	4.243	630	3.185	4.181	3.185	3.350	4.181	3.720
CPFL Serviços	741.948	324.876	491.177	46.345	491.178	443.809	46.345	39.677
CPFL Atende	22.742	7.187	12.691	1.317	12.691	15.124	1.317	789
CPFL Infra	22.148	325	10.316	12.905	10.316	10.747	12.905	11.150
CPFL Pessoas	14.934	811	9.376	16.032	9.376	7.691	16.032	14.384
CPFL Finanças	24.989	385	16.331	29.174	16.331	13.419	29.174	25.426
CPFL Supri	14.961	826	9.802	13.691	9.802	8.789	13.691	13.629
CPFL Telecom	4.433	1.937	3.793	1.470	3.793	19.674	1.470	17.516
AUTHI	10.881	6.400	10.544	857	10.544	10.408	857	759
Alesta	213.081	95.000	199.136	77.788	199.136	186.377	77.788	67.911
Clion	10.155	4.242	5.048	367	5.048	4.681	367	78
Subtotal Investimento - pelo patrimônio líquido da controlada					22.545.075	20.359.378	5.720.445	6.139.516
Amortização da mais valia de ativos					-	-	(72.078)	(71.531)
Total					22.545.075	20.359.378	5.648.366	6.067.985
Investimento					22.532.265	20.359.378	-	-
Adiantamento para futuro aumento de capital					12.810	-	-	-

A mais valia dos ativos líquidos adquiridos em combinações de negócios é classificada, no balanço da controladora, no grupo de Investimentos. Na demonstração do resultado da controladora, a amortização da mais valia de ativos de R\$ 72.078 (R\$ 71.531 em 2024) é classificada na rubrica “resultado de participações societárias”, em consonância com o ICPC 09 (R3).

A movimentação, na controladora, dos saldos de investimento em controladas nos exercícios de 2025 e 2024 é como segue:

Investimentos	Investimentos em 31/12/2024	Aumento / (Redução) de capital	Equivalência patrimonial (Resultado)	Equivalência patrimonial (Resultado abrangente)	Reestruturação societária	Dividendos e Juros sobre capital próprio	Adiantamento para futuro aumento de capital / Outros	Investimentos em 31/12/2025
CPFL Paulista	3.055.109	-	1.864.352	(225.842)	-	(854.005)	-	3.839.613
CPFL Piratininga	640.372	-	548.281	(126.568)	-	(412.313)	-	649.772
CPFL Santa Cruz	617.612	-	130.565	-	-	(34.300)	-	713.877
CPFL RGE	4.851.937	-	1.192.478	(25.166)	-	(282.408)	-	5.736.841
CPFL Geração	3.614.428	-	1.129.887	(3.509)	(94.819)	(1.321.713)	-	3.324.274
CPFL Renováveis	2.429.457	-	538.630	(3.653)	94.819	(716.480)	-	2.342.774
CPFL Jaguarí Geração	81.486	-	2.280	-	-	(5.000)	-	78.766
CPFL Brasil	4.344.907	-	142.279	(91.339)	-	(357.275)	-	4.038.572
CPFL Transmissão	-	-	(32.432)	(37.766)	1.129.307	(9.500)	(423)	1.049.186
CPFL Planalto	3.350	-	4.181	-	-	(4.346)	-	3.185
CPFL Serviços	443.809	6.214	46.345	-	-	(18.000)	12.810	491.178
CPFL Atende	15.124	-	1.317	-	-	(3.750)	-	12.691
CPFL Infra	10.747	-	12.905	-	-	(13.336)	-	10.316
CPFL Pessoas	7.691	-	16.032	-	-	(14.347)	-	9.376
CPFL Finanças	13.419	-	29.174	-	-	(26.262)	-	16.331
CPFL Supri	8.789	-	13.691	-	-	(12.678)	-	9.802
CPFL Telecom	19.674	(7.900)	1.470	-	-	(9.451)	-	3.793
AUTHI	10.408	-	857	-	-	(721)	-	10.544
Alesta	186.377	-	77.787	-	-	(65.028)	-	199.136
Clion	4.681	-	367	-	-	-	-	5.048
	20.359.378	(1.686)	5.720.445	(513.844)	1.129.307	(4.160.912)	12.387	22.545.075

Investimentos	Investimento em 31/12/2023	Equivalência patrimonial (Resultado)	Equivalência patrimonial (Resultado abrangente)	Reestruturação societária	Dividendo e Juros sobre capital próprio	Outros	Investimento em 31/12/2024
CPFL Paulista	2.229.207	1.422.412	224.401	-	(820.911)	-	3.055.109
CPFL Piratininga	592.154	496.717	(129.173)	-	(319.326)	-	640.372
CPFL Santa Cruz	514.590	135.111	-	-	(32.089)	-	617.612
RGE	4.176.401	849.507	32.121	-	(206.093)	-	4.851.937
CPFL Geração	4.220.527	1.336.916	1.762	(562.949)	(1.383.910)	2.081	3.614.428
CPFL Renováveis	2.352.323	581.439	1.703	-	(508.019)	2.011	2.429.457
CPFL Jaguarí Geração	36.990	44.496	-	-	-	-	81.486
CPFL Brasil	3.191.680	617.851	341.979	562.949	(370.669)	1.117	4.344.907
CPFL Planalto	4.914	3.720	-	-	(5.284)	-	3.350
CPFL Serviços	419.406	39.677	-	-	(15.274)	-	443.809
CPFL Atende	16.589	789	-	-	(2.254)	-	15.124
CPFL Infra	8.317	11.150	-	-	(8.720)	-	10.747
CPFL Pessoas	16.329	14.384	-	-	(23.022)	-	7.691
CPFL Finanças	27.300	25.426	-	-	(39.307)	-	13.419
CPFL Supri	10.530	13.629	-	-	(15.370)	-	8.789
CPFL Telecom	3.648	17.516	-	-	(1.490)	-	19.674
AUTHI	14.591	759	-	-	(4.942)	-	10.408
Alesta	176.657	67.911	-	-	(58.191)	-	186.377
Clion	4.603	78	-	-	-	-	4.681
	18.016.758	5.679.488	472.793	-	(3.814.869)	5.207	20.359.378

No consolidado, os saldos de investimento correspondem à participação nos empreendimentos controlados em conjunto registrados pelo método de equivalência patrimonial:

Investimento em controladas em conjunto	31/12/2025	31/12/2024	2025	2024
	Participação patrimônio líquido		Resultado de equivalência patrimonial	
Baesá	91.027	102.883	(5.605)	(10.737)
Chapecoense	242.350	218.843	276.444	254.795
EPASA	-	210.302	919	87.017
CSC-Central de Serv.Compartilhados S/A	2.371	1.855	1.053	311
Investimentos CPFL Transmissão	41.648	43.506	3.488	5.406
Mais valia de ativos, líquidos	3.408	3.974	(321)	(329)
	380.803	581.364	275.980	336.462

13.2 Mais valia de ativos e ágio

A mais valia de ativos refere-se basicamente ao direito de explorar a concessão adquirido através de combinações de negócios. O ágio refere-se basicamente a aquisições de investimentos e está suportado pela perspectiva de rentabilidade futura.

Nas demonstrações financeiras consolidadas estes valores estão classificados no grupo de Intangível (nota 16).

13.3 Juros sobre o capital próprio (“JCP”) e Dividendo a receber

A Companhia possui, em 31 de dezembro de 2025 e 2024 os seguintes saldos a receber das controladas abaixo, referentes a dividendo e JCP:

Controladas	Controladora					
	Dividendo		Juros sobre o capital próprio		Total	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
CPFL Paulista	-	237.004	262.569	74.204	262.569	311.208
CPFL Piratininga	-	102.136	56.214	11.220	56.214	113.356
CPFL Santa Cruz	-	15.440	29.155	14.152	29.155	29.592
CPFL RGE	-	69.259	-	52.962	-	122.221
CPFL Geração	-	275.227	8.500	59.003	8.500	334.230
CPFL Brasil	-	146.740	-	-	-	146.740
CPFL Serviços	-	9.423	15.300	-	15.300	9.423
CPFL Renováveis	-	145.360	-	-	-	145.360
Alesta	-	3.226	-	-	-	3.226
	-	1.003.815	371.738	211.540	371.738	1.215.355

No consolidado, o saldo de dividendo e JCP a receber de R\$ 14.712 em 31 de dezembro de 2025 e R\$ 19.115 em 31 de dezembro de 2024, refere-se basicamente aos empreendimentos controlados em conjunto.

Após deliberações das AGOs/AGEs de suas controladas diretas, a Companhia registrou em 2025 o montante de R\$ 2.245.539 a título de dividendo a receber referentes ao exercício de 2024. Adicionalmente, as controladas declararam em 2025, referente aos resultados de 2025 e/ou reversão de reservas, (i) R\$ 770.712 como dividendo e (ii) R\$ 397.238 como JCP.

No exercício de 2025, o montante total de R\$ 4.257.107 foi pago pelas controladas para a Companhia.

13.4 Venda Centrais Elétricas Paraíba S.A. – EPASA

Conforme comunicado ao mercado divulgado em 28 de março de 2025, a controlada CPFL Geração celebrou no mesmo mês contrato com a Ebrasil Gás e Energia S.A., que teve por objeto a venda da totalidade das ações ordinárias detidas (53,34%) da Centrais Elétricas da Paraíba S.A. – EPASA. O fechamento da operação ocorreu em junho de 2025 tendo as condições precedentes, estabelecidas no contrato, sido atendidas. A EPASA é uma produtora independente de energia com potência instalada de 342 MW, sendo 182 MW a potência instalada na participação societária até então detida pela CPFL Geração. Como resultado da operação, houve a baixa do investimento no montante de R\$ 152.888, com impacto líquido na demonstração de resultado de uma despesa no montante de R\$ 92.325.

13.5 Reestruturação societária CPFL Energia e CPFL Geração

Em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 29 de abril de 2025, foi aprovada a cisão parcial do investimento da CPFL Geração na CPFL Renováveis, correspondente a 1,85% de sua participação. Com isso, a participação da CPFL Geração na CPFL Renováveis foi reduzida de 50,85% para 49,00%. O acervo cindido foi incorporado pela controladora CPFL Energia, que, consequentemente, elevou sua participação de 49,15% para 51,00%. Como resultado, a CPFL Renováveis passou a ser uma controlada direta da CPFL Energia.

13.6 Reestruturação societária CPFL Energia e CPFL Brasil

Em Assembleia Geral Extraordinária realizada em 05 dezembro de 2025 foi aprovada a alteração do controle acionário da CPFL Transmissão, com aporte de capital pela CPFL Energia e conversão de ações ordinárias, detidas pela CPFL Brasil, em ações preferenciais. A CPFL Energia passou a deter 51% das ações ordinárias da CPFL Transmissão, que representam 30% do capital social total. A CPFL Brasil permanece no quadro acionário, detendo 49% das ações ordinárias e 100% das ações preferenciais, que representam 70% do capital social total da CPFL Transmissão.

13.7 Incorporação da Cone Sul pela CPFL Transmissão - 2024

Em 28 de fevereiro de 2024, a controlada indireta CPFL Transmissão comunicou a mercado fato relevante, informando a seus acionistas e ao mercado em geral que o Conselho de Administração aprovou os termos e condições da proposta de incorporação de sua controladora CPFL Cone Sul. A referida incorporação foi aprovada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), por meio do Despacho 538, de 27 de fevereiro de 2024, a Assembleia Geral Extraordinária da controlada indireta CPFL Transmissão aprovou a incorporação, da Cone Sul, com acervo líquido de R\$ 2.875.907. A incorporada, por consequência foi extinta, passando a CPFL Transmissão a condição de sucessora dos seus bens, direitos e obrigações

A incorporação foi realizada visando racionalizar a atual estrutura societária dos ativos do Grupo, otimizando custos administrativos e operacionais do Grupo e melhoria da sinergia entre as sociedades integrantes do Grupo. Na incorporação, foram aplicados os conceitos da Resolução CVM nº 78/2022, de modo que uma provisão retificadora da mais valia fosse registrada, gerando um crédito fiscal para a CPFL Transmissão, e para as demonstrações financeiras consolidadas, no montante de R\$ 533.517 (nota 10).

13.8 Reestruturação societária CPFL Geração e CPFL Transmissão (controlada da CPFL Brasil) - 2024

Em 26 de abril de 2024, como parte de processo de reestruturação societária do Grupo, a controlada CPFL Geração aprovou a cisão parcial de seu acervo líquido, composto pelos seus investimentos nas empresas CPFL Transmissão Piracicaba Ltda, CPFL Transmissão Morro Agudo Ltda, CPFL Transmissão Maracanaú

Ltda, CPFL Transmissão Sul I Ltda, CPFL Transmissão Sul II Ltda no valor de R\$ 1.095.653 e dívidas relacionadas aos respectivos investimentos, no valor de R\$ 519.628. Na mesma data, a CPFL Transmissão (controlada da CPFL Brasil) aprovou o aumento de capital no mesmo valor. Tal cisão foi efetuada com base nos saldos contábeis de 31 de março de 2024.

13.9 Participação de acionistas não controladores e empreendimentos controlados em conjunto

A divulgação da participação em controladas, de acordo com o IFRS 12 e CPC 45, é como segue:

13.9.1 Movimentação da participação de acionistas não controladores

	CERAN	ENERCAN	LUDESA	Outras subsidiárias da CPFL Renováveis	Paulista Lajeado	TESB	Total
Saldo em 31/12/2023	101.843	871.311	36.956	64.789	23.687	20.699	1.119.287
Participação acionária e no capital votante	35,00%	47,88%	40,00%	Entre 5% e 10%	40,07%	2,23%	
Resultado atribuído aos acionistas não controladores	(16.061)	237.856	19.963	1.347	60.503	293	303.902
Ganho (perda) em participação sem alteração no controle	-	-	-	-	-	(1.117)	(1.117)
Redução de capital	-	-	(2.374)	(1.702)	-	(2.191)	(6.268)
Dividendos	-	(317.271)	(20.275)	(1.818)	(6.309)	(324)	(345.999)
Outras movimentações	-	(894)	-	-	(5.645)	-	(6.539)
Saldo em 31/12/2024	85.782	791.002	34.270	62.616	72.236	17.361	1.063.267
Participação acionária e no capital votante	35,00%	47,88%	40,00%	Entre 5% e 10%	40,07%	1,99%	
Resultado atribuído aos acionistas não controladores	7.138	227.744	20.440	1.652	1.168	85	258.229
Redução de capital	-	-	(800)	(322)	-	-	(1.122)
Dividendos	-	(281.856)	(21.165)	(1.495)	369	(1.140)	(305.289)
Outras movimentações e reclassificações	-	-	10.286	(10.294)	(343)	-	(351)
Saldo em 31/12/2025	92.920	736.889	43.031	52.157	73.430	16.306	1.014.735
Participação acionária e no capital votante	35,00%	47,88%	40,00%	Entre 5% e 10%	40,07%	1,99%	

13.9.2 Informações financeiras resumidas das controladas que têm participação de não controladores

As informações financeiras resumidas das controladas em que há participação de não controladores, em 31 de dezembro de 2025 e 2024 são como segue:

Balanco patrimonial

	31/12/2025						31/12/2024					
	CERAN	ENERCAN	TESB	LUDESA	Outras subsidiárias da CPFL Renováveis	Paulista Lajeado	CERAN	ENERCAN	TESB	LUDESA	Outras subsidiárias da CPFL Renováveis	Paulista Lajeado
Ativo circulante	159.800	430.370	58.124	16.353	90.831	14.727	56.127	394.561	93.667	13.984	63.534	15.469
Caixa e equivalentes de caixa	121.684	196.115	15.247	2.475	32.439	2.610	18.471	179.572	21.294	3.084	6.159	10.208
Ativo não circulante	710.625	2.065.567	330.708	74.616	447.695	139.157	710.415	2.206.251	322.716	78.349	459.464	152.619
Passivo circulante	322.714	317.898	19.416	3.442	105.562	6.129	312.314	290.374	20.867	3.861	70.837	21.704
Empréstimos, financiamentos e debêntures	4.536	-	-	-	10.169	-	-	-	-	-	10.341	-
Mútuo entre coligadas, controladas e controladora	-	-	-	-	4.609	-	-	-	-	-	4.781	-
Outros passivos financeiros	34.711	34.298	2.673	1.411	20.808	2.234	32.619	27.189	1.647	1.262	4.949	1.178
Passivo não circulante	282.225	628.659	43.186	-	137.239	2	209.136	646.494	36.749	-	153.596	950
Empréstimos, financiamentos e debêntures	79.809	-	-	-	91.203	-	-	-	-	-	96.499	-
Outros passivos financeiros	132.536	36.518	-	-	-	-	137.604	38.445	-	-	-	-
Patrimônio líquido	265.487	1.549.380	326.230	87.527	295.725	147.752	245.091	1.663.944	358.766	88.472	298.566	145.435
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas controladores	172.567	812.491	309.924	44.496	243.568	74.322	159.309	872.942	341.405	54.202	235.950	73.199
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores	92.920	736.889	16.306	43.031	52.157	73.430	85.782	791.002	17.361	34.270	62.616	72.236

Demonstração do resultado

	2025						2024					
	CERAN	ENERCAN	TESB	LUDESA	Outras subsidiárias da CPFL Renováveis	Paulista Lajeado	CERAN	ENERCAN	TESB	LUDESA	Outras subsidiárias da CPFL Renováveis	Paulista Lajeado
Receita operacional líquida	155.794	1.066.340	52.815	70.558	125.707	31.641	106.143	1.002.708	62.908	65.757	97.854	18.950
Custo e despesa operacional	(78.434)	(206.254)	(19.868)	(10.174)	(58.998)	(33.136)	(96.269)	(110.230)	4.962	(6.631)	(33.741)	83.625
Depreciação e amortização	(43.557)	(149.604)	(4)	(4.720)	(25.446)	(1.282)	(41.985)	(144.782)	(4)	(5.393)	(24.987)	(436)
Receita de juros	11.486	26.087	4.299	406	8.944	1.998	6.326	21.934	15.143	296	6.744	887
Despesa de juros	(18.869)	(3.618)	-	-	(6.657)	-	(16.357)	(5.610)	(729)	-	(7.110)	(98)
Despesa de imposto sobre a renda	(8.617)	(256.833)	(4.481)	(2.466)	(7.101)	(3.717)	4.179	(262.848)	(16.625)	(2.704)	(6.468)	(28)
Lucro (prejuízo) líquido	20.396	474.085	35.063	53.968	33.613	3.433	(45.888)	498.152	68.561	52.176	26.988	105.118
Lucro (prejuízo) líquido atribuído aos acionistas controladores	13.258	246.341	34.978	33.528	31.961	2.265	(29.827)	260.296	68.268	32.213	25.641	44.615
Lucro (prejuízo) líquido atribuído aos acionistas não controladores	7.138	227.744	85	20.440	1.652	1.168	(16.061)	237.856	293	19.963	1.347	60.503
	2025						2024					
	CERAN	ENERCAN	TESB	LUDESA	Outras subsidiárias da CPFL Renováveis	Paulista Lajeado	CERAN	ENERCAN	TESB	LUDESA	Outras subsidiárias da CPFL Renováveis	Paulista Lajeado
Receita operacional líquida	155.794	1.066.340	52.815	70.558	125.707	31.641	106.143	1.002.708	62.908	65.757	97.854	18.950
Custo e despesa operacional	(78.434)	(206.254)	(19.868)	(10.174)	(58.998)	(33.136)	(96.269)	(110.230)	4.962	(6.631)	(33.741)	83.625
Depreciação e amortização	(43.557)	(149.604)	(4)	(4.720)	(25.446)	(1.282)	(41.985)	(144.782)	(4)	(5.393)	(24.987)	(436)
Receita de juros	11.486	26.087	4.299	406	8.944	1.998	6.326	21.934	15.143	296	6.744	887
Despesa de juros	(18.869)	(3.618)	-	-	(6.657)	-	(16.357)	(5.610)	(729)	-	(7.110)	(98)
Despesa de imposto sobre a renda	(8.617)	(256.833)	(4.481)	(2.466)	(7.101)	(3.717)	4.179	(262.848)	(16.625)	(2.704)	(6.468)	(28)
Lucro (prejuízo) líquido	20.396	474.085	35.063	53.968	33.613	3.433	(45.888)	498.152	68.561	52.176	26.988	105.118
Lucro (prejuízo) líquido atribuído aos acionistas controladores	13.258	246.341	34.978	33.528	31.961	2.265	(29.827)	260.296	68.268	32.213	25.641	44.615
Lucro (prejuízo) líquido atribuído aos acionistas não controladores	7.138	227.744	85	20.440	1.652	1.168	(16.061)	237.856	293	19.963	1.347	60.503

13.9.3 Empreendimentos controlados em conjunto

As informações financeiras resumidas dos empreendimentos controlados em conjunto, em 31 de dezembro de 2025 e 2024, são como segue:

Balanco patrimonial

ATIVO E PASSIVO	31/12/2025			31/12/2024		
	Baesa	Chapecoense	Epasa	Baesa	Chapecoense	Epasa
Ativo circulante	76.814	489.656	-	66.695	480.981	512.120
Caixa e equivalentes de caixa	43.413	315.333	-	23.751	191.988	387.427
Ativo não circulante	898.632	1.943.496	-	974.115	2.075.999	1.492
Passivo circulante	109.900	704.543	-	101.076	631.742	118.676
Empréstimos, financiamentos e debêntures	-	236.953	-	-	234.315	-
Outros passivo financeiros	76.015	163.024	-	66.663	149.618	4.721
Passivo não circulante	501.524	1.253.415	-	528.297	1.496.134	695
Empréstimos, financiamentos e debêntures	-	198.558	-	-	426.240	-
Outros passivo financeiros	412.432	1.042.847	-	427.758	1.061.047	-
Patrimônio líquido	364.022	475.195	-	411.436	429.104	394.241

Demonstração do resultado

	2025			2024		
	Baesa	Chapecoense	Epasa	Baesa	Chapecoense	Epasa
Receita operacional líquida	242.260	1.351.901	(605)	227.729	1.279.058	356.302
Custo e despesa operacional	(180.763)	(302.461)	(13.892)	(130.306)	(261.070)	(98.519)
Depreciação e amortização	(63.379)	(116.410)	-	(58.173)	(102.984)	(91.599)
Receita de juros	8.306	42.968	18.966	2.833	31.323	33.144
Despesa de juros	(40.232)	(156.454)	-	(61.661)	(198.728)	-
Despesa de imposto sobre a renda	12.571	(273.378)	(1.071)	(21.903)	(249.084)	(27.212)
Lucro (prejuízo) líquido	(22.415)	542.049	1.723	(42.939)	499.584	163.125
Participação acionária e no capital votante	25,01%	51,00%	53,34%	25,01%	51,00%	53,34%

Conforme informado na nota 13.4 a EPASA foi vendida em março de 2025.

Mesmo detendo mais do que 50% da participação acionária da entidade Chapecoense, a controlada CPFL Geração controla em conjunto com outros acionistas este investimento. A análise do enquadramento do tipo de investimento está baseada no Acordo de Acionistas do empreendimento.

Os empréstimos captados junto ao BNDES pelo empreendimento controlado em conjunto Chapecoense, determinam restrições ao pagamento de dividendo à controlada CPFL Geração acima do mínimo obrigatório de 25% sem a prévia anuência do BNDES.

13.9.4 Operação controlada em conjunto

O Grupo, por meio da sua controlada integral CPFL Renováveis, possui parte dos ativos do aproveitamento Hidrelétrico da Serra da Mesa, localizado no Rio Tocantins, no Estado de Goiás. A concessão e a operação do aproveitamento Hidrelétrico pertencem a Axia Energia (antiga Furnas Centrais Elétricas S.A.). Por manter estes ativos em operação de forma compartilhada com Axia Energia (operação controlada em conjunto), ficou assegurada à CPFL Renováveis a participação de 51,54% da potência instalada de 1.275 MW (657 MW) e da energia assegurada de 605,7 MW médios (312,18 MW médios), até 2028.

(14) IMOBILIZADO

	Consolidado							Total
	Terrenos	Reservatórios, barragens e adutoras	Edificações, obras civis e benfeitorias	Máquinas e equipamentos	Veículos	Móveis e utensílios	Em curso	
Saldo em 31/12/2023	170.193	2.361.619	909.517	5.617.278	41.175	14.239	1.021.728	10.135.751
Custo histórico	247.816	4.014.682	1.825.633	11.314.243	164.408	35.706	1.021.728	18.740.376
Depreciação acumulada	(77.623)	(1.653.063)	(916.116)	(5.696.965)	(123.233)	(21.467)	-	(8.604.625)
Adições	-	-	-	-	-	-	589.870	589.870
Baixas	(1.825)	(6.207)	(61.959)	(401.484)	(7.973)	(224)	(115.396)	(595.069)
Transferências	(5.498)	(46.018)	54.843	209.671	90.448	(5.438)	(298.009)	-
Transferências de/para outros ativos - custo	-	-	-	-	-	-	(44.792)	(44.791)
Depreciação	(4.734)	(133.591)	(57.912)	(446.497)	(15.856)	(1.092)	-	(659.683)
Baixa da depreciação	-	3.411	18.739	241.194	6.697	144	-	270.185
Reversão de provisão para redução ao valor recuperável	88	44.996	5.498	5.439	-	-	-	56.021
Saldo em 31/12/2024	158.224	2.224.210	888.726	5.225.599	114.491	7.629	1.153.402	9.752.282
Custo histórico	240.581	4.007.453	1.824.015	11.127.868	246.883	30.044	1.153.402	18.630.247
Depreciação acumulada	(82.357)	(1.783.243)	(935.289)	(5.902.268)	(132.392)	(22.415)	-	(8.877.965)
Adições	-	-	-	-	-	-	390.274	390.274
Baixas	-	(277)	(23.518)	(40.809)	(14.372)	-	(15.433)	(94.409)
Transferências	23.209	325.411	107.472	344.527	17.703	5.201	(823.523)	0
Depreciação	(5.662)	(138.123)	(63.934)	(465.801)	(21.095)	(1.052)	-	(695.666)
Baixa da depreciação	-	146	112	10.012	13.129	-	-	23.398
Saldo em 31/12/2025	175.771	2.411.367	888.859	5.073.527	109.856	11.777	704.721	9.375.879
Custo histórico	260.517	4.390.882	1.905.574	11.464.771	250.231	35.330	704.721	19.012.026
Depreciação acumulada	(84.747)	(1.979.515)	(1.016.715)	(6.391.243)	(140.374)	(23.553)	-	(9.636.147)
Taxa média de depreciação 2024	5,44%	3,70%	3,93%	4,58%	14,28%	6,15%		
Taxa média de depreciação 2025	4,57%	3,64%	4,05%	4,44%	14,29%	6,33%		

O saldo de imobilizado em curso em 31 de dezembro de 2025 e de 2024 no consolidado refere-se principalmente a obras em andamento referente aos projetos da controlada CPFL Renováveis com imobilizado em curso de R\$ 398.302 em 31 de dezembro de 2025 principalmente com obras de manutenção especialmente em parques eólicos (R\$ 852.070 em 31 de dezembro de 2024).

Em conformidade com o CPC 20 (R1) e IAS 23, os juros referentes aos empréstimos tomados pelas controladas para o financiamento das obras são capitalizados durante a fase de construção. No consolidado, para os exercícios de 2025 e 2024 não houve juros capitalizados sobre os ativos qualificáveis, de acordo com o CPC 20 (R1) e IAS 23.

No consolidado, os valores de depreciação estão registrados na demonstração do resultado, nas linhas de “Depreciação e amortização”.

Em 31 de dezembro de 2025, o valor total de ativos imobilizados concedidos em garantia a empréstimos e financiamentos, conforme mencionado na nota 18, é de aproximadamente R\$ 546.710 (R\$ 529.342 em 31 de dezembro de 2024), sendo o principal montante relacionado à controlada CPFL Renováveis.

Teste de redução ao valor recuperável dos ativos

Anualmente o Grupo avalia eventuais indicativos de desvalorização de seus ativos que pudessem gerar a necessidade de testes sobre o valor de recuperação, em linha com o CPC 01 (R1) - Redução ao Valor Recuperável de Ativos. Tal avaliação é baseada em fontes externas e internas de informação, levando-se em consideração variações em taxas de juros, mudanças em condições de mercado, dentre outros. Para os exercícios de 2025 e 2024 não houve necessidade de provisão de recuperação.

(15) ATIVO CONTRATUAL

A movimentação abaixo refere-se aos ativos de infraestrutura da concessão durante o período de construção:

	Distribuição	Transmissão	Consolidado
Saldo em 31/12/2023	2.572.134	6.596.512	9.168.646
Circulante	-	746.783	746.783
Não circulante	2.572.134	5.849.729	8.421.862
Adições	4.598.173	1.045.997	5.644.170
Transferência - intangível em serviço	(648.785)	-	(648.785)
Transferência - ativo financeiro	(2.690.645)	-	(2.690.645)
Remuneração e atualização	-	676.625	676.625
Amortização	-	(724.925)	(724.925)
Transferência - outros ativos	-	(297.186)	(297.186)
Outros	-	10.806	10.806
Saldo em 31/12/2024	3.830.876	7.307.830	11.138.706
Circulante	-	774.368	774.368
Não circulante	3.830.876	6.533.462	10.364.338
Adições	5.026.103	964.624	5.990.727
Transferência - intangível em serviço	(727.110)	-	(727.110)
Transferência - ativo financeiro	(3.368.915)	-	(3.368.915)
Remuneração e atualização	-	875.921	875.921
Amortização	-	(760.439)	(760.439)
Outros	-	(289.367)	(289.367)
Saldo em 31/12/2025	4.760.953	8.098.569	12.859.523
Circulante	-	872.283	872.283
Não circulante	4.760.953	7.226.286	11.987.240

Ativo contratual das distribuidoras: referem-se aos ativos de infraestrutura da concessão durante o período de construção.

Ativo contratual das transmissoras: refere-se ao direito à “Receita Anual Permitida – RAP” que será recebida ao longo da concessão, assim como indenização ao término da concessão das controladas de transmissão.

Em conformidade com o CPC 20 (R1) e IAS 23, os juros referentes aos empréstimos tomados pelas controladas para financiamento das obras são capitalizados, durante a fase de construção, para os ativos qualificáveis. No consolidado, no ano de 2025 foram capitalizados R\$ 51.283 (R\$ 43.870 em 2024) a uma taxa média de 7,81% (7,56% a.a. em 2024) (nota 29).

Em 10 de junho de 2025, a ANEEL decidiu sobre os pedidos de reconsideração relacionados ao reperfilamento da RBSE-rede básica do sistema existente, aprovando parcialmente as recomendações da Nota Técnica nº 85/2023. Em decorrência dessa decisão, a controlada CPFL Transmissão reconheceu no segundo trimestre de 2025 uma redução no ativo contratual no montante de R\$ 150.204, em contrapartida à receita operacional.

Teste de redução ao valor recuperável dos ativos

Para todos os exercícios apresentados, o Grupo avaliou eventuais indicativos de desvalorização de seus ativos que pudessem gerar a necessidade de testes sobre o valor de recuperação. Tal avaliação foi baseada em fontes externas e internas de informação, levando-se em consideração variações em taxas de juros, mudanças em condições de mercado, dentre outros. Para os exercícios de 2025 e 2024 não houve necessidade de provisão de recuperação.

(16) INTANGÍVEL

	Consolidado					
	Direito de concessão					Total
	Ágio	Adquirido em combinações de negócio	Infraestrutura de distribuição - em serviço	UBP/Intangível de concessão	Outros ativos intangíveis	
Saldo em 31/12/2023	6.115	3.256.404	5.152.429	250.884	307.932	8.973.764
Custo histórico	6.152	8.551.392	16.022.776	302.745	615.181	25.610.254
Amortização acumulada	(37)	(5.294.988)	(10.870.347)	(51.861)	(307.249)	(16.636.490)
Adições	-	-	-	-	19.421	19.421
Amortização	-	(332.791)	(1.192.042)	(32.150)	(15.603)	(1.572.587)
Transferência - ativo contratual	-	-	648.591	-	194	648.785
Transferência - ativo financeiro	-	-	8.185	-	-	8.185
Baixa e transferência - outros	-	(186.112)	(56.088)	210.498	(221.435)	(253.137)
Saldo em 31/12/2024	6.115	2.737.501	4.561.075	429.232	90.508	7.824.433
Custo histórico	6.152	8.365.280	16.623.464	513.243	413.361	25.921.500
Depreciação acumulada	(37)	(5.627.779)	(12.062.389)	(84.011)	(322.852)	(18.097.068)
Adições	-	-	-	-	51.518	51.518
Amortização	-	(332.792)	(1.317.743)	(40.337)	(22.484)	(1.713.356)
Transferência - ativo contratual	-	-	717.764	-	9.345	727.110
Transferência - ativo financeiro	-	-	12.576	-	-	12.576
Baixa e transferência - outros ativos	-	21.028	(38.021)	9.055	(1.502)	(9.439)
Saldo em 31/12/2025	6.115	2.425.737	3.935.652	397.950	127.385	6.892.839
Custo histórico	6.152	8.386.308	16.722.125	564.905	415.850	26.095.340
Amortização acumulada	(37)	(5.960.570)	(12.786.474)	(166.955)	(288.465)	(19.202.500)

No consolidado, os valores de amortização estão registrados como segue: (i) “depreciação e amortização” para a amortização dos ativos intangíveis de Infraestrutura de Distribuição, Uso do Bem Público e Outros Ativos Intangíveis; e (ii) “amortização de intangível de concessão” para a amortização do ativo intangível Adquirido em Combinação de Negócios.

Em conformidade com o CPC 20 (R1) e IAS 23, os juros referentes aos empréstimos tomados pelas controladas para financiamento das obras são capitalizados, durante a fase de construção, para os ativos qualificáveis. No consolidado, no ano de 2025 foram capitalizados R\$ 55.407 (R\$ 47.587 em 2024) a uma taxa média de 7,97% a.a. (7,66% a.a. em 2024) (nota 29).

16.1 Intangível adquirido em combinações de negócios

A composição do ativo intangível correspondente ao direito de explorar as concessões, adquirido em combinações de negócios, está demonstrado a seguir:

	Consolidado					
	31/12/2025			31/12/2024	Taxa de amortização anual	
	Custo Histórico	Amortização acumulada	Valor líquido	Valor líquido	2025	2024
Intangível adquirido em combinações de negócio						
Intangível adquirido não incorporado						
CPFL Paulista	304.861	(286.885)	17.976	27.961	3,28%	3,28%
CPFL Piratininga	39.065	(35.397)	3.668	4.962	3,31%	3,31%
CPFL RGE	3.768	(3.425)	343	519	4,67%	4,67%
CPFL Geração	54.555	(50.249)	4.305	6.150	3,38%	3,38%
Jaguari Geração	7.896	(6.009)	1.887	2.157	3,41%	3,41%
CPFL Renováveis	3.653.679	(2.183.561)	1.470.118	1.641.449	4,35%	3,98%
CPFL Transmissão	536.342	(122.131)	414.211	402.639	4,02%	4,83%
Enercan	354.736	(78.421)	276.317	299.112	6,43%	6,04%
Subtotal	4.954.902	(2.766.078)	2.188.826	2.384.951		
Intangível adquirido já incorporado						
CPFL RGE	1.433.007	(1.335.604)	97.403	149.459	3,63%	3,63%
CPFL Renováveis	426.450	(403.195)	23.255	33.221	2,34%	2,34%
Subtotal	1.859.457	(1.738.799)	120.658	182.680		
Intangível adquirido já incorporado - recomposto						
CPFL Paulista	1.074.026	(1.012.301)	61.725	93.930	3,00%	3,00%
CPFL Piratininga	115.762	(104.892)	10.869	14.706	3,31%	3,31%
Jaguari Geração	15.275	(12.056)	3.219	3.679	3,01%	3,01%
CPFL RGE	366.887	(326.446)	40.441	57.557	4,67%	4,67%
Subtotal	1.571.950	(1.455.694)	116.255	169.871		
Total	8.386.308	(5.960.570)	2.425.737	2.737.501		

O intangível adquirido em combinações de negócio está associado ao direito de exploração das concessões e está assim representado:

○ Intangível adquirido não incorporado

Refere-se basicamente ao intangível de aquisições sem a incorporação, envolvendo adquirentes e adquiridos.

○ Intangível adquirido já incorporado

Refere-se ao intangível oriundo da aquisição de controladas que foram incorporados aos respectivos patrimônios líquidos sem a aplicação das Instruções CVM nº 319/99 e nº 349/01 (atual Resolução CVM 78/22), ou seja, sem que ocorresse a segregação da parcela correspondente ao benefício fiscal.

○ Intangível adquirido já incorporado – Recomposto

Com o objetivo de atender as determinações da ANEEL e evitar que a amortização do intangível advindo de incorporação de controladora causasse impacto negativo ao fluxo de dividendo aos acionistas não controladores existentes na época da incorporação, as controladas aplicaram os conceitos das Instruções CVM nº 319/99 e nº 349/01 sobre o intangível. Com a publicação da Resolução 78/22, essas instruções foram revogadas, mas os conceitos foram substancialmente mantidos pela nova resolução. Desta forma, foi constituída uma provisão retificadora do intangível em contrapartida à reserva especial de ágio na incorporação do patrimônio líquido em cada controlada, de forma que o efeito da operação no patrimônio refletisse o benefício fiscal do intangível incorporado. Estas alterações afetaram o investimento do Grupo nas controladas, sendo necessária a constituição do intangível indedutível para fins fiscais, de modo a recompô-lo.

16.2 Teste de redução ao valor recuperável dos ativos

Conforme mencionado na nota explicativa 14, para todos os exercícios apresentados, o Grupo avaliou eventuais indicativos de desvalorização de seus ativos que pudessem gerar a necessidade de testes sobre o valor de recuperação. Tal avaliação foi baseada em fontes externas e internas de informação, levando-se em consideração variações em taxas de juros, mudanças em condições de mercado, dentre outros. Para os exercícios de 2025 e 2024 não houve necessidade de provisão para redução ao valor recuperável dos ativos intangíveis do Grupo.

(17) FORNECEDORES

	Consolidado	
	31/12/2025	31/12/2024
<u>Circulante</u>		
Encargos de serviço do sistema	6.420	41.431
Suprimento de energia elétrica	1.959.749	1.833.922
Encargos de uso da rede elétrica	590.941	589.131
Materiais e serviços	1.255.940	1.167.174
Energia livre	285.350	259.170
Total	4.098.399	3.890.827
<u>Não circulante</u>		
Suprimento de energia elétrica	239.699	254.229
Materiais e serviços	-	135
Total	239.699	254.364

(18) EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

A movimentação dos empréstimos e financiamentos está demonstrada a seguir:

Modalidade	Consolidado						Saldo em 31/12/2025
	Saldo em 31/12/2024	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Atualização cambial	Encargos pagos	
Moeda nacional							
Mensuradas ao custo							
Pré Fixado	-	284.599	-	15.010	-	(9.841)	289.768
Pós Fixado							
TJLP	288.399	-	(48.595)	26.140	-	(20.854)	245.090
IPCA	5.261.416	38.186	(473.515)	433.808	-	(176.423)	5.083.472
Selic	304.902	485.250	(69.425)	103.889	-	(38.703)	785.913
Gastos com captação	(31.351)	(14.445)	-	11.146	-	-	(34.650)
Subtotal	5.823.367	793.590	(591.535)	589.993	-	(245.820)	6.369.593
Mensuradas ao valor justo							
Pré Fixado	364.696	171.123	(39.352)	28.703	-	(9.841)	515.328
Marcação a mercado	(66.622)	-	-	14.271	-	-	(52.351)
Subtotal	298.074	171.123	(39.352)	42.974	-	(9.841)	462.977
Total moeda nacional	6.121.442	964.713	(630.888)	632.967	-	(255.662)	6.832.570
Moeda estrangeira							
Mensuradas ao valor justo							
Dólar	4.101.588	-	(3.061.028)	87.904	(389.972)	(112.525)	625.967
Euro	678.196	-	(648.367)	1.753	(26.593)	(4.989)	-
Iene	1.487.270	295.000	-	18.786	(187.394)	(17.928)	1.595.733
Renminbi	-	550.136	-	621	10.460	-	561.217
Marcação a mercado	(110.503)	-	-	72.684	-	-	(37.819)
Total moeda estrangeira	6.156.551	845.136	(3.709.396)	181.748	(593.499)	(135.443)	2.745.097
Total	12.277.993	1.809.849	(4.340.283)	814.713	(593.499)	(391.104)	9.577.667
Circulante	4.587.739						3.160.115
Não Circulante	7.690.254						6.417.553

Modalidade	Consolidado						Saldo em 31/12/2024
	Saldo em 31/12/2023	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Atualização cambial	Encargos pagos	
Moeda nacional							
Mensuradas ao custo							
Pós Fixado							
TJLP	334.632	-	(48.736)	26.988	-	(24.484)	288.399
IPCA	5.368.421	60.000	(469.481)	493.548	-	(191.071)	5.261.416
Selic	-	300.000	-	4.902	-	-	304.902
CDI	1.266.700	-	(1.029.620)	66.615	-	(303.695)	-
Gastos com captação	(30.739)	(9.117)	-	8.506	-	-	(31.351)
Subtotal	6.939.013	350.883	(1.547.837)	600.559	-	(519.250)	5.823.367
Mensuradas ao valor justo							
Pré Fixado	578.983	361.436	(572.000)	15.657	-	(19.380)	364.696
Marcação a mercado	(4.304)	-	-	(62.318)	-	-	(66.622)
Subtotal	574.679	361.436	(572.000)	(46.661)	-	(19.380)	298.074
Total moeda nacional	7.513.692	712.319	(2.119.837)	553.898	-	(538.630)	6.121.442
Moeda estrangeira							
Mensuradas ao valor justo							
Dólar	4.291.337	28.700	(1.157.185)	141.283	939.357	(141.904)	4.101.588
Euro	567.276	-	-	7.802	110.250	(7.131)	678.196
Iene	1.297.128	199.100	(220.895)	16.350	211.253	(15.666)	1.487.270
Marcação a mercado	(158.057)	-	-	47.554	-	-	(110.503)
Total moeda estrangeira	5.997.684	227.800	(1.378.080)	212.989	1.260.860	(164.701)	6.156.551
Total	13.511.377	940.119	(3.497.918)	766.887	1.260.860	(703.331)	12.277.993
Circulante	3.531.710						4.587.739
Não Circulante	9.979.666						7.690.254

Em consonância com o CPC 48, os gastos com captação referem-se aos custos diretamente atribuíveis às dívidas e estas são classificadas como (i) passivos financeiros mensurados ao custo amortizado e (ii) passivos financeiros mensurados ao valor justo contra resultado.

A classificação como passivos financeiros dos empréstimos e financiamentos mensurados ao valor justo tem o objetivo de confrontar os efeitos do reconhecimento de receitas e despesas oriundas da marcação a mercado dos derivativos de proteção, atrelados às respectivas dívidas de modo a obter uma informação contábil mais relevante e consistente, reduzindo o descasamento contábil.

As mudanças dos valores justos destas dívidas são reconhecidas no resultado financeiro do Grupo. Em 31 de dezembro de 2025, os ganhos acumulados não realizados obtidos na marcação a mercado das referidas dívidas foram de R\$ 90.170 (ganho de R\$ 177.125 em 31 de dezembro 2024), que reduzidos das perdas não realizadas obtidas com a marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos de R\$ 28.158 (perda de R\$ 148.258 em 31 de dezembro de 2024), contratados para proteção da variação cambial (nota 34), geraram um ganho líquido não realizado de R\$ 62.013 (ganho de R\$ 28.867 em 31 de dezembro de 2024).

Os detalhes dos empréstimos e financiamentos estão demonstrados a seguir:

Modalidade	Encargos financeiros anuais	Consolidado		Faixa de vencimento	Garantia
		31/12/2025	31/12/2024		
Mensuradas ao custo - Moeda Nacional					
Pré fixado					
FINEN	Pré fixado de 2,35% a 7,42%	289.768	-	2025 a 2034	(i) Alienação fiduciária de equipamentos; (ii) Cessão fiduciária de direitos creditórios; (iii) Conta Reserva e Contra Centralizadora; (iv) Fiança da CPFL Renováveis, CPFL Energia e State Grid
		289.768	-		
Pós fixado					
TJLP					
FINEM	TJLP e TJLP + de 1,72% a 3,05%	245.090	288.399	2012 a 2039	(i) Penhor e Alienação fiduciária de equipamentos; (ii) Penhor e cessão fiduciária de direitos creditórios (iii) Contas Reserva e Centralizadora e Recebíveis; (iv) Penhor de Ações (v) Penhor de direitos emergentes das autorizações pela Aneel; (vi) Penhor de Ações das Beneficiárias; (vii) Fiança da CPFL Renováveis, CPFL Energia e State Grid; (viii) Fiança Bancária; (ix) Cessão Fiduciária de Títulos Públicos Federais, denominado Nota do Tesouro Nacional - Série B
		245.090	288.399		
IPCA					Fiança da CPFL Energia e recebíveis
FINEM	IPCA + 4,18% a 8,81%	4.898.464	5.066.542	2020 a 2040	
BNB	IPCA + de 1,06 a 1,48%	185.008	194.874	2022 a 2044	
		5.083.472	5.261.416		Fiança Bancária
SELIC					
FINEM	SELIC-10 +1,52%	700.996	304.902	2025 a 2027	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
FINEM	SELIC +1,54%	84.917		2025 a 2028	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
		785.913	304.902		
		(34.650)	(31.351)		
Gastos com captação (*)					
Subtotal		6.369.593	5.823.367		
Mensuradas ao valor justo - Moeda nacional					
Pré-fixada					
BNDES Emergencial	Pré fixado de 2,35% a 7,42%	515.328	364.696	2025 a 2029	Fiança da CPFL Energia e nota promissória
Marcação a mercado		(52.351)	(66.622)		
Subtotal		462.977	298.074		
Total moeda nacional		6.832.570	6.121.442		
Mensuradas ao valor justo - Moeda Estrangeira					
Empréstimos bancários (Lei 4.131)					
Dólar	US\$ + de 1,8530% a 5,1800%	625.967	4.101.588	2024 a 2026	Fiança da CPFL Energia e nota promissória
Euro	Euro + de 0,69% a 4,22%	-	678.196	2021 a 2025	Fiança da CPFL Energia e nota promissória
Iene	Iene + 0,92% a 1,44%	1.595.733	1.487.270	2023 a 2026	Fiança da CPFL Energia e nota promissória
Renminbi	CNH + Shibor 3 meses + 0,98%	561.217	-	2025 a 2031	Fiança da CPFL Energia e nota promissória
		2.782.918	6.267.055		
Marcação a mercado		(37.819)	(110.503)		
Total moeda estrangeira		2.745.098	6.156.551		
		9.577.667	12.277.993		

Determinados empréstimos bancários, principalmente os contratados em moeda estrangeira, possuem swap convertendo variação cambial e taxa pré-fixada para variação de taxa de juros. Para mais informações sobre as taxas consideradas, vide nota 34. A taxa efetiva dos empréstimos mensurados ao custo variam de 90% a 120% do CDI.

Os saldos de principal dos empréstimos e financiamentos registrados no passivo não circulante têm vencimentos assim programados:

<u>Ano de vencimento</u>	<u>Consolidado</u>
2027	3.060.533
2028	2.372.998
2029	286.171
2030	185.074
2031	114.494
2032 a 2036	318.854
2037 a 2041	133.811
2042 a 2046	16.352
Subtotal	6.488.287
Marcação a mercado	(70.734)
Total	6.417.553

Os principais índices utilizados para atualização dos empréstimos e financiamentos e a composição do perfil de endividamento em moeda nacional e estrangeira, já considerando os efeitos dos instrumentos derivativos estão abaixo demonstrados:

Indexador	Variação acumulada %		Consolidado	
			% da dívida	
	2025	2024	2025	2024
TJLP	8,69	7,43	2,6	2,3
IPCA	4,26	4,83	52,7	42,6
CDI	14,90	12,15	33,5	52,6
Outros			11,2	2,5
			100	100

Adições no exercício

Modalidade Empresa	Montantes R\$ mil		Pagamento de juros	Amortização de principal	Destinação do recurso	Encargo financeiro e taxa efetiva anual	Taxa efetiva com derivativo
	Total aprovado	Liberado em 2025					
Moeda estrangeira - Lei 4.131							
CPFL Paulista	295.000	295.000	Semestral	Parcela única em dezembro de 2027	Capital de giro	JPY + 1,44%	CDI + 0,64%
Moeda estrangeira - Bancos de Fomento							
CPFL Paulista	1.100.271	550.136	Trimestral	8 parcelas semestrais a partir de setembro de 2027	Investimento	RMB + SHIBOR + 0,98%	CDI - 0,14%
Moeda Nacional - IPCA							
Ceran	16.250	16.250	Trimestral	Mensal a partir de janeiro de 2026	Investimento e reconstrução	IPCA + 8,81%	Não se aplica
CPFL Renováveis	221.936	21.936	Mensal	Mensal a partir de julho de 2024	Investimento	IPCA + 4,18%	Não se aplica
Moeda Nacional - Pré fixado							
CPFL Piratininga	154.310	36.218	Mensal	Mensal a partir de janeiro de 2027	Investimento	TR + 2,91%	Não se aplica
CPFL Santa Cruz	38.858	17.900	Mensal	Mensal a partir de janeiro de 2027	Investimento	SELIC + 1,54%	Não se aplica
CPFL Santa Cruz	23.314	10.740	Mensal	Mensal a partir de janeiro de 2027	Investimento	TR + 2,91%	Não se aplica
Ceran	65.000	65.000	Trimestral	Mensal a partir de janeiro de 2027	Investimento e reconstrução	3,04%	Não se aplica
CPFL RGE	400.000	100.000	Mensal	Mensal a partir de setembro de 2025	Capital de giro	7,42%	CDI - 5,13% a -7,28%
CPFL RGE	290.000	171.392	Mensal	Mensal a partir de janeiro de 2026	Investimento e reconstrução	2,35%	CDI -10,61% a -11,55%
CPFL RGE	93.389	70.580	Mensal	Mensal a partir de janeiro de 2026	Investimento e reconstrução	2,55%	Não se aplica
Moeda Nacional - Selic							
CPFL Piratininga	257.183	58.271	Mensal	Mensal a partir de janeiro de 2027	Investimento	SELIC + 1,54%	Não se aplica
CPFL RGE	704.000	396.426	Mensal	Mensal a partir de setembro de 2025	Capital de giro	SELIC -10 + 1,52%	Não se aplica
	3.659.511	1.809.849					

Condições restritivas

Os empréstimos e financiamentos obtidos pelas empresas do Grupo exigem o cumprimento de algumas cláusulas restritivas financeiras, sob pena de limitação à distribuição de dividendos, e/ou antecipação de vencimento das dívidas vinculadas. Ainda, o não cumprimento das obrigações ou restrições mencionadas pode ocasionar a inadimplência em relação a outras obrigações contratuais (*cross default*), dependendo de cada contrato de empréstimo e financiamento.

As apurações são feitas anualmente ou semestralmente, conforme o caso. Como os índices máximo e mínimo variam entre os contratos, apresentamos abaixo os parâmetros mais críticos de cada índice, considerando todos os contratos vigentes em 31 de dezembro de 2025.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Energia

- Dívida Líquida dividida pelo EBITDA ajustado menor ou igual a 3,75
- EBITDA ajustado dividido pelo resultado financeiro maior ou igual a 2,25
- Patrimônio Líquido dividido pelo patrimônio líquido mais dívida líquida maior ou igual a 0,28.

Índices exigidos na demonstração financeira individual de subsidiárias da CPFL Renováveis, detentoras do contrato

- Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD) maior ou igual a 1,2
- Índice de Capitalização Própria maior ou igual a 30%.

Índices exigidos na demonstração financeira individual das subsidiárias de distribuição, detentoras do contrato

- Dívida Líquida dividida pelo EBITDA ajustado menor ou igual a 4,00

Índice exigido nas demonstrações financeiras consolidadas da State Grid Brazil Power Participações S.A. (“State Grid Brazil”)

- Patrimônio líquido dividido pelo ativo total (desconsiderando os efeitos do IFRIC 12/OCPC 01) maior ou igual a 0,3.

A definição de EBITDA no Grupo para fins de apuração de *covenants* leva em consideração principalmente a consolidação de controladas, coligadas e empreendimentos controlados em conjunto com base na participação societária direta ou indiretamente detida pelo Grupo naquelas empresas (tanto para EBITDA como para ativos e passivos).

A Administração do Grupo monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. Em 31 de dezembro de 2025, a Administração do Grupo não identificou eventos ou condições de não conformidade de cláusulas financeiras e não financeiras.

(19) DEBÊNTURES

A movimentação das debêntures está demonstrada a seguir:

Consolidado						
Modalidade	Saldo em 31/12/2024	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2025
Mensuradas ao custo - pós fixado						
CDI	10.490.311	3.988.000	(6.020.034)	1.215.457	(1.189.613)	8.484.121
IPCA	184.669	2.951.000	(65.446)	156.619	(75.360)	3.151.481
Gastos com captação	(23.743)	(99.580)	-	14.294	-	(109.029)
Total ao custo	10.651.238	6.839.420	(6.085.480)	1.386.369	(1.264.973)	11.526.573
Mensuradas ao valor justo - pós fixado						
IPCA	6.452.502	1.617.000	(301.959)	822.256	(428.697)	8.161.102
Marcação a mercado	(593.394)	-	-	383.777	-	(209.617)
Total ao valor justo	5.859.107	1.617.000	(301.959)	1.206.033	(428.697)	7.951.484
Total	16.510.345	8.456.420	(6.387.439)	2.592.404	(1.693.670)	19.478.059
Circulante	815.233					1.735.590
Não Circulante	15.695.112					17.742.469

Consolidado						
Modalidade	Saldo em 31/12/2023	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2024
Mensuradas ao custo - pós fixado						
CDI	7.940.787	4.897.000	(2.368.525)	1.139.524	(1.118.475)	10.490.311
IPCA	568.980	-	(389.027)	28.996	(24.280)	184.669
Gastos com captação	(20.509)	(12.869)	-	9.635	-	(23.743)
Total ao custo	8.489.259	4.884.131	(2.757.552)	1.178.155	(1.142.754)	10.651.238
Mensuradas ao valor justo - pós fixado						
IPCA	4.520.525	1.937.000	(286.965)	578.609	(296.668)	6.452.502
Marcação a mercado	(84.057)	-	-	(509.337)	-	(593.394)
Total ao valor justo	4.436.469	1.937.000	(286.965)	69.273	(296.668)	5.859.107
Total	12.925.727	6.821.131	(3.044.517)	1.247.427	(1.439.423)	16.510.345
Circulante	980.841					815.233
Não Circulante	11.944.886					15.695.112

Em consonância com o CPC 48, os gastos com emissão referem-se aos custos diretamente atribuíveis à emissão das debêntures e estas são classificadas como (i) passivos financeiros mensurados ao custo amortizado e (ii) passivos financeiros mensurados ao valor justo contra resultado.

A classificação como passivos financeiros de debêntures mensurados ao valor justo tem o objetivo de confrontar os efeitos do reconhecimento de receitas e despesas oriundas da marcação a mercado dos derivativos de proteção, atrelados às respectivas debêntures, de modo a reduzir o descasamento contábil.

As mudanças dos valores justos destas debêntures são reconhecidas no resultado financeiro do Grupo. Em 31 de dezembro de 2025 os ganhos acumulados não realizados obtidos na marcação a mercado das referidas debêntures foram de R\$ 209.617 (ganho de R\$ 593.394 em 31 de dezembro de 2024), que reduzidos das perdas obtidas não realizadas com a marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos de R\$ 49.059 (perda de R\$ 429.844 em 31 de dezembro de 2024), contratados para proteção da variação de

taxa de juros (nota 34), geraram um ganho total líquido não realizado de R\$ 160.558 (ganho de R\$ 163.550 em 31 de dezembro de 2024).

Os detalhes das debêntures estão demonstrados a seguir:

		Consolidado			
Modalidade	Encargos financeiros anuais	31/12/2025	31/12/2024	Faixa de vencimento	Garantia
Mensuradas ao Custo - Pós Fixado					
CDI	CDI + 0,30% a 1,50%	8.484.121	10.490.311	2021 a 2031	Fiança da CPFL Energia
IPCA	IPCA + 5,05% + 6,9249%	3.151.481	184.669	2024 a 2027	Fiança da CPFL Energia
Gastos com captação		(109.029)	(23.743)		
		11.526.573	10.651.238		
Mensuradas ao valor justo - pós fixado					
IPCA	IPCA + 4,30% a 7,71%	8.161.102	6.452.501	2023 a 2039	Fiança da CPFL Energia
Marcação a mercado		(209.617)	(593.394)		
Total		19.478.059	16.510.345		

Algumas debêntures possuem swap convertendo variação de IPCA para variação de CDI. Para mais informações sobre as taxas consideradas, vide nota 34. A taxa efetiva das debêntures mensuradas ao custo variam de CDI + de 0,30% a 1,50% e IPCA + 5,05%.

O saldo de principal de debêntures registrado no passivo não circulante tem seus vencimentos assim programados:

<u>Ano de vencimento</u>	<u>Consolidado</u>
2027	383.686
2028	1.152.796
2029	4.016.207
2030	2.311.754
2031	2.246.489
2032 a 2036	7.463.467
2037 a 2041	377.687
Subtotal	17.952.086
Marcação a mercado	(209.617)
Total	17.742.469

Adições no exercício

Modalidade Empresa	Quantidade emitida	Montantes R\$ mil		Pagamento de juros	Amortização de principal	Destinação do recurso	Encargo financeiro e taxa efetiva anual	Taxa efetiva com derivativos
		Liberado em 2025	Liberado líquido dos gastos de emissão					
Moeda nacional								
IPCA								
CPFL Paulista	792.000	792.000	792.000	Semestral	5 Parcelas semestrais a partir de fevereiro de 2033	Investimento	IPCA + 7,7082%	CDI - 0,02%
CPFL Paulista	570.000	570.000	552.811	Semestral	5 Parcelas semestrais a partir de setembro de 2033	Investimento	IPCA + 6,8967%	Não se aplica
CPFL Piratininga	300.000	300.000	300.000	Semestral	5 Parcelas semestrais a partir de fevereiro de 2033	Investimento	IPCA + 7,7082%	CDI - 0,02%
CPFL Piratininga	334.000	334.000	323.826	Semestral	5 Parcelas semestrais a partir de maio de 2033	Investimento	IPCA + 6,9249%	Não se aplica
CPFL Piratininga	106.000	106.000	102.683	Semestral	5 Parcelas semestrais a partir de setembro de 2033	Investimento	IPCA + 6,8967%	Não se aplica
CPFL Santa Cruz	225.000	225.000	225.000	Semestral	5 Parcelas semestrais a partir de fevereiro de 2033	Investimento	IPCA + 7,7082%	CDI + 0,07%
CPFL RGE	1.090.000	1.090.000	1.057.239	Semestral	5 Parcelas semestrais a partir de maio de 2033	Investimento	IPCA + 6,9249%	Não se aplica
CPFL RGE	351.000	351.000	340.355	Semestral	5 Parcelas semestrais a partir de setembro de 2033	Investimento	IPCA + 6,8967%	Não se aplica
CPFL Transmissão	300.000	300.000	300.000	Semestral	5 Parcelas semestrais a partir de fevereiro de 2033	Investimento	IPCA + 7,7082%	CDI - 0,02%
CPFL Transmissão	500.000	500.000	485.468	Semestral	5 Parcelas semestrais a partir de maio de 2033	Investimento	IPCA + 6,9249%	Não se aplica
CDI								
CPFL Paulista	2.400.000	2.400.000	2.391.226	Trimestral	5 Parcelas trimestrais a partir de fevereiro de 2029	Gestão de passivos	CDI + 0,59%	Não se aplica
CPFL Transmissão	583.000	583.000	581.541	Trimestral	Parcela única em maio de 2030	Capital de Giro	CDI + 0,45%	Não se aplica
CPFL Brasil	380.000	380.000	379.272	Parcela única	Parcela única em dezembro de 2026	Capital de Giro	CDI + 0,30%	Não se aplica
CPFL Renováveis	625.000	625.000	625.000	Parcela única	Parcela única em dezembro de 2026	Capital de Giro	CDI + 0,30%	Não se aplica
		8.556.000	8.456.420					

Pré-pagamento:

No ano de 2025 foram liquidados antecipadamente R\$ 5.616.000 de debêntures, cujos vencimentos originais eram até maio de 2029.

Condições restritivas

As debêntures emitidas pelas empresas do Grupo exigem o cumprimento de algumas cláusulas restritivas financeiras. As apurações são feitas anualmente ou semestralmente, conforme o caso. Como os índices máximo e mínimo variam entre os contratos, apresentamos abaixo os parâmetros mais críticos de cada índice, considerando todos os contratos vigentes em 31 de dezembro de 2025.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Energia

- Dívida líquida dividida pelo EBITDA ajustado menor ou igual a 3,75.
- EBITDA ajustado dividido pelo resultado financeiro maior ou igual a 2,25.

A Administração do Grupo monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. Em 31 de dezembro de 2025, a Administração do Grupo não identificou eventos ou condições de não conformidade de cláusulas financeiras e não financeiras.

(20) ENTIDADE DE PREVIDÊNCIA PRIVADA

As controladas mantêm Planos de Suplementação de Aposentadoria e Pensões para seus empregados, cujas características:

20.1 Características**CPFL Paulista**

Atualmente vigora, para os funcionários da controlada CPFL Paulista através da VIVEST dois planos, com as seguintes características:

1) PPCPFL – Plano de benefício misto (fechado para adesões)

(i) Plano de Benefício Definido (“BD”) – vigente até 31 de outubro de 1997 – plano de benefício saldado que concede um Benefício Suplementar Proporcional Saldado (“BSPS”), na forma de renda vitalícia reversível em pensão, aos participantes inscritos em data anterior a 31 de outubro de 1997, de valor definido em função da proporção do tempo de serviço passado acumulado até a referida data, a partir do cumprimento dos requisitos regulamentares de concessão. A responsabilidade total pela cobertura das insuficiências atuariais desse Plano é da controlada.

(ii) Adoção de um modelo misto, a partir de 1º de novembro de 1997, que contempla:

- Os benefícios de risco (invalidez e morte) no conceito de benefício definido, em que a responsabilidade pela cobertura das insuficiências atuariais desse Plano é da controlada, e
- As aposentadorias programáveis, no conceito de contribuição variável que consiste em um plano previdenciário que, até a concessão da renda, é do tipo contribuição definida, não gerando qualquer responsabilidade atuarial para a controlada. Somente após a concessão da renda vitalícia, reversível ou não em pensão, é que o plano previdenciário passa a ser do tipo benefício definido e, portanto, passa a gerar responsabilidade atuarial para a controlada.

Em 30 de agosto de 2022 foi aprovada alteração no regulamento do plano para permitir que os assistidos e pensionistas realizassem a conversão voluntária da Renda Vitalícia para a Renda Financeira. Optando pela Renda Financeira, o assistido deixa de ter um benefício definido e passa a ter um benefício flexível e de acordo com o saldo acumulado.

2) CD CPFL – Plano de contribuição definida (aberto para adesões)

Plano cujos benefícios programados têm seu valor permanentemente ajustado ao saldo de conta mantido em favor do participante, inclusive na fase de percepção de benefícios, considerando o resultado líquido de sua aplicação, os valores aportados e os benefícios pagos.

Adicionalmente, para os gestores da controlada há possibilidade de opção por um Plano Gerador de Benefício Livre – PGBL (Contribuição Definida), mantido através do Bradesco.

CPFL Piratininga

A controlada CPFL Piratininga, no contexto do processo de cisão da Bandeirante Energia S.A. (empresa predecessora da controlada), assumiu a responsabilidade pelas obrigações atuariais correspondentes aos empregados aposentados e desligados daquela empresa até a data da efetivação da cisão, assim como pelas obrigações correspondentes aos empregados ativos que lhe foram transferidos.

Em 2 de abril de 1998, a Secretaria de Previdência Complementar – “SPC”, aprovou a reestruturação do plano previdenciário mantido anteriormente pela Bandeirante, dando origem a um “Plano de Benefícios Suplementar Proporcional Saldado – BSPS”, e um “Plano de Benefícios Misto”, com as seguintes características:

1) Plano PSAP/Piratininga (fechado para adesões e saldado):

- (i) Plano de Benefício Definido (“BD”) – vigente até 31 de março de 1998 – plano de benefício saldado, que concede um Benefício Suplementar Proporcional Saldado (“BSPS”) na forma de renda vitalícia reversível em pensão, aos participantes inscritos até 31 de março de 1998, de valor definido em função da proporção do tempo de serviço passado acumulado até a referida data, a partir do cumprimento dos requisitos regulamentares de concessão. No caso de morte em atividade e entrada em invalidez, os benefícios incorporam todo o tempo de serviço passado. A responsabilidade total pela cobertura das insuficiências atuariais desse Plano é da controlada.
- (ii) Plano de Benefício Definido – vigente após 31 de março de 1998 – plano do tipo BD, que concede renda vitalícia reversível em pensão relativamente ao tempo de serviço passado acumulado após 31 de março de 1998 na base de 70% da média salarial mensal real, referente aos últimos 36 meses de atividade. No caso de morte em atividade e entrada em invalidez, os benefícios incorporam todo o tempo de serviço. A responsabilidade pela cobertura das insuficiências atuariais desse Plano é paritária entre a controlada e os participantes.
- (iii) Plano de Contribuição Variável – implantado junto com o Plano BD vigente após 31 de março de 1998, é um plano previdenciário que, até a concessão da renda, é do tipo contribuição definida, não gerando qualquer responsabilidade atuarial para a controlada. Somente após a concessão da renda vitalícia, reversível ou não em pensão, é que o plano previdenciário passa a ser do tipo benefício definido e, portanto, passa a gerar responsabilidade atuarial para a controlada.

Em 31 de maio de 2022 foi aprovada alteração no regulamento do plano para saldar o benefício suplementar e permitir que os participantes ativos, assistidos e pensionistas realizassem a conversão voluntária da Renda Vitalícia para a Renda Financeira. Optando pela Renda Financeira, o participante deixa de ter um benefício definido e passa a ter um benefício flexível e de acordo com o saldo acumulado.

2) CD CPFL – Plano de contribuição definida (aberto para adesões)

Plano cujos benefícios programados têm seu valor permanentemente ajustado ao saldo de conta mantido em favor do participante, inclusive na fase de percepção de benefícios, considerando o resultado líquido de sua aplicação, os valores aportados e os benefícios pagos.

Adicionalmente, para os gestores da controlada há possibilidade de opção por um Plano Gerador de Benefício Livre - PGBL (contribuição definida), mantido através do Bradesco.

CPFL RGE

A controlada CPFL RGE mantém planos de suplementação de aposentadoria e pensões para seus colaboradores e ex-colaboradores, administrado pela Fundação Família Previdência, anteriormente denominada Fundação CEEE de Previdência Privada, sendo:

- (i) “Plano 1”: Plano do tipo “benefício definido” com nível de benefício igual a 100% da média corrigida dos últimos 36 salários, descontado o benefício presumido da Previdência Social, com um Ativo Líquido Segregado, que se encontra fechado à adesão de novos participantes desde 2011. Este plano estava registrado na extinta Rio Grande Energia S.A. até o agrupamento das distribuidoras aprovado em 31 de dezembro de 2018; e
- (ii) “Plano 2” (Plano oriundo da AES Sul): Plano do tipo “benefício definido”, que se encontra fechado à adesão de novos participantes desde fevereiro de 2011. A contribuição da controlada é paritária à contribuição dos colaboradores beneficiados, na proporção de um para um, inclusive no que diz respeito ao plano de custeio administrativo da Fundação.

Para os colaboradores contratados após o fechamento dos planos da Fundação Família Previdência, foram implantados planos de previdência privada na modalidade de “contribuição definida”, sendo Bradesco Vida e Previdência para colaboradores contratados entre 1997 e 2018 pela extinta Rio Grande Energia S.A., e Itauprev para os colaboradores contratados pela CPFL RGE a partir de 2011, bem como para novos colaboradores a serem contratados após o evento de agrupamento das distribuidoras.

CPFL Santa Cruz

Com o evento do agrupamento de controladas ocorrido em 2017, o plano oficial da empresa passou a ser o CMSPREV, administrado pela IHPREV Fundo de Pensão. Aos empregados que possuíam o plano de benefícios administrado pelo BB Previdência – Fundo de Pensão do Banco do Brasil, manteve-se o mesmo plano.

CPFL Renováveis

Após a integração da CPFL Renováveis em 2020, parte dos funcionários anteriormente vinculados a CPFL Geração, integrada à CPFL Renováveis, permaneceram no plano de origem PPCPFL. Por esta razão, a CPFL Renováveis passou a ser patrocinadora deste plano, que se encontra fechado para novas adesões desde abril de 2020. Para os demais colaboradores, foi mantido o plano na modalidade PGBL administrado pelo Bradesco, sendo este atualmente oferecido aos novos colaboradores.

CPFL Transmissão

A controlada indireta CPFL Transmissão mantém planos de suplementação de aposentadoria e pensões para seus colaboradores e ex-colaboradores, administrado pela Fundação Família Previdência, anteriormente denominando Fundação CEEE de Previdência Privada, sendo:

(i) **“Plano CEEEPREV”**: O CEEEPREV é um plano com características de contribuição variável, pois contém uma parte contribuição definida e uma parte benefício definido, no que se refere aos benefícios de risco e à parte dos benefícios saldados.

Em 2014 foi instaurado litígio judicial (Processo nº 0065790-57.2014.4.01.3400) relacionado às contribuições não paritárias, ajuizado pela Fundação Família Previdência (Antiga Fundação ELETROCEEE) em face da PREVIC, em razão da Portaria do órgão regulador que exigiu a apresentação de solução definitiva sobre os artigos do Regulamento do Plano de Benefícios que tratam da responsabilidade patronal perante eventual insuficiência de cobertura patrimonial nas reservas que suportam os benefícios, que se encontram irregulares perante a legislação aplicável.

Isto porque o Plano de Benefícios da CEEEPREV previa responsabilidade exclusiva da patrocinadora perante eventual insuficiência de cobertura patrimonial, o que, segundo a PREVIC, e entendimento corroborado pela Administração da controlada, viola as previsões da Lei Complementar nº 108/2001. O resultado em 1ª e 2ª instância foi desfavorável à Fundação e favorável à controlada, não havendo efeito suspensivo sobre os recursos pendentes.

Já em 2019 foi instaurada a segunda demanda judicial (Processo nº 5051477-51.2019.8.21.0001) relacionada ao tema, está ajuizada pela então CEEE-D e pela então CEEE-GT (antes da cisão entre os segmentos Geração e Transmissão) contra a Fundação, com o objetivo de reconhecimento da nulidade das cláusulas do Plano de Benefícios CEEEPREV, a fim de tornar nula a responsabilidade exclusiva das patrocinadoras perante eventual insuficiência de cobertura patrimonial. Após a propositura da demanda pelas empresas integrantes do antigo Grupo CEEE, o próprio Estado do Rio Grande do Sul ingressou na lide, na condição de assistente da parte autora. Em 14 de outubro 2021, a sentença em primeiro grau julgou a ação parcialmente procedente para reconhecer a nulidade das cláusulas do Plano de benefícios que não aplicam a paridade contributiva (no mesmo sentido da sentença e do acórdão da Ação nº 0065790-57.2014.4.01.3400). Apresentados recursos de apelação pelas partes, o TJRS (Tribunal de Justiça do Estado do Rio Grande do Sul) proferiu acórdão em 28 de julho de 2022 no sentido de manter, na íntegra, a sentença recorrida. Sobre o acórdão proferido, as Partes apresentaram no próprio TJRS Embargos de Declaração contra o acórdão de Apelação a fim de obter esclarecimentos, os quais foram desacolhidos. Ato contínuo, todas as partes envolvidas apresentaram recursos Especiais e Extraordinários, respectivamente, ao STJ e STF. Em juízo de admissibilidade, o TJRS inadmitiu todos os Recursos Extraordinários e Especiais apresentados, com exceção do Recurso Especial apresentado pela Fundação Família Previdência. Ainda, ao Recurso da Fundação Família Previdência, atribuiu-se efeito suspensivo para manter vigentes as cláusulas do regulamento do Plano que atribuem às Patrocinadoras a responsabilidade pelo pagamento integral das contribuições extraordinárias, o qual foi posteriormente revogado. Atualmente, foram apresentados Agravos de Instrumento para subida do Recurso Especial e Extraordinário e pedido liminar de efeito suspensivo ao STJ o qual foi acolhido, determinando até julgamento final do Recurso Especial: I) a suspensão da debatida cobrança e/ou pagamento de contribuições no âmbito do Plano CEEEPREV, sem que haja a observância da paridade contributiva; II) admitir a exigibilidade do custeio de metade do déficit constituído anteriormente à prolação da sentença de parcial procedência, suspendendo qualquer bloqueio ou medida constritiva nas contas da requerente, com relação à parte excedente.

Em atendimento as decisões proferidas no Processo nº 5051477-51.2019.8.21.0001, a controlada, desde março de 2022, vem recolhendo sua contribuição extraordinária de forma paritária e a Fundação não tem realizado o tratamento da parcela de equacionamento do déficit que seria devida pelos participantes. Em face da implementação da decisão, a Fundação Família Previdência ajuizou Tutela Cautelar (Processo nº

5179986-58.2023.8.21.0001) na qual requer que seja concedida tutela provisória para determinar que o Bannrisul promova a execução do Contrato de Garantias em face das Patrocinadoras dos planos de benefício de previdência complementar, conforme termo celebrado entre as partes, transferindo o numerário à conta corrente de titularidade da Fundação, até o limite de R\$ 147.037, dos quais R\$ 72.430 são discutidos como dívida da CEEE-T frente ao Plano CEEEPREV. Em análise do pedido liminar, o juiz de primeira instância deferiu a referida medida, limitada a R\$ 145.050, excluídos os valores da CEEE-G, em face do que a Companhia apresentou o recurso competente. Em 08 janeiro de 2024, abrangido pela decisão liminar concedida pelo STJ na ação nº 5051477-51.2019.8.21.0001, foi proferida decisão que suspende os efeitos da tutela anteriormente deferida e determinou ao Bannrisul o desbloqueio dos valores constritos.

O valor envolvido na ação judicial (Processo nº 5051477-51.2019.8.21.0001) corresponde a aproximadamente 50% da totalidade dos déficits do plano, e os assessores jurídicos avaliam a chance de êxito como possível, com viés de provável. A Companhia estima que entre os meses março de 2022 a dezembro de 2025 o valor de R\$ 185.944 deveria ter sido cobrado dos participantes, mas o mesmo se encontra alocado na provisão de perdas do plano. Este valor está incluído nas perdas de risco possível na nota explicativa nº22.

Considerando os fundamentos jurídicos corroborados pelas recentes decisões dos tribunais, nos processos que tratam detalhadamente a matéria, a controlada, na qualidade de patrocinadora do Plano CEEEPREV, entende que a partir da nova decisão judicial de outubro de 2021 e demais decisões judiciais, a melhor estimativa para mensuração desse passivo é utilizar o *risk sharing* como redutor do passivo atuarial a partir do exercício findo em 31 de dezembro de 2021.

(ii) “Plano Único”: O Plano Único tem modalidade de benefício definido e encontra-se fechado para novas adesões de participantes desde 02 de setembro de 2002. Esse plano recebe contribuições paritárias entre patrocinadora e empregados.

Considerando que o Regulamento do Plano Único prescreve que as eventuais insuficiências (déficits) serão equacionadas conforme a legislação aplicável o passivo do Plano Único é reconhecido na proporção paritária.

(iii) “Contas a Pagar Aposentadoria Incentivada – CTP”: Em decorrência de acordo coletivo de trabalho, a partir de 1997 a controlada era responsável pelo pagamento do benefício de complementação de aposentadoria por tempo de serviço que tenha sido concedida pela Previdência Oficial ao participante regularmente inscrito na Fundação Família Previdência e que ainda não havia cumprido todos os requisitos para a sua fruição, ocasião em que o ex-empregado era definitivamente aposentado pela Fundação. Atualmente, recebem o complemento de verbas que não entraram no cálculo do INSS, sendo a empresa condenada pela justiça ao pagamento de forma vitalícia. Para isso, a controlada provisionou os valores integrais dos compromissos futuros relativos a essas complementações salariais, considerando o prazo médio de pagamento desses benefícios, ajustados a valor presente, incluindo as contribuições à Fundação.

20.2 Movimentações dos planos de benefício definido

31/12/2025									
	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Renováveis	CPFL RGE		CPFL Transmissão			Total
				Plano 1	Plano 2	Plano Único	CTP	CEEEPREV BD	
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura	5.342.608	1.343.802	124.158	410.429	537.910	1.244.344	3.368	2.175.395	11.182.015
Valor justo dos ativos do plano	(5.537.406)	(1.688.374)	(128.722)	(454.621)	(473.713)	(858.471)	-	(1.372.722)	(10.514.030)
Valor presente das obrigações (valor justo dos ativos) líquidos	(194.798)	(344.572)	(4.564)	(44.192)	64.197	385.873	3.368	802.673	667.985
Efeito no limite máximo de reconhecimento de ativo	225.771	367.554	20.626	44.192	-	-	-	-	658.143
Efeito risk sharing (Parcela atribuída aos participantes)	(30.973)	(22.982)	(720)	-	(48.250)	(240.911)	-	(519.456)	(863.292)
Passivo atuarial líquido reconhecido no balanço	-	-	15.342	-	15.947	144.962	3.368	283.217	462.837

31/12/2024									
	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Renováveis	CPFL RGE		CPFL Transmissão			Total
				Plano 1	Plano 2	Plano Único	CTP	CEEEPREV BD	
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura	5.238.925	1.262.430	120.010	388.941	516.508	1.216.684	3.115	2.080.162	10.826.774
Valor justo dos ativos do plano	(5.147.905)	(1.531.662)	(118.238)	(443.253)	(467.674)	(813.209)	-	(1.256.040)	(9.777.982)
Valor presente das obrigações (valor justo dos ativos) líquidos	91.019	(269.232)	1.772	(54.312)	48.834	403.475	3.115	824.122	1.048.792
Efeito no limite máximo de reconhecimento de ativo	156.833	291.598	14.291	54.312	-	-	-	-	517.034
Efeito risk sharing (Parcela atribuída aos participantes)	(57.738)	(22.366)	(1.326)	-	(47.695)	(297.929)	-	(544.353)	(971.407)
Passivo atuarial líquido reconhecido no balanço	190.114	-	14.737	-	1.139	105.546	3.115	279.769	594.420

As movimentações do valor presente das obrigações atuariais e do valor justo dos ativos do plano são como segue:

	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Renováveis	CPFL RGE		CPFL Transmissão			Total
				Plano 1	Plano 2	Plano Único	CTP	CEEEPREV BD	
Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2023	5.988.342	1.468.447	137.927	471.126	561.004	1.109.127	3.415	1.897.913	11.637.300
Custo do serviço corrente bruto	623	-	11	(2.156)	(879)	-	-	(5)	(2.406)
Juros sobre obrigação atuarial	559.491	136.935	12.801	44.388	52.031	65.262	313	114.103	985.324
Contribuições de participantes vertidas no exercício	-	-	-	91	834	-	-	628	1.553
Perda (ganho) atuarial: efeito de alteração de premissas demográficas	-	-	-	(9.943)	(23.972)	-	-	(31.307)	(65.222)
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	(643.450)	(207.301)	(19.215)	(77.971)	(96.814)	(89.050)	(303)	(209.219)	(1.343.322)
Efeito risk sharing (Parcela atribuída aos participantes)	(57.738)	(22.366)	(1.326)	-	26.060	(15.925)	-	(20.520)	(91.815)
Benefícios pagos no ano	(666.081)	(135.651)	(11.514)	(36.594)	(49.451)	(150.659)	-	(215.784)	(1.265.734)
Benefício pago diretamente pela empresa	-	-	-	-	-	-	(309)	-	(309)
Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2024	5.181.187	1.240.064	118.684	388.941	468.813	918.754	3.116	1.535.809	9.855.367
Custo do serviço corrente bruto	259	-	9	(2.204)	(1.240)	-	-	(184)	(3.360)
Juros sobre obrigação atuarial	578.369	139.335	13.280	43.688	52.362	100.180	345	169.041	1.096.600
Contribuições de participantes vertidas no exercício	-	-	-	81	850	30.323	-	11.949	43.203
Perda (ganho) atuarial: efeito de alteração de premissas demográficas	(8.066)	6.087	(81)	-	-	-	-	-	(2.060)
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	147.261	67.102	2.258	18.002	17.442	51.654	967	139.850	444.536
Efeito risk sharing (Parcela atribuída aos participantes)	26.765	(616)	606	-	(555)	57.018	-	24.897	108.115
Benefícios pagos no ano	(614.140)	(131.152)	(11.318)	(38.079)	(48.012)	(154.496)	-	(225.423)	(1.222.620)
Benefício pago diretamente pela empresa	-	-	-	-	-	-	(1.060)	-	(1.060)
Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2025	5.311.635	1.320.820	123.438	410.429	489.660	1.003.433	3.368	1.655.939	10.318.723

	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Renováveis	CPFL RGE		CPFL Transmissão			Total
				Plano 1	Plano 2	Plano Único	CTP	CEEEPREV BD	
Valor justo dos ativos dos planos em 31/12/2023	(5.019.754)	(1.453.794)	(115.613)	(473.065)	(500.812)	(903.617)	-	(1.359.252)	(9.825.907)
Rendimento esperado no exercício	(505.134)	(141.259)	(10.993)	(45.875)	(48.120)	(42.023)	-	(64.835)	(858.279)
Contribuições de participantes vertidas no exercício	-	-	-	(91)	(834)	-	-	(628)	(1.553)
Contribuições de patrocinadoras	(323.109)	(90.257)	(6.955)	(2.639)	(6.019)	(34.767)	-	(54.980)	(518.726)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	34.010	18.037	3.809	41.823	38.660	16.539	-	7.871	160.749
Benefícios pagos no exercício	666.081	135.651	11.514	36.594	49.451	150.659	-	215.784	1.265.734
Valor justo dos ativos dos planos em 31/12/2024	(5.147.906)	(1.531.662)	(118.238)	(443.263)	(467.674)	(813.209)	-	(1.256.040)	(9.777.982)
Rendimento esperado no exercício	(593.754)	(179.203)	(13.640)	(50.401)	(52.751)	(89.898)	-	(139.972)	(1.119.619)
Contribuições de participantes vertidas no exercício	-	-	-	(81)	(850)	(30.323)	-	(11.949)	(43.203)
Contribuições de patrocinadoras	(419.368)	(114.127)	(7.895)	(2.518)	(6.551)	(38.875)	-	(82.330)	(671.664)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	9.482	5.466	(267)	3.553	6.101	(40.668)	-	(107.854)	(124.187)
Benefícios pagos no exercício	614.140	131.152	11.318	38.079	48.012	154.496	-	225.423	1.222.620
Valor justo dos ativos dos planos em 31/12/2025	(5.537.406)	(1.688.374)	(128.722)	(454.621)	(473.713)	(858.477)	-	(1.372.722)	(10.514.036)

20.3 Movimentações dos ativos e passivos registrados

As movimentações ocorridas no passivo líquido são as seguintes:

	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Renováveis	CPFL RGE		CPFL Transmissão			Total
				Plano 1 (*)	Plano 2	Plano Único	CTP	CEEEPREV BD	
Passivo atuarial líquido em 31/12/2024	190.114	-	14.737	-	1.139	105.546	3.116	279.770	594.421
Despesas (receitas) reconhecidas na demonstração do resultado	3.412	(5.400)	1.338	(2.497)	(1.629)	10.288	345	28.885	34.742
Contribuições da patrocinadora vertidas do exercício	(419.368)	(114.127)	(7.895)	(2.518)	(6.551)	(38.875)	-	(82.330)	(671.664)
Perda (ganho) atuarial: efeito de alteração de premissas demográficas	-	6.087	(81)	-	-	-	-	-	(2.060)
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	147.261	67.102	2.258	18.002	17.442	51.654	967	139.850	444.536
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	9.482	5.466	(267)	3.553	6.101	(40.668)	-	(107.854)	(124.187)
Efeito risk sharing	26.765	(616)	606	-	(555)	57.018	-	24.897	108.115
Benefício pago diretamente pela empresa	-	-	-	-	-	-	(1.060)	-	(1.060)
Efeito no limite máximo de reconhecimento de ativo	50.400	41.488	4.646	(16.540)	-	-	-	-	79.994
Passivo atuarial líquido em 31/12/2025	50.400	41.488	15.342	-	15.947	144.963	3.368	283.218	462.838
Dívida financeira	79.660	54.596	2.523	-	-	-	-	-	136.779
Outras contribuições	-	-	-	-	-	-	-	-	7.305
Total passivo	-	-	-	-	-	-	-	-	606.922
Circulante	-	-	-	-	-	-	-	-	105.186
Não Circulante	-	-	-	-	-	-	-	-	501.738

	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Renováveis	CPFL RGE		CPFL Transmissão			Total
				Plano 1	Plano 2	Plano Único	CTP	CEEEPREV BD	
Passivo atuarial líquido em 31/12/2023	968.587	14.653	22.314	-	60.192	205.610	3.415	538.661	1.813.332
Despesas (receitas) reconhecidas na demonstração do resultado	56.944	(4.364)	1.819	(2.383)	3.032	23.239	313	49.264	127.864
Contribuições da patrocinadora vertidas do exercício	(343.174)	(90.257)	(6.955)	(2.639)	(6.019)	(34.767)	-	(54.980)	(538.791)
Perda (ganho) atuarial: efeito de alteração de premissas demográficas	-	-	-	(9.943)	(23.972)	-	-	(31.307)	(65.222)
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	(643.450)	(207.301)	(19.215)	(77.971)	(96.814)	(89.050)	(303)	(209.219)	(1.343.322)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	54.075	18.037	3.809	41.823	38.660	16.539	-	7.871	180.814
Efeito risk sharing	(57.738)	(22.366)	(1.326)	-	26.060	(15.925)	-	(20.520)	(91.815)
Benefício pago diretamente pela empresa	-	-	-	-	-	-	(309)	-	(309)
Efeito no limite máximo de reconhecimento de ativo	154.869	291.598	14.291	51.113	-	-	-	-	511.871
Passivo atuarial líquido em 31/12/2024	190.114	-	14.737	-	1.139	105.546	3.116	279.770	594.421
Dívida Financeira	117.122	65.341	3.709	-	-	-	-	-	186.172
Outras contribuições	-	-	-	-	-	-	-	-	7.320
Total passivo	-	-	-	-	-	-	-	-	787.913
Circulante	-	-	-	-	-	-	-	-	336.398
Não circulante	-	-	-	-	-	-	-	-	451.514

20.4 Contribuições e benefícios esperados

As contribuições esperadas aos planos para o exercício de 2026 estão apresentadas a seguir:

	2026
CPFL Paulista	387.407
CPFL Piratininga	102.715
CPFL Renováveis	7.522
CPFL RGE - Plano 1	2.397
CPFL RGE - Plano 2	6.190
CPFL Transmissão - Plano Único	41.520
CPFL Transmissão - CTP	421
CPFL Transmissão - CEEEPREV BD	75.445
Total	623.618

Os benefícios esperados a serem pagos nos próximos 10 anos estão apresentados a seguir:

	2026	2027	2028	2029	2030 a 2035	Total
CPFL Paulista	587.808	597.777	606.286	613.578	3.738.991	6.144.440
CPFL Piratininga	130.333	134.139	137.839	141.537	913.583	1.457.431
CPFL Renováveis	13.295	13.492	13.681	13.838	84.937	139.243
CPFL RGE - Plano 1	40.196	41.428	42.708	43.902	285.535	453.769
CPFL RGE - Plano 2	53.482	54.948	56.680	58.001	374.962	598.073
CPFL Transmissão - Plano Único	145.420	146.776	147.847	148.560	880.887	1.469.490
CPFL Transmissão - CTP	421	407	390	369	1.580	3.167
CPFL Transmissão - CEEEPREV BD	219.094	224.949	230.034	235.177	1.496.736	2.405.990
Total	1.190.049	1.213.916	1.235.465	1.254.962	7.777.211	12.671.603

Em 31 de dezembro de 2025, a duração média da obrigação do benefício definido foi de 6,8 anos para a CPFL Paulista, 7,9 anos para a CPFL Piratininga, 7,1 anos para a CPFL Renováveis, 8 anos para o Plano 1 e 8,7 anos para o Plano 2 da CPFL RGE, e 8,1 anos no plano único e 9,9 anos no plano CEEEPREV BD da CPFL Transmissão.

20.5 Receitas e despesas com entidade de previdência privada

Baseado na opinião dos atuários externos, a Administração do Grupo apresenta a estimativa atuarial para as despesas e/ou receitas a serem reconhecidas no exercício de 2026 e as despesas e/ou receitas reconhecidas em 2025 e 2024 são como segue:

2026 estimadas								
CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Renováveis	CPFL RGE		CPFL Transmissão			Total
			Plano 1	Plano 2	Plano Único	CTP	CEEEPREV BD	
Custo do serviço	94	-	2	(2.277)	(1.322)	-	(350)	(3.853)
Juros sobre obrigações atuariais	576.537	144.274	13.420	44.849	53.189	106.940	363	1.117.252
Rendimento esperado dos ativos do plano	(624.734)	(192.407)	(14.459)	(50.199)	(51.852)	(94.513)	-	(1.178.664)
Efeito do limite do ativo a ser registrado	25.941	42.232	2.370	5.078	-	-	-	75.621
Total da despesa (receita)	(22.162)	(5.901)	1.333	(2.549)	15	12.427	363	10.356

2025 realizadas								
CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Renováveis	CPFL RGE		CPFL Transmissão			Total
			Plano 1	Plano 2	Plano Único	CTP	CEEEPREV BD	
Custo do serviço	259	-	9	(2.204)	(1.240)	-	(184)	(3.360)
Juros sobre obrigações atuariais	578.369	139.335	13.280	43.688	52.362	100.180	345	1.096.600
Rendimento esperado dos ativos do plano	(593.754)	(179.203)	(13.640)	(50.401)	(52.751)	(89.892)	-	(1.119.619)
Efeito do limite do ativo a ser registrado	18.538	34.468	1.689	6.420	-	-	-	61.115
Total da despesa (receita)	3.412	(5.400)	1.338	(2.497)	10.288	345	28.879	34.736

2024 realizadas								
CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Renováveis	CPFL RGE		CPFL Transmissão			Total
			Plano 1	Plano 2	Plano Único	CTP	CEEEPREV BD	
Custo do serviço	623	-	11	(2.156)	(879)	-	(5)	(2.406)
Juros sobre obrigações atuariais	559.491	136.935	12.801	44.388	52.031	65.262	313	985.324
Rendimento esperado dos ativos do plano	(505.134)	(141.299)	(10.993)	(45.875)	(48.120)	(42.023)	-	(858.279)
Efeito do limite do ativo a ser registrado	1.964	-	-	1.260	-	-	-	3.224
Total da despesa (receita)	56.944	(4.364)	1.819	(2.383)	3.032	23.239	313	127.863

As principais premissas consideradas no cálculo atuarial na data do balanço foram:

	CPFL Paulista, CPFL Renováveis e CPFL Piratininga		CPFL RGE (Planos 1 e 2)		CPFL Transmissão (Plano Único e CEEEPREV BD)	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial:	11,49% a.a.	11,82% a.a.	11,49% a.a.	11,82% a.a.	11,49% a.a.	11,82% a.a.
Taxa de rendimento nominal esperada sobre os ativos do plano:	11,49% a.a.	11,82% a.a.	11,49% a.a.	11,82% a.a.	11,49% a.a.	11,82% a.a.
Índice estimado de aumento nominal dos salários:	4,83% a.a.(*)	4,49% a.a.(*)	5,83% a.a.(**)	5,77% a.a.(**)	3,95% a.a.	3,89% a.a.
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios:	3,95% a.a.	3,89% a.a.	3,95% a.a.	3,89% a.a.	3,95% a.a.	3,89% a.a.
Taxa estimada de inflação no longo prazo (base para taxas nominais acima):	3,95% a.a.	3,89% a.a.	3,95% a.a.	3,89% a.a.	3,95% a.a.	3,89% a.a.
Tábua biométrica de mortalidade geral:	AT2000(-10)	AT2000(-10)	AT 2000 MF (**)	BR-EMSsb v.2021 (segregada por sexo) (**)	BR-EMSsb v.2015 (segregada por sexo) (***)	BR-EMSsb v.2021 desagravada em 10% (segregada por sexo) (***)
Tábua biométrica de entrada em invalidez:	UP-84 Modificada, suavizada em 60% Masculina	Mercer Disability, suavizada 50% Masculina	Light fraca	Light fraca	Light fraca	Light fraca
Taxa de rotatividade esperada:	ExpR 2015 a 2024	ExpR 2013 a 2021	Nula	Nula	Nula	Nula
Probabilidade de ingresso na aposentadoria:	Após 15 anos de filiação e 35 anos de serviço para homens e 30 anos para mulheres	Após 15 anos de filiação e 35 anos de serviço para homens e 30 anos para mulheres	100% na primeira elegibilidade a um benefício de aposentadoria integral	100% na primeira elegibilidade a um benefício de aposentadoria integral	100% na primeira elegibilidade a um benefício de aposentadoria integral	100% na primeira elegibilidade a um benefício de aposentadoria integral

(*) Índice estimado de aumento nominal dos salários para a CPFL Piratininga foi de 3,95% em 2025 e de 3,89% em 2024.
(**) Índice estimado de aumento nominal dos salários para a CPFL RGE Plano I foi de 4,40% em 2025 e de 4,34% em 2024.
(***) Tábua biométrica de mortalidade geral para o plano CPFL RGE Plano I é BREMS sb v.2015 suav. 10% MF em 2025 e BR-EMSsb v.2015 desagravada em 20% (segregada por sexo) em 2024.
(****) Tábua biométrica de mortalidade geral para o plano o Plano Único é AT-2000 MF por sexo em 2025 e 2024.

20.6 Ativos do plano

As tabelas abaixo demonstram a alocação (por segmento de ativo) dos ativos dos planos de pensão do Grupo, em 31 de dezembro de 2025 e 2024, administrados pela VIVEST e Fundação Família Previdência (fundações). Também é demonstrada a distribuição dos recursos garantidores estabelecidos como meta para 2026, obtidos à luz do cenário macroeconômico em dezembro de 2025.

A composição dos ativos administrados pelos planos é como segue:

	Ativos administrados pela VIVEST				Ativos administrados pela Família Previdência							
	CPFL Paulista e CPFL Renováveis		CPFL Piratininga		CPFL RGE				CPFL Transmissão			
					Plano 1		Plano 2		Plano Único		CEEEPREV BD	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
	89%	86%	94%	89%	98%	85%	97%	84%	97%	82%	96%	80%
Renda fixa												
Títulos públicos federais	64%	34%	69%	31%	82%	69%	80%	65%	65%	49%	61%	53%
Títulos privados (instituições financeiras)	3%	0%	5%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Títulos privados (instituições não financeiras)	1%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Fundos de investimento multimercado	1%	0%	1%	0%	15%	14%	16%	18%	30%	32%	34%	25%
Outros investimentos de renda fixa	21%	51%	19%	57%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Renda variável	6%	8%	3%	8%	0%	4%	0%	4%	0%	5%	1%	6%
Fundos de investimento em ações	6%	8%	3%	8%	0%	4%	0%	4%	0%	5%	1%	6%
Investimentos estruturados	1%	2%	0%	1%	0%	10%	0%	10%	0%	10%	0%	12%
Fundos de participação	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Fundos imobiliários	0%	1%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Fundos de investimento multimercado	1%	1%	0%	1%	0%	10%	0%	10%	0%	10%	0%	11%
Cotados em mercado ativo	96%	96%	98%	98%	98%	98%	97%	98%	97%	97%	97%	97%
Imóveis	2%	1%	1%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Operações com participantes	1%	1%	1%	1%	2%	2%	0%	2%	2%	3%	2%	3%
Outros ativos	1%	1%	0%	0%	0%	-1%	0%	-1%	0%	-1%	0%	-1%
Depósitos judiciais e outros	1%	1%	0%	0%	0%	-1%	0%	-1%	0%	-1%	0%	-1%
Não cotados em mercado ativo	4%	4%	2%	2%	2%	2%	1%	2%	3%	3%	3%	3%

Não há propriedades ocupadas pela Companhia e suas controladas entre os ativos dos planos.

	Meta para 2026							
	VIVEST		FAMÍLIA PREVIDÊNCIA				FAMÍLIA PREVIDÊNCIA	
	CPFL Paulista e CPFL Renováveis		CPFL Piratininga		CPFL RGE		CPFL Transmissão	
					Plano 1		Plano 2	
Renda Fixa	96,2%		96,7%		97,7%		97,1%	
Renda variável	0,3%		0,2%		0,0%		0,0%	
Imóveis	1,4%		0,6%		0,4%		0,5%	
Empréstimos e financiamentos	1,8%		2,5%		1,7%		2,2%	
Investimentos estruturados	0,0%		0,0%		0,2%		0,2%	
Investimentos no exterior	0,3%		0,0%		0%		0,0%	
	100,0%		100,0%		100,0%		100,0%	

A meta de alocação para 2026 foi baseada nas recomendações de alocação de ativos feitas pelas fundações, efetuada ao final de 2025 em suas Políticas de Investimentos. Tal meta pode mudar a qualquer momento ao longo do ano de 2026, à luz de alterações na situação macroeconômica ou do retorno dos ativos, dentre outros fatores.

A gestão de ativos visa maximizar o retorno dos investimentos, mas sempre procurando minimizar os riscos de déficit atuarial. Desta forma, os investimentos são efetuados sempre tendo em mente o passivo que os planos devem honrar. Os dois principais estudos que dão suporte para as fundações atingirem os objetivos de gestão de investimentos são o Estudo de *Asset Liability Management* – ALM (Gerenciamento Conjunto de Ativos e Passivos) e o Estudo Técnico de Aderência e Adequação da Taxa Real de Juros, ambos realizados no mínimo uma vez por ano, levando em consideração o fluxo projetado de pagamentos de benefícios (fluxo do passivo) dos planos previdenciários administrados pelas Fundações.

O estudo de ALM serve de base para a definição da alocação estratégica de ativos, que compreende as participações alvo nas classes de ativo de interesse, a partir da identificação de combinações eficientes de ativos, considerando a existência de passivos e as necessidades de retorno, de imunização e de liquidez de cada plano, considerando projeções de risco e retorno. As simulações geradas pelos estudos de ALM auxiliam na definição dos limites mínimos e máximos de alocação nas diferentes classes de ativos, definidos na Política de Investimentos dos planos, o que também serve como mecanismo de controle de risco.

O Estudo Técnico de Aderência e Adequação da Taxa Real de Juros objetiva comprovar a adequação e aderência da taxa de juros real anual a ser adotada na avaliação atuarial dos planos e a taxa de retorno real anual projetada dos investimentos, considerando-se os fluxos de receitas e despesas projetados dos planos.

Estes estudos servem de base para determinação das premissas de retorno real estimado dos investimentos dos planos para horizontes de curto e longo prazos, bem como auxiliam na análise da liquidez e solvência dos planos, posto que levam em consideração o fluxo de pagamento de benefício vis-à-vis o fluxo de recebimento dos ativos investidos. As principais premissas consideradas nos estudos são, além das projeções dos fluxos de passivo, as projeções macroeconômicas e de preços de ativos, por meio das quais são obtidas estimativas das rentabilidades esperadas de curto e longo prazo, levando-se em conta das carteiras dos planos de benefícios.

20.7 Análise de sensibilidade

As premissas atuariais significativas para a determinação da obrigação definida são taxa de desconto e mortalidade. As análises de sensibilidade a seguir foram determinadas com base em mudanças razoavelmente possíveis das respectivas premissas ocorridas no fim do período de relatório, mantendo-se todas as outras premissas constantes.

Na apresentação da análise de sensibilidade, o valor presente da obrigação de benefício definido foi calculado pelo método da unidade de crédito projetada no fim do período de relatório, que é igual ao aplicado no cálculo

do passivo da obrigação de benefício definido reconhecido no balanço patrimonial, conforme CPC 33 / IAS 19.

Abaixo temos demonstrados os efeitos no valor presente das obrigações atuariais caso a taxa de desconto fosse 0,25 pontos percentuais mais baixo (alta) e caso a tabela de mortalidade fosse desagravada (agravada) em um ano:

	Aumento (redução)	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Renováveis	CPFL RGE		CPFL Transmissão***		Total
					Plano 1	Plano 2	Plano Único	CEEEPREV BD	
Taxa de desconto nominal*	-0,25 p.p.	90.767	26.310	2.210	8.329	10.808	20.560	41.421	200.405
	+0,25 p.p.	(96.058)	(26.734)	(2.326)	(8.029)	(10.420)	(19.934)	(40.008)	(203.509)
Tábua de biométrica de mortalidade**	+1 ano	(130.297)	(27.630)	(2.899)	(7.603)	(11.797)	(34.793)	(46.199)	(261.218)
	-1 ano	128.468	25.577	2.659	7.366	11.490	34.388	44.975	254.923

* A premissa da Companhia baseada no laudo atuarial para a taxa de desconto nominal foi de 11,49%. As taxas projetadas são atenuadas ou majoradas em 0,25 p.p., para 11,24% a.a. e 11,74% a.a.

** A premissa utilizada no laudo atuarial para a tabela de mortalidade foi de AT-2000 (-10) para os planos da VIVEST, BREMS sb v.2015 suav. 10% MF (CPFL RGE Plano I) e AT 2000 MF (CPFL RGE Plano II), BREMS sb v.2015 (CEEEPREV) e AT-2000 MF (Plano Único), referente aos planos da Fundação Família Previdência. As projeções foram realizadas com agravamento ou suavização de 1 ano nas respectivas tábuas de mortalidade.

*** Sem incluir as estimativas para o plano CTP.

20.8 Risco de investimento

Os planos de benefícios do Grupo possuem a maior parte de seus recursos aplicados no segmento de renda fixa e, dentro do segmento de renda fixa, a maior parte dos recursos encontra-se aplicado em títulos públicos federais, referenciados ao IPCA, que são os índices de correção do passivo atuarial dos planos do Grupo (planos de benefício definido) representando a associação entre ativos e passivos. No primeiro trimestre, houve a aprovação pelo órgão fiscalizador, a Previc, da troca do indexador que reajusta os benefícios dos planos de IGP-DI para IPCA, o que possibilita melhores condições para o equilíbrio entre ativo (investimentos) e passivo (pagamento de benefícios).

Na Vivest os planos de benefícios do Grupo têm sua gestão monitorada pelo Comitê Gestor de Investimentos e Previdência do Grupo, bem como pela Diretoria Executiva e pelo Conselho Deliberativo, além dos órgãos de fiscalização como Conselho Fiscal e auditorias interna e externas. Dentre as tarefas do referido Comitê, está a análise e aprovação das políticas de investimentos, do plano de aplicação do patrimônio dos planos e da gestão previdenciária dos planos. Os resultados dos investimentos são acompanhados pela Diretoria de Investimentos e Patrimônio e apresentados periodicamente ao Comitê de Investimentos, ao Comitê Gestor e ao Conselho Deliberativo.

Na Família Previdência, os planos de benefícios do Grupo têm sua gestão monitorada pela Gerência de Investimentos, Comitê Consultivo de Investimentos, Diretoria Executiva e Conselho Deliberativo, além dos órgãos de fiscalização como Conselho Fiscal e auditorias externas e internas. Dentre as tarefas do Comitê Consultivo de Investimentos, está a análise, manutenção, reprovação e aprovação de recomendações de investimentos realizadas pelos gestores de investimentos da Fundação Família Previdência, o que ocorre ao menos mensalmente. A Fundação Família Previdência realizou os seguintes movimentos ao longo do ano de 2025: a) aquisição de títulos públicos na curva; b) redução na exposição do Segmento de Renda Variável, e c) redução na exposição do Segmento de Investimentos Estruturados.

Na VIVEST, o “apetite” aos riscos de investimentos está formalizado na Política de Gestão de Riscos Corporativos, aprovada pelo Conselho Deliberativo da Entidade, sendo que referido “apetite” aos riscos de investimentos é desdobrado para as áreas de investimentos na forma de “tolerâncias” a riscos de investimentos, que são limites de riscos aprovados pela Diretoria Executiva e controlados pela Gerência de Riscos e Controle de Investimentos, área que responde ao Diretor Administrativo e de Benefícios da Vivest.

A VIVEST e a Fundação Família Previdência utilizam, para o controle do risco de mercado dos segmentos de Renda Fixa e Renda Variável, as seguintes ferramentas: Valor em Risco (“VaR”), *Tracking Risk*, *Tracking Error* e Teste de Estresse (“*Stress Test*”).

A Fundação Família Previdência utiliza ainda, o *Sharpe*, *Sharpe* Generalizado e *Drawn Down*. Adicionalmente, para avaliar a exposição ao risco de mercado dos portfólios dos planos.

As Políticas de Investimentos das fundações determinam restrições adicionais que, em conjunto com aquelas já expressas na legislação, definem os percentuais de diversificação para investimentos e estabelecem a estratégia dos planos, entre eles, o limite de risco de crédito em ativos de emissão ou coobrigação de uma mesma pessoa jurídica a serem praticados internamente. Não há propriedades ocupadas pela Companhia e suas controladas entre os ativos dos planos.

(21) IMPOSTOS, TAXAS E CONTRIBUIÇÕES A RECOLHER

	Consolidado	
	31/12/2025	31/12/2024
<u>Circulante</u>		
Imposto de renda pessoa jurídica - IRPJ	557.452	327.940
Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL	190.763	112.964
Imposto de renda e contribuição social a recolher	748.215	440.904
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	178.507	330.832
Programa de integração social - PIS	49.298	38.492
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	228.742	178.628
Outros	96.597	101.118
Transação tributária relacionada a contencioso judicial - dívida previdência privada	150.617	135.427
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	703.760	784.498
Total Circulante	1.451.975	1.225.402
<u>Não circulante</u>		
Imposto de renda pessoa jurídica - IRPJ	230.145	224.364
Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL	23.904	20.778
Imposto de renda e contribuição social a recolher	254.049	245.142
IRPJ/CSLL parcelamento	2.464	4.181
Transação tributária relacionada a contencioso judicial - dívida previdência privada	953.216	992.608
Outros	574	989
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	956.254	997.778
Total Não circulante	1.210.303	1.242.920

Transação tributária relacionada a contencioso judicial – dívida previdência privada - Transação Tributária entre a controlada CPFL Paulista e a Procuradoria da Fazenda Nacional ("PGFN"), celebrada em dezembro de 2022, referente aos processos relacionados às discussões acerca da dedutibilidade, para fins de imposto de renda (IRPJ) e contribuição social (CSLL), das despesas reconhecidas no ano de 1997, referente à novação de dívida relativa ao plano de previdência dos funcionários da controlada CPFL Paulista perante a Fundação CESP (atual "Vivest") que será quitado em 120 parcelas.

O saldo atualizado do parcelamento em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 1.103.833 (R\$ 1.128.035 em 31 de dezembro de 2024).

Com relação às garantias financeiras (seguros e fianças bancárias), cujo montante em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 1.116.384 (R\$ 1.139.224 em 31 de dezembro de 2024), serão mantidas em valor suficiente para garantir a Transação, podendo haver alteração no valor com autorização prévia da Fazenda Nacional, na proporção do que for amortizado do débito no âmbito da transação.

Imposto de renda pessoa jurídica – IRPJ: no não circulante refere-se às provisões para riscos fiscais referentes aos tributos sobre o lucro. O maior montante dos casos refere-se a Mandado de Segurança impetrado pela controlada CPFL Piratininga, que discute a possibilidade da dedução da despesa da CSLL da base de cálculo do IRPJ, sendo que para este caso é mais provável que as Autoridades Fiscais não aceitem o procedimento em questão.

O Grupo possui outros tratamentos incertos de tributos sobre o lucro para os quais a Administração concluiu que é mais provável que sejam aceitos pela autoridade fiscal do que não, cujo efeito de potenciais contingências estão divulgados na nota 22 - Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas e depósitos judiciais.

(22) PROVISÕES PARA RISCOS FISCAIS, CÍVEIS E TRABALHISTAS E DEPÓSITOS JUDICIAIS

	Consolidado			
	31/12/2025		31/12/2024	
	Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	Depósitos judiciais	Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	Depósitos judiciais
Trabalhistas	761.139	274.015	632.533	243.319
Cíveis	446.178	39.361	347.977	40.254
Fiscais	390.034	449.343	387.442	426.426
Outros	143.552	43.057	194.028	39.938
Total	1.740.903	805.776	1.561.980	749.936

A movimentação das provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e outros está demonstrada a seguir:

	Consolidado					Saldo em 31/12/2025
	Saldo em 31/12/2024	Adições	Reversões	Pagamentos	Atualização monetária	
Trabalhistas	632.533	148.117	(18.954)	(85.938)	85.382	761.139
Cíveis	347.977	225.660	(20.052)	(157.871)	50.463	446.178
Fiscais	387.442	18.356	(14.203)	(42.161)	40.601	390.034
Outros	194.028	30.978	(54.266)	(49.097)	21.909	143.552
Total	1.561.980	423.111	(107.475)	(335.067)	198.354	1.740.903

As provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e outros foram constituídas com base em avaliação dos riscos de perdas em processos em que o Grupo é parte, cuja probabilidade de perda é provável na opinião dos assessores legais externos e da Administração do Grupo.

O sumário dos principais assuntos pendentes relacionados a litígios, processos judiciais e autos de infração é como segue:

- a. **Trabalhistas** – As principais causas trabalhistas relacionam-se às reivindicações de ex-funcionários e sindicatos para o pagamento de ajustes salariais (horas extras, equiparação salarial, verbas rescisórias e outras reivindicações).
- b. **Cíveis**

Danos pessoais – Referem-se, principalmente, a pleitos de indenizações relacionados a acidentes ocorridos na rede elétrica das controladas, danos a consumidores, acidentes com veículos, entre outros.

Majoração tarifária – Corresponde a vários pleitos de consumidores industriais, devido a reajustes impostos pelas Portarias DNAEE nº 38 e 45, de 27 de fevereiro e 4 de março de 1986, respectivamente, quando estava em vigor o congelamento de preços do “Plano Cruzado”.
- c. **Fiscais** – Refere-se a processos existentes nas esferas judicial e administrativa decorrente da operação dos negócios das controladas, relacionados a assuntos fiscais envolvendo IRPJ, CSLL INSS, FGTS, SAT, ICMS, Pis e Cofins.
- d. **Outros:** A rubrica de outros são principalmente ações relacionadas à natureza regulatória.

Ações judiciais que impugnam as Notas Técnicas n.º 23/2003-SEM/ANEEL e 81/2003-SFF/ANEEL

Em 2004, a controlada CPFL Brasil ajuizou ações visando anular os efeitos da aplicação retroativa dos critérios estabelecidos nas Notas Técnicas nº 23/2003-SEM/ANEEL e 81/2003-SFF/ANEEL e dos demais atos, para que os preços dos contratos de comercialização de energia elétrica anteriormente firmados permanecessem regidos pelas Resoluções da Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”) que regem o chamado “valor normativo” por ocasião da celebração dos contratos.

As ações movidas pela CPFL Brasil buscavam afastar a intervenção promovida pela ANEEL em Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica firmado pela CPFL Brasil, vindo a ANEEL a exigir a redução do preço contratado nos termos das Notas Técnicas nº 23/2003-SEM/ANEEL e 81/2003-SFF/ANEEL.

Em 02 de julho de 2024, um dos processos judiciais da CPFL Brasil com decisão favorável para a controlada transitou em julgado. O contrato de energia referente a mencionada ação judicial, cujos efeitos foram restabelecidos pelo Poder Judiciário, tinha como contraparte a controlada CPFL Paulista. Por essa razão, o valor a ser recebido pela CPFL Brasil será pago pela CPFL Paulista por meio de reajuste tarifário.

Em agosto de 2024, teve início a execução de sentença promovida perante a primeira instância. Em paralelo, a CPFL Brasil busca, pela via administrativa perante a ANEEL, entendimentos para cumprimento da decisão judicial com base em critério adotado pela Advocacia-Geral da União – AGU, que calculou a condenação em R\$ 4.678.104 (atualizado até março de 2025).

Em 11 de abril de 2025, após CPFL Brasil postular em Juízo o prosseguimento da execução, foi concedido prazo à ANEEL para que se manifeste em Juízo com relação às tratativas em curso na esfera administrativa, notadamente com relação aos critérios e a forma pela qual o montante será incluído no processo tarifário da CPFL Paulista.

Em reunião de Diretoria da ANEEL, realizada em 29 de abril de 2025, a Agência deliberou por não inserir, neste momento, o valor referente à ação judicial na tarifa da distribuidora e determinou que a Procuradoria Federal inicie processo em apartado para verificar a possibilidade de celebração de acordo.

A CPFL Brasil manifestou de forma administrativa seu interesse em prosseguir em tratativas para um acordo e estava aguardando posicionamento da ANEEL.

Em outubro de 2025 o Juízo determinou a intimação das partes para informar acerca do andamento das tratativas na via administrativa. Como não houve avanço na composição, em dezembro de 2025 a CPFL Brasil postulou o prosseguimento da execução em face da ANEEL e aguarda manifestação do juízo.

Perdas possíveis:

As reclamações relacionadas a perdas possíveis, em 31 de dezembro de 2025 e 2024 estavam assim representadas:

	Consolidado		Principais causas
	31/12/2025	31/12/2024	
Trabalhistas	824.356	684.129	Acidentes de trabalho, adicional de periculosidade e horas extras
Cíveis	2.801.625	2.699.688	Ações indenizatórias, danos elétricos, majoração tarifária, revisão de contratos e cobranças por ocupação da faixa de domínio
Fiscais	3.414.924	3.356.569	Imposto de Renda e Contribuição Social
Fiscais - Outros	3.665.609	3.246.062	INSS, ICMS, FINSOCIAL, PIS e COFINS
Regulatório	41.967	195.648	Processos de fiscalização técnica, comercial e econômico-financeira
Total	10.748.481	10.182.096	

Além dos processos contemplados no quadro acima, o Grupo está inserido em discussões judiciais, classificadas com risco possível de perda, relacionadas a: (i) litígios judiciais entre a Fundação Família Previdência e a PREVIC e a controlada CPFL Transmissão, envolvendo as contribuições não paritárias do Plano CEEE Prev (nota 20.1) no montante de R\$ 519.456 (R\$ 544.353 em 31 de dezembro de 2024) e (ii) ação ordinária movida pela ABRAGEL (à qual as controladas da CPFL Renováveis são associadas), em face da União Federal, contra a revisão extraordinária de garantia física suspensa por força da portaria MME nº 267/2015 (nota 17) no valor de R\$ 380.500 (R\$ 344.900 em 31 de dezembro de 2024). Em caso de eventuais decisões desfavoráveis nestas ações, os impactos esperados para as controladas da Companhia se darão, nos cenários atuais, por meio de aportes não paritários ao Plano CEEE Prev e por meio de ajustes nos valores liquidados no âmbito da CCEE, respectivamente.

Ação Civil Pública – Estação Ecológica de Jataí

Em 24 de abril de 2025, a Administração tomou conhecimento de Ação Civil Pública, ajuizada pelo Ministério Público do Estado de São Paulo com vistas a postular reparação por danos ambientais alegadamente causados à Estação Ecológica de Jataí e à Estação Experimental de Luiz Antônio em razão de incêndio ocorrido em 2020.

A parte requer a reparação dos supostos danos ambientais por meio da avaliação e restauração de áreas com vegetação nativa danificadas pelo incêndio ou, alternativamente, caso não seja possível o cumprimento de obrigação de fazer, o pagamento de compensação ambiental no montante de R\$ 970.854. Ainda que se trate de pedido subsidiário, a controlada CPFL Paulista atribui, como perda possível, o valor de R\$ 51.712 e como remota, a chance de desembolso do restante do valor atribuído, correspondente a R\$ 927.018.

Em defesa apresentada em maio de 2025, a controlada CPFL Paulista defende que não foi a causadora do dano. Para fundamentar sua defesa, apresentou relatórios técnicos que demonstram que o incêndio não teve início em sua rede de distribuição. O processo está atualmente em fase de instrução e não possui decisão de mérito.

Fiscais:

(i) **Imposto de Renda Retido na Fonte (IRRF):** Em agosto de 2016, a controlada CPFL Renováveis recebeu auto de infração referente a cobrança de IRRF sobre remuneração do ganho de capital incorrido pelos residentes e/ou domiciliados no exterior, decorrente da transação de venda da Jantus SL, ocorrida em dezembro de 2011, o qual a Administração da Companhia, suportada por seus consultores jurídicos externos, classificou o prognóstico de risco de perda do processo como possível. Em junho de 2023, houve decisão parcialmente favorável, culminando na redução de 53% do valor do auto de infração. Apresentado recurso cabível pela controlada, em novembro de 2025, tornou-se definitiva decisão a desfavorável tomada por voto de qualidade, o que autoriza a exclusão da multa, remanescendo débito no montante de R\$ 139.291 (imposto e juros), atualizado até 31 de dezembro de 2025. Em janeiro de 2026, a Companhia efetuou a quitação integral do débito de IRRF no valor de R\$ 60.950, com os benefícios estabelecidos pela Lei 14.689/2023, que prevê a exclusão dos juros e das multas para o adimplemento do débito no prazo de 90 dias contados da decisão definitiva tomada por voto de qualidade, finalizando a discussão.

(ii) **Imposto de Renda de Pessoa Jurídica e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (IRPJ e CSLL):** Em 2016 a controlada CPFL Geração recebeu um auto de infração no montante de R\$ 504.722, atualizado até 31 de dezembro de 2025, relativo à cobrança de IRPJ e CSLL do ano-calendário 2011, apurado sobre suposto ganho de capital identificado na aquisição da ERSÁ Energias Renováveis S.A. e de apropriação de diferenças da reavaliação a valor justo da SMITA Empreendimentos e Participações S.A., empresa adquirida de forma reversa, o qual a Administração da Companhia, suportada por seus consultores jurídicos externos, classificou o prognóstico de risco de perda do processo como possível. Em novembro de 2024, o CARF deu provimento ao Recurso Voluntário da Companhia, contudo, a decisão ainda não é definitiva e cabe recurso da Fazenda Nacional. A partir de setembro de 2020, em decorrência da integração da CPFL Renováveis, os processos migraram para a CPFL Renováveis.

(iii) **Imposto de Renda de Pessoa Jurídica e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (IRPJ e CSLL):** Em 2012, a CPFL RGE recebeu a Execução Fiscal ajuizada pela União Federal para cobrança de IRPJ e CSLL dos exercícios de 1999 a 2003, referente a amortização do ágio registrado na aquisição da CPFL RGE pela DOC3, no montante atualizado até 31 de dezembro de 2025, de R\$ 650.519. Em março de 2024, o TRF4 julgou as apelações da controlada e da União adotando entendimento desfavorável à CPFL RGE. Em março de 2025, houve o julgamento dos Embargos de Declaração opostos pela CPFL RGE perante o TRF4, os quais foram parcialmente acolhidos para corrigir o erro material referente a data de início de registro do ágio, mas sem alteração quanto ao mérito. Assim, foram interpostos Recursos Especial e Extraordinário, os quais foram admitidos. Em 26 de novembro de 2025, foi proferida decisão monocrática no Recurso Especial, dando-lhe parcial provimento para anular o acórdão proferido no julgamento dos embargos de declaração, determinando o retorno dos autos a apreciação de omissões pelo tribunal de origem. Cabem recursos contra a referida decisão.

(23) OUTRAS CONTAS A PAGAR

	Consolidado			
	Circulante		Não circulante	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
Taxas regulamentares	196.470	100.722	-	-
Obrigações estimadas com pessoal	230.346	221.712	-	-
Uso do bem público	25.009	23.253	169.054	175.914
Consumidores e concessionárias	923.559	713.351	80.149	80.994
Bônus Itaipu	-	181.864	-	-
Programa de eficiência energética - PEE	221.758	226.708	16.299	12.077
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	177.354	130.763	37.392	78.953
EPE / FNDCT / PROCEL (*)	71.678	45.149	-	-
Fundo de reversão	1.712	1.712	2.346	4.057
Adiantamentos	946.174	720.228	228.404	151.190
Descontos tarifários - CDE	33.170	7.362	-	-
Folha de pagamento	40.186	36.144	-	-
Participação nos lucros	145.302	145.226	56.787	55.327
Convênios de arrecadação	149.122	146.083	-	-
Aquisição de negócios	12.356	12.210	-	-
Outros	291.035	271.752	243.201	270.480
Total	3.465.230	2.984.242	833.632	828.992

(*) EPE - Empresa de Pesquisa Energética, FNDCT - Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico e PROCEL - Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica.

Consumidores e concessionárias: Referem-se ao saldo do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (“SCEE”) de R\$ 698.012 (R\$ 502.577 em 31 de dezembro de 2024), além de outras contas pagas em duplicidade e ajustes de faturamento a serem compensados ou restituídos. Em relação ao SCEE é por meio desse sistema que a energia excedente produzida por unidades consumidoras que utilizam microgeração ou minigeração distribuída é injetada na rede elétrica da distribuidora e convertida em créditos de energia. Esses créditos podem ser utilizados no prazo de 60 meses para abater o consumo da própria unidade consumidora e se não utilizado é repassado na tarifa.

Bônus Itaipu: refere-se aos valores recebidos e repassados a determinados consumidores decorrentes do superávit na Conta de Itaipu.

Adiantamentos: refere-se substancialmente a adiantamento de clientes relativo ao faturamento antecipado pela controlada CPFL Renováveis, sem que tenha havido ainda o fornecimento de energia ou serviço.

Programas de eficiência energética – PEE e pesquisa e desenvolvimento – P&D: as controladas de distribuição reconheceram passivos relacionados a valores já faturados em tarifas (1% da receita operacional líquida), mas ainda não aplicados nos programas de PEE e P&D. Tais montantes são passíveis de atualização monetária mensal, com base na SELIC, até o momento de sua efetiva realização. Adicionalmente a Lei nº 14.120 em 1º de março de 2021 e o Despacho ANEEL nº 904 de 30 de março de 2021, estabelecem que entre 1º de setembro de 2020 a 31 de dezembro de 2025, até 30% dos valores previstos para os programas de PEE e P&D, não comprometidos com projetos contratados ou iniciados até 31 de agosto de 2020, deverão ser destinados à CDE em favor da modicidade tarifária. Os recolhimentos a CDE são realizados no dia 10 de cada mês, sendo que o primeiro recolhimento foi realizado no mês de abril de 2021.

Participação nos lucros: Refere-se principalmente a:

- (i) Em conformidade com o Acordo Coletivo de Trabalho, o Grupo implantou programa de participação dos empregados nos lucros e resultados, baseado em acordo de metas operacionais e financeiras previamente estabelecidas com os mesmos;
- (ii) Programa de Incentivo a Longo Prazo: refere-se ao Plano de Incentivo de Longo Prazo para Executivos do Grupo, aprovado pelo Conselho de Administração, que consiste em um incentivo em recursos financeiros baseado em múltiplos salariais e que tem como orientadores os resultados da empresa e a performance média do Grupo nos três exercícios sociais seguintes a cada concessão.

Convênios de arrecadação: referem-se a convênios firmados com prefeituras e empresas para arrecadação através da conta de energia elétrica e posterior repasse de valores referentes à contribuição de iluminação pública, jornais, assistência médica, seguros residenciais, entre outros.

O passivo de arrendamentos está apresentado na rubrica de outros (nota 3.16).

(24) PATRIMÔNIO LÍQUIDO

A participação dos acionistas no patrimônio líquido da Companhia em 31 de dezembro de 2025 e 2024 está assim distribuída:

Acionistas	Quantidade de ações			
	31/12/2025		31/12/2024	
	Ordinárias	Participação %	Ordinárias	Participação %
State Grid Brazil Power Participações S.A.	730.435.698	63,39%	730.435.698	63,39%
ESC Energia S.A.	234.086.204	20,32%	234.086.204	20,32%
Membros da Diretoria Executiva	500	0,00%	500	0,00%
Demais acionistas	187.732.038	16,29%	187.732.038	16,29%
Total	1.152.254.440	100%	1.152.254.440	100%

24.1 Gestão do capital

A política do Grupo é manter uma base sólida de capital para manter a confiança do investidor, dos credores, do mercado e a sustentabilidade do negócio. A Administração monitora o retorno de capital e bem como a estratégia de subida de dividendos das controladas para Companhia, e da Companhia para os controladores.

O Grupo gerencia o nível de alavancagem ponderando as vantagens e a segurança proporcionada por uma posição de capital próprio mais elevada. O Grupo monitora o capital utilizando o índice de alavancagem calculado pela dívida líquida em relação ao EBITDA.

Ao longo de 2025, a estrutura de capital e a alavancagem consolidada da CPFL Energia permaneceram em níveis adequados. A dívida líquida do Grupo alcançou 2,30 vezes o EBITDA em 2025 (2,07 vezes em 2024), no critério de medição dos *covenants* financeiros do Grupo, ligeiramente maior do que no ano anterior. A política do grupo é manter este índice igual ou abaixo de 3,75, visto que a maioria de seus empréstimos utilizam esta medição. Historicamente, a Companhia não vem adquirindo suas próprias ações no mercado.

24.2 Reserva de capital

Refere-se basicamente ao (i) registro de operações envolvendo a controlada CPFL Renováveis em combinação de negócios e oferta pública de ações de 2011 a 2014 (R\$ 467.927); (ii) redução por aquisição de participação na CPFL Renováveis, anteriormente detida pela controladora State Grid em 2019 (R\$ 2.034.920); (iii) aumento por aquisição de participação adicional, pela controlada CPFL Cone Sul, na CPFL Transmissão em 2022 (R\$ 250.347) e (iv) redução por outras movimentações em participações sem alteração no controle (R\$ 78.311).

De acordo com o ICPC 09 (R3) e IFRS 10 / CPC 36, estes efeitos foram reconhecidos como transações entre acionistas e contabilizado diretamente no Patrimônio Líquido.

24.3 Reserva de lucros

O saldo da reserva de lucros em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 16.139.278, que compreende: (i) reserva legal de R\$ 1.877.614, (ii) reserva de lucros a realizar de R\$ 3.822.612 e (iii) reserva de reforço de capital de giro R\$ 7.510.454.

24.4 Resultado abrangente acumulado

O resultado abrangente acumulado é composto por:

- (i) Custo atribuído: Refere-se ao registro da mais valia do custo atribuído ao imobilizado das geradoras, no montante credor de R\$ 212.298;
- (ii) Entidade de previdência privada: o saldo devedor de R\$ 1.851.271 (líquido de imposto de renda e contribuição social) corresponde aos efeitos registrados diretamente em resultados abrangentes, de acordo com o IAS 19 / CPC 33 (R2);
- (iii) Efeitos do risco de crédito na marcação a mercado de ativos e passivos financeiros, líquido dos efeitos tributários, de acordo com o IFRS 9 / CPC 48 (R\$ 3.645).

24.5 Dividendo

Na Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária de 29 de abril de 2025 foi aprovada a declaração de dividendo adicional proposto de R\$ 1.855.190 referente ao exercício de 2024.

A Companhia está propondo para o exercício de 2025, o montante de R\$ 1.371.081 de dividendo mínimo obrigatório e R\$ 2.928.598 de dividendo adicional proposto.

Em 2025, a Companhia efetuou pagamento R\$ 3.209.618 de dividendos.

24.6 Destinação do lucro líquido do exercício
O Estatuto Social da Companhia prevê a distribuição como dividendo de no mínimo 25% do lucro líquido ajustado na forma da lei, aos titulares de suas ações.
A proposta de destinação do lucro líquido do exercício está demonstrada no quadro a seguir:

	2025
Lucro líquido do exercício - controladora	5.484.324
Realização de reserva de lucros a realizar	26.155
Realização do resultado abrangente	26.412
Dividendo prescrito	13.802
Lucro líquido base para destinação	5.550.694
Reserva de lucros a realizar	(773.574)
Reserva de capital de giro	(477.441)
Dividendos mínimos obrigatórios	(1.371.081)
Dividendo adicional proposto	(2.928.598)

A Administração do Grupo está propondo a destinação de R\$ 477.441 à reserva estatutária - reforço de capital de giro. Adicionalmente, parte do lucro do ano foi alocada à reserva de lucros a realizar no montante de R\$ 773.574 referente principalmente à atualização monetária do ativo financeiro da concessão das distribuidoras. O montante remanescente de R\$ 2.928.598 foi proposto como dividendo adicional, que adicionado ao dividendo mínimo obrigatório totalizou R\$ 4.299.679.

(25) LUCRO POR AÇÃO

Lucro por ação – básico e diluído
O cálculo do lucro por ação básico e diluído em 31 de dezembro de 2025 e 2024 foi baseado no lucro líquido do exercício atribuível aos acionistas controladores e o número médio ponderado de ações ordinárias em circulação durante os períodos apresentados:

	2025	2024
Numerador		
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores	5.484.324	5.457.652
Denominador		
Número de ações em poder dos acionistas	1.152.254.440	1.152.254.440
Lucro por ação	4,76	4,74

(26) RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	Consolidado					
	Nº de Consumidores		GWh		R\$ mil	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Receita de operações com energia elétrica						
Classe de consumidores						
Residencial	9.859.799	9.666.619	23.074	23.304	21.077.353	20.468.525
Industrial	49.714	52.665	4.682	5.836	2.217.709	3.028.932
Comercial	545.665	551.850	6.736	8.240	5.619.853	6.526.859
Rural	310.968	316.434	2.399	2.628	1.807.217	1.884.687
Poderes públicos	71.758	70.579	1.462	1.519	1.284.408	1.279.212
Iluminação pública	11.941	11.397	1.744	1.878	959.263	970.341
Serviço público	12.347	11.923	1.510	1.785	1.094.460	1.287.727
Fornecimento faturado	10.862.192	10.681.467	41.607	45.191	34.060.263	35.446.282
Consumo próprio	-	-	36	37	-	-
Fornecimento não faturado (líquido)	-	-	-	-	239.714	(549.732)
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo	-	-	-	-	(18.071.851)	(18.219.331)
Fornecimento de energia elétrica	10.862.192	10.681.467	41.643	45.229	16.228.126	16.677.219
Concessionárias, permissionárias e autorizadas			21.497	26.784	5.499.771	5.869.448
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo			-	-	(137.899)	(181.233)
Energia elétrica de curto prazo			5.181	5.959	1.092.682	749.845
Suprimento de energia elétrica			26.678	32.742	6.454.554	6.438.060
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor cativo					18.209.750	18.400.564
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor livre					8.206.351	7.048.418
(-) Compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos					(107.878)	(123.300)
Receita de construção da infraestrutura de concessão					5.879.424	5.595.365
Ativo e passivo financeiro setorial (nota 9)					3.393.256	1.551.014
Atualização do ativo financeiro da concessão (nota 11)					1.172.082	1.007.941
Aporte CDE - baixa renda, demais subsídios tarifários					3.103.700	2.394.318
Outras receitas e rendas					2.238.096	2.095.285
Outras receitas operacionais					42.094.781	37.969.605
Total da receita operacional bruta					64.777.460	61.084.883
Deduções da receita operacional						
ICMS					(7.309.774)	(7.150.339)
PIS					(805.949)	(758.950)
COFINS					(3.717.094)	(3.496.690)
ISS					(38.585)	(40.055)
Reserva global de reversão - RGR					(1.800)	(618)
Conta de desenvolvimento energético - CDE					(7.449.937)	(5.942.641)
Programa de P & D e eficiência energética					(330.148)	(311.145)
PROINFRA					(382.396)	(340.949)
Bandeiras tarifárias e outros					(228.711)	(41.112)
Compensação financeira pela utilização de recursos Hídricos - CFURH					(41.691)	(44.929)
Outros					(103.595)	(329.244)
					(20.409.680)	(18.456.673)
Receita operacional líquida					44.367.780	42.628.210

Outras receitas e rendas: Esta linha contém a receita do segmento de Transmissão de Energia decorrente da operação e manutenção e remuneração do ativo contratual de R\$ 837.881 (R\$ 944.218 em 2024).

Receita de construção da infraestrutura de concessão: Refere-se a receita de construção das concessões dos segmentos de Distribuição de R\$ 4.916.131 (R\$ 4.557.181 em 2024) e de Transmissão de R\$ 963.293 (R\$ 1.038.184 em 2024).

26.1. Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos

No procedimento de regulação tarifária (“PRORET”), no submódulo 2.7 Outras Receitas, aprovado pela REN ANEEL nº 463, de 22 de novembro de 2011, foi definido que as receitas auferidas com ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, da data contratual de revisão tarifária referente ao 3º ciclo de revisão tarifária periódica, devem ser contabilizadas como obrigações especiais, em subconta específica e serão amortizadas a partir da próxima revisão tarifária.

Para as controladas de distribuição, em função do 4º ciclo de revisão tarifária periódica, a partir de maio de 2015, essa obrigação especial passou a ser amortizada. Os novos valores decorrentes de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos passaram a ser constituídos em ativos e passivos financeiros setoriais, homologados em revisão tarifária periódica e amortizados até a próxima revisão tarifária periódica, e assim sucessivamente, conforme dispõe o submódulo 2.1 Procedimentos Gerais do PRORET.

Em 7 de fevereiro de 2012 a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (“ABRADEE”) conseguiu a suspensão dos efeitos da REN nº 463, onde foi deferido o pedido de antecipação de tutela final e foi suspensa a determinação de contabilização das receitas oriundas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos como obrigações especiais. Em junho de 2012, foi deferido o efeito suspensivo requerido pela ANEEL em seu Agravo de Instrumento e suspendendo a antecipação de tutela originalmente deferida em favor da ABRADEE. Atualmente aguarda-se a apresentação do Laudo Pericial pelo Sr. Perito do Juízo e o julgamento da ação para determinar o tratamento definitivo dessas receitas. Esses valores foram provisionados como (i) obrigações especiais e estão sendo amortizadas e apresentadas líquidas no ativo

intangível da concessão, em atendimento ao CPC 25 e (ii) passivos financeiros setoriais os quais estão sendo amortizados e apresentados líquido na receita operacional líquida.

26.2. Revisão Tarifária Periódica (“RTP”) e Reajuste Tarifário Anual (“RTA”)

Distribuidora	Mês		2025		2024	
			RTA / RTP	Percepção do consumidor (a)	RTA / RTP	Percepção do consumidor (a)
CPFL Paulista	Abril	(b)	-2,19%	-3,66%	3,91%	1,46%
CPFL Piratininga	Outubro		10,03%	7,63%	1,33%	3,03%
CPFL RGE	Junho	(c)	2,51%	12,39%	0,00%	0,00%
CPFL Santa Cruz	Março	(d)	1,03%	2,62%	7,02%	5,63%

- (a) Representa o efeito médio percebido pelo consumidor, em decorrência da retirada da base tarifária de componentes financeiros que haviam sido adicionados no reajuste tarifário anterior.
- (b) Em 29 de abril de 2025, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória (“REH”) Nº 3.452, relativo ao reajuste tarifário anual - RTA da controlada CPFL Paulista, que fixou o reajuste médio das tarifas em -2,19%, sendo 5,85% referentes ao reajuste tarifário econômico e -8,04% relativos aos componentes financeiros. O efeito médio total a ser percebido pelos consumidores é de -3,66%.
Como as tarifas de 2024 foram prorrogadas até 29 de abril de 2025, a diferença de receita auferida entre 8 e 29 de abril de 2025 será compensada no processo tarifário de 2026, através de um passivo financeiro setorial.
- (c) Em 18 de junho de 2025, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória (“REH”) Nº 3.473, relativo ao reajuste tarifário anual - RTA da controlada CPFL RGE, com efeito médio total a ser percebido pelos consumidores de 12,39%.
- (d) Em 22 de maio de 2025, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória (“REH”) Nº 3.460, relativo ao reajuste tarifário anual – RTA da controlada CPFL Santa Cruz, com efeito médio total a ser percebido pelos consumidores de 2,62%, sendo 2,61% em média, para os consumidores em Alta Tensão, e 2,62%, em média, para os consumidores em Baixa Tensão. O efeito médio decorre: (i) do reajuste dos itens de custos de Parcela A e B, contribuindo para o efeito médio em 1,67%; (ii) da inclusão dos componentes financeiros apurados no atual reajuste e da retirada dos componentes financeiros estabelecidos no último processo tarifário, que contribuíram para uma variação de 0,95%.
Como as tarifas de 2024 foram prorrogadas até 21 de maio de 2025, a diferença de receita auferida entre 22 de março de 2025 e 21 de maio de 2025 será compensada no processo tarifário de 2026.

26.3. Aporte CDE - baixa renda e demais subsídios tarifários

A Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013 determinou que os recursos relacionados à subvenção baixa renda bem como outros descontos tarifários passassem a ser subsidiados integralmente por recursos oriundos da CDE. No exercício de 2025 foi registrada receita de R\$ 3.103.700 (R\$ 2.394.318 em 2024), em contrapartida a outros ativos na rubrica contas a receber – CDE (nota 12) e outras contas a pagar na rubrica descontos tarifários – CDE (nota 23).

26.4. Conta de desenvolvimento energético – (“CDE”)

A ANEEL, por meio da REH nº 3.433, de 10 de dezembro de 2024, estabeleceu as quotas mensais provisórias da CDE-USO.

A REH nº 3.484, de 15 de julho de 2025, estabeleceu as quotas definitivas da CDE-USO de 2025 e as quotas da CDE-GD, criada pela Lei nº 14.300 de 2022, cujos valores foram pagos a partir do mês subsequente a homologação da cota.

A CDE Escassez Hídrica foi criada pela REN nº 1.008 de 15 de março de 2022 e suas quotas foram homologadas por meio do Despacho nº 510 de 24 de janeiro de 2023. A Medida Provisória nº 1.212/2024 e a Portaria Interministerial MME/MF nº 1/2024 regulamentaram a quitação antecipada da CDE Escassez Hídrica utilizando os recursos da CDE Eletrobrás. Os pagamentos dessa conta foram encerrados em setembro de 2024.

(27) CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA

	Consolidado			
	GWh		R\$ mil	
	2025	2024	2025	2024
Energia comprada para revenda				
Energia de Itaipu Binacional	9.571	9.852	(2.159.771)	(2.260.094)
PROINFA	839	906	(481.583)	(366.612)
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado, contratos bilaterais e energia de curto prazo	53.753	60.105	(14.269.298)	(13.114.532)
Crédito de PIS e COFINS	-	-	1.483.763	1.373.557
Subtotal	64.162	70.863	(15.426.889)	(14.367.680)
Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição				
Encargos da rede básica			(4.091.813)	(4.079.259)
Encargos de transporte de itaipu			(331.237)	(362.487)
Encargos de conexão			(116.866)	(116.628)
Encargos de uso do sistema de distribuição			(43.279)	(41.550)
Encargos de serviço do sistema - ESS líquido do repasse da CONER (*)			115.097	(172.972)
Encargos de energia de reserva - EER			(980.396)	(926.156)
Crédito de PIS e COFINS			498.495	547.265
Subtotal			(4.950.000)	(5.151.788)
Total			(20.376.889)	(19.519.468)

(*) Conta de energia de reserva

(28) OUTROS CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

	Consolidado									
	Outros custos com operação		Custo com serviço prestado a terceiros		Outras despesas operacionais					
					Vendas		Gerais e administrativas		Outros	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Pessoal	(1.527.394)	(1.516.009)	-	-	(283.376)	(246.096)	(519.910)	(498.586)	-	-
Entidade de previdência privada	(34.736)	(127.863)	-	-	-	-	-	-	-	-
Material	(437.534)	(463.711)	(2.200)	(2.530)	(40.759)	(29.042)	(17.591)	(21.140)	-	-
Serviços de terceiros	(256.573)	(316.342)	(3.349)	(3.572)	(222.792)	(204.990)	(609.467)	(543.150)	-	-
Custos com construção da infraestrutura	-	-	(5.561.234)	(5.161.967)	-	-	-	-	-	-
Provisão para perda ao valor recuperável	-	-	-	-	-	-	-	-	56.022	56.022
Ajuste a valor justo em investimento	-	-	-	-	-	-	-	-	(12.413)	102.638
Outros	(112.907)	(130.369)	(101)	(63)	(65.976)	(73.646)	(453.581)	(383.138)	(292.039)	(331.490)
Taxa de arrecadação	-	-	-	-	(66.106)	(73.386)	-	-	-	-
Arrendamentos e alugueis	(81.608)	(89.574)	-	-	-	537	24.421	22.304	-	-
Publicidade e propaganda	(55)	(20)	-	-	(301)	(141)	(36.877)	(33.277)	-	-
Legais, judiciais e indenizações	(866)	-	-	-	(148)	(50)	(388.473)	(369.734)	-	-
Perda (ganho) na alienação, desativação e outros de ativos não circulante	-	-	-	-	-	-	-	-	(277.911)	(341.593)
Outros	(30.357)	(40.775)	(101)	(63)	579	(606)	(52.651)	(2.430)	(14.128)	10.103
Total	(2.369.144)	(2.554.294)	(5.666.883)	(5.168.133)	(612.902)	(653.772)	(1.600.549)	(1.446.015)	(304.451)	(172.829)

(29) RESULTADO FINANCEIRO

	Consolidado	
	2025	2024
Receitas		
Rendas de aplicações financeiras	605.248	482.395
Acréscimos e multas moratórias	393.603	353.567
Atualização de créditos fiscais	526.586	582.157
Atualização de depósitos judiciais	46.664	43.166
Atualizações monetárias e cambiais	109.086	61.842
Deságio na aquisição de crédito de ICMS	50.923	36.803
Atualizações de ativo financeiro setorial (nota 9)	291.362	62.258
PIS e COFINS - sobre outras receitas financeiras	(72.369)	(36.980)
Outros	28.642	16.660
Total	1.979.745	1.601.868
Despesas		
Encargos de dívidas	(2.421.232)	(2.148.498)
Atualizações monetárias e cambiais	(1.660.477)	(1.331.539)
(-) Juros capitalizados	106.690	91.457
Atualizações de passivo financeiro setorial (nota 9)	(126.176)	(144.722)
Atualização da exclusão do ICMS da base de PIS/COFINS (nota 8)	(328.144)	(329.409)
Atualização de mútuo com a controladora (nota 25)	(330.622)	(311.573)
Outros	(183.009)	(168.919)
Total	(4.942.969)	(4.343.203)
Resultado financeiro	(2.963.224)	(2.741.335)

Os juros foram capitalizados a uma taxa média de 7,8% a.a. durante o exercício de 2025 (7,61% a.a. em 2024) sobre os ativos qualificáveis, de acordo com o CPC 20 (R1) e IAS 23.

As rubricas de atualizações monetárias e cambiais contemplam os efeitos líquidos das perdas com instrumentos derivativos no montante de R\$ 1.219.918 em 2025 (ganhos de R\$ 1.861.723 em 2024) (nota 34).

(30) INFORMAÇÕES POR SEGMENTO

A segregação dos segmentos operacionais do Grupo é baseada na estrutura interna das informações financeiras e da Administração, e é efetuada através da segmentação pelos tipos de negócio: atividades de distribuição, geração, transmissão, comercialização de energia elétrica e serviços prestados.

Os resultados, ativos e passivos por segmento incluem itens diretamente atribuíveis ao segmento e também aqueles que possam ser alocados razoavelmente, quando aplicável. Os preços praticados entre os segmentos são determinados com base em transações similares de mercado. A nota explicativa 1 apresenta as subsidiárias de acordo com a sua respectiva área de atuação e contém mais informações sobre cada controlada e seu respectivo ramo de negócio e segmentos.

Estão apresentadas a seguir as informações segregadas por segmento de acordo com os critérios estabelecidos pelos executivos do Grupo:

2025	Distribuição	Geração	Transmissão	Comercialização	Serviços	Subtotal	Outros (*)	Eliminações	Total
Receita operacional líquida	36.531.151	3.272.911	1.635.891	2.692.087	234.086	44.366.125	1.655	-	44.367.780
(-) Vendas entre segmentos	13.306	1.778.778	434.151	70.741	1.033.478	3.330.455	-	(3.330.455)	-
Custo com energia elétrica	(18.909.241)	(845.623)	-	(2.919.302)	-	(22.674.166)	-	2.297.276	(20.376.889)
Custos e despesas operacionais	(8.804.300)	(734.981)	(1.207.462)	(92.915)	(957.461)	(11.797.119)	(51.249)	1.033.185	(10.815.183)
Depreciação e amortização	(1.363.752)	(872.992)	(35.149)	(4.788)	(53.894)	(2.330.576)	(66.641)	-	(2.397.217)
Resultado do serviço	7.467.164	2.598.094	827.431	(254.177)	256.208	10.894.720	(116.230)	-	10.778.490
Resultado de participações societárias	-	272.492	3.488	-	-	275.980	-	-	275.980
Receita financeira	1.650.980	243.677	54.704	33.367	15.621	1.998.349	3.952	(22.557)	1.979.745
Despesa financeira	(3.786.644)	(566.550)	(535.004)	(60.284)	(12.494)	(4.960.977)	(4.549)	22.557	(4.942.969)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	5.331.500	2.547.712	350.619	(281.094)	259.335	8.208.072	(116.826)	-	8.091.246
Imposto de renda e contribuição social	(1.460.847)	(618.777)	(81.934)	(17.455)	(61.229)	(2.240.242)	(108.452)	-	(2.348.694)
Lucro (prejuízo) líquido	3.870.653	1.928.935	268.686	(298.550)	198.106	5.967.830	(225.278)	-	5.742.552
Aquisições do ativo contratual, imobilizado e outros intangíveis	4.963.868	269.975	804.090	1.500	71.632	6.111.065	1.033	-	6.112.098

2024	Distribuição	Geração	Transmissão	Comercialização	Serviços	Subtotal	Outros (*)	Eliminações	Total
Receita operacional líquida	34.211.839	3.307.367	1.762.461	3.051.524	294.289	42.627.480	730	-	42.628.210
(-) Vendas entre segmentos	12.582	1.712.482	435.592	26.291	959.284	3.145.232	-	(3.146.232)	-
Custo com energia elétrica	(18.032.696)	(656.299)	-	(3.019.169)	-	(21.708.164)	-	2.188.696	(19.519.468)
Custos e despesas operacionais	(8.432.017)	(669.431)	(1.072.175)	(71.612)	(974.358)	(11.219.592)	(49.795)	957.535	(10.311.852)
Depreciação e amortização	(1.253.421)	(879.104)	(38.894)	(6.529)	(59.034)	(2.236.983)	(66.141)	-	(2.303.124)
Resultado do serviço	6.506.288	2.815.015	1.086.984	(19.495)	220.181	10.608.972	(115.205)	-	10.493.767
Resultado de participações societárias	-	331.056	5.406	-	-	336.462	-	-	336.462
Receita financeira	1.265.031	215.386	76.023	46.748	19.365	1.622.553	(15.128)	(5.558)	1.601.868
Despesa financeira	(3.363.970)	(530.512)	(371.702)	(69.479)	(10.359)	(4.346.021)	(2.739)	5.558	(4.343.203)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	4.407.348	2.830.945	796.712	(42.226)	229.187	8.221.966	(133.072)	-	8.088.893
Imposto de renda e contribuição social	(1.410.785)	(599.676)	(188.795)	(10.192)	(55.461)	(2.264.910)	(62.430)	-	(2.327.339)
Lucro (prejuízo) líquido	2.996.563	2.231.268	607.916	(52.418)	173.726	5.957.056	(195.502)	-	5.761.554
Aquisições do ativo contratual, imobilizado e outros intangíveis	4.543.589	410.761	757.586	3.298	78.688	5.793.922	873	-	5.794.795

(*) Outros: refere-se basicamente a ativos e transações que não são relacionados a nenhum dos segmentos identificados.

(31) TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Companhia possui as seguintes empresas como acionistas controladores:

- State Grid Brazil Power Participações S.A. (“SGBP”)
Companhia controlada indiretamente pela State Grid Corporation of China, companhia estatal chinesa cujo principal negócio é desenvolver e operar empresas no setor energético.
- ESC Energia S.A.
Companhia controlada pela State Grid Brazil Power Participações S.A.

As participações diretas e indiretas em controladas operacionais estão descritas na nota 1.

Foram considerados como partes relacionadas os acionistas controladores, controladas e coligadas, entidades com controle conjunto, entidades sob o controle comum e que de alguma forma exerçam influência significativa sobre a Companhia e de suas controladas e coligadas.

As principais naturezas e transações estão relacionadas a seguir:

- a) **Compra e venda de energia e encargos** - Refere-se basicamente à compra e venda de energia pelas distribuidoras, comercializadoras, transmissoras e geradoras através de contratos de curto ou longo prazo e de tarifas cobradas pelo uso da rede de distribuição (TUSD). Estas transações, quando

realizadas no mercado livre, são realizadas em condições consideradas pelo Grupo como sendo semelhante às de mercado à época da negociação, em consonância com as políticas internas pré-estabelecidas pela Administração do Grupo. Quando realizadas no mercado regulado, os preços cobrados são definidos através de mecanismos definidos pelo Poder Concedente.

- b) **Intangível, imobilizado, materiais e prestação de serviços** - Referem-se principalmente a serviços prestados de assessoria e gestão de usinas, consultoria e engenharia.
- c) **Contrato de mútuo** – referem-se principalmente a contratos celebrados entre controladas CPFL Paulista, CPFL Piratininga, CPFL RGE, CPFL Santa Cruz e CPFL Brasil com a entidade sob controle comum State Grid Europe Limited (SGEL), com vencimento em setembro de 2028 e juros semestrais a partir de março de 2026 e remunerado a renminbi + 1,98%, com derivativos contratados de CDI - 0,365%. Em 2024 referia-se às controladas CPFL Renováveis e CPFL Brasil e a controladora SGBP, com vencimento até junho de 2028 e remunerado a CDI + 1,1% a.a, que foram liquidados antecipadamente em dezembro de 2025.
- d) **Outras operações financeiras** - referem-se principalmente à emissão de debêntures pela controlada CPFL Paulista, adquiridas pela controladora SGBP. A taxa efetiva anual destas debêntures é de CDI + 0,59% com vencimento a partir de fevereiro de 2029.

Algumas controladas da Companhia possuem planos de suplementação de aposentadoria mantidos junto à Vivest e Família Previdência, oferecidos aos respectivos empregados. Mais informações, vide nota 20 Entidade de Previdência Privada.

O Grupo possui um “Comitê de Partes Relacionadas”, formado por dois membros independentes e um executivo do grupo, que avalia as principais transações comerciais efetuadas com partes relacionadas.

A Administração considerou a proximidade de relacionamento com as partes relacionadas associada a outros fatores para determinar o nível de detalhes de divulgação das transações e acredita que as informações relevantes sobre as transações com partes relacionadas estão adequadamente divulgadas.

A remuneração total do pessoal-chave da administração em 2025, conforme requerido pela Deliberação CVM nº 642/2010 e CPC 05(R1) foi de R\$ 80.523 (R\$ 80.597 em 2024). Este valor é composto por R\$ 64.220 (R\$ 65.017 em 2024) referente a benefícios de curto prazo, R\$ 1.694 (R\$ 1.675 em 2024) de benefícios pós-emprego e R\$ 14.610 (R\$ 13.905 em 2024) de outros benefícios de longo prazo, e refere-se ao valor registrado pelo regime de competência.

O saldo de mútuo ativo na controladora em 31 de dezembro de 2025 no montante de R\$ 161.603 (R\$ 153.103 em 31 de dezembro de 2024) refere-se substancialmente ao mútuo efetuado com controladas da CPFL Renováveis (R\$ 125.019) e com a controlada CPFL Serviços (R\$ 36.584), com vencimento entre janeiro e dezembro de 2026 e remunerado por CDI + 0,9% e entre 102,98% e 105,75% do CDI.

Transações envolvendo acionistas controladores, entidades sob o controle comum ou influência significativa e empreendimentos controlados em conjunto:

	Consolidado							
	ATIVO		PASSIVO		RECEITA		DESPESA/CUSTO	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024	2025	2024	2025	2024
Outras Operações Financeiras								
State Grid Brazil Power Participações S.A.	-	-	325.563	1.507.938	-	-	(97.450)	(177.955)
Compra e venda de energia e encargos								
Entidades sob o controle comum	-	-	-	-	2.050	1.314	(424.459)	(410.890)
Empreendimentos controlados em conjunto e outros (CPFL Energia consolidado)	-	-	76.888	104.378	678	474	(897.183)	(965.058)
Intangível, imobilizado, ativo contratual, materiais, prestação de Serviço e outros								
Entidades sob o controle comum	-	15.355	557	702	-	-	(25.979)	(96.285)
Empreendimentos controlados em conjunto e outros (CPFL Energia consolidado)	556	250	-	-	10.813	6.614	-	-
Contrato de Mútuo								
Entidades sob o controle comum	-	-	4.412.650	-	-	-	(41.657)	-
State Grid Brazil Power Participações S.A.	-	-	-	2.485.694	-	-	(368.077)	(311.573)
Dividendo e Juros Sobre o Capital Próprio								
Empreendimentos controlados em conjunto (CPFL Energia consolidado)	11.194	19.022	-	-	-	-	-	-
Outros								
Instituto CPFL	-	-	467	-	-	-	(5.299)	(5.115)

(32) SEGUROS

O Grupo mantém contratos de seguros com cobertura determinada por orientação de especialistas, levando em conta a natureza e o grau de risco por montantes considerados suficientes para cobrir eventuais perdas significativas sobre seus ativos e/ou responsabilidades. No consolidado as principais coberturas de seguros são:

<u>Descrição</u>	<u>Ramo da apólice</u>	<u>Consolidado</u>
		<u>31/12/2025</u>
Ativo fixo	Riscos operacionais, lucros cessantes, riscos de engenharia e multirrisco	2.344.255
Transporte	Transporte nacional e internacional	1.490.562
Responsabilidade civil	Geral, obras civis instalação e montagem, concessionárias ou não de distribuição de energia elétrica, riscos ambientais e resp. civil profissional	335.157
Pessoas	Vidas em grupo e acidentes pessoais	2.280.587
Garantia	Seguro Garantia	5.952.207
Outros	Responsabilidade civil dos administradores e outros	222.600
Total		12.625.367

Determinadas apólices para cobertura de ativo fixo e responsabilidade civil são compartilhadas entre empresas do Grupo. O prêmio é pago proporcionalmente por cada empresa envolvida de acordo com critérios definidos pela Administração.

(33) GESTÃO DE RISCOS

Os negócios do Grupo compreendem, principalmente, geração, transmissão, comercialização e distribuição de energia elétrica. Como concessionárias de serviços públicos, as atividades e/ou tarifas de suas principais controladas são reguladas pela ANEEL.

Estrutura do gerenciamento de risco

No Grupo, a gestão de riscos é conduzida através de uma estrutura que envolve as áreas de negócio, a Diretoria de Auditoria, Riscos, Integridade e DPO (Data Protection Officer), a Diretoria Executiva da CPFL Energia, Comitê de Auditoria o Conselho de Administração da CPFL Energia. Essa gestão é regulamentada pela Política de Gerenciamento de Riscos que descreve e regulamenta o gerenciamento corporativo de riscos, as principais responsabilidades das partes envolvidas e os limites de exposição aos principais riscos.

Compete ao Conselho de Administração da CPFL Energia:

- Orientar a condução dos negócios, observando, dentre outros, o monitoramento dos riscos empresariais exercido através do modelo de gerenciamento corporativo de risco adotado pela Companhia;
- Zelar para que a Diretoria possua mecanismos e controles internos para conhecer e avaliar os Riscos;
- Tomar conhecimento sobre as alterações no Mapa Corporativo de Riscos;
- Deliberar sobre as mudanças de limite de riscos encaminhadas pela Diretoria Executiva da CPFL Energia;
- Deliberar sobre a inclusão ou exclusão de Risco(s) no Mapa Corporativo de Riscos;
- Tomar conhecimento de exposições e planos de ação em caso de eventual extrapolação do limite de riscos encaminhadas pela Diretoria Executiva da CPFL Energia.

Cabe ao Comitê de Auditoria:

- Avaliar e monitorar as exposições de risco da Companhia;
- Assessorar o Conselho de Administração da CPFL Energia no monitoramento e controle da qualidade das demonstrações financeiras, nos controles internos e no gerenciamento de riscos.

Ao Conselho Fiscal compete, entre outros:

- Certificar que a Administração tem meios para identificar os riscos sobre a elaboração, divulgação e acuracidade das demonstrações financeiras aos quais o Grupo CPFL está exposto, bem como monitorar a eficácia do ambiente de controles.

À Diretoria Executiva da CPFL Energia cabe:

- Recomendar mudança de metodologias de limite de risco ao Conselho de Administração da CPFL Energia;

- Avaliar a eficácia da Política de Gerenciamento de Riscos e dos sistemas de gerenciamento de riscos e prestar contas ao Conselho de Administração da CPFL Energia sobre essa avaliação;
- Tomar conhecimento de exposições e planos de ação em caso de eventual extrapolação dos limites de riscos.

A Diretoria de Auditoria, Riscos, Integridade e DPO da CPFL Energia é responsável por:

- Coordenar o processo de avaliação de riscos corporativos, desenvolvendo e mantendo atualizadas as metodologias de Gestão Corporativa de Riscos;
- Desenvolver e definir, em conjunto com os gestores dos negócios, indicadores para monitoramento dos riscos, critérios de classificação da exposição e propostas de limite. Além de, sob demanda, avaliar necessidade de revisões;
- Monitorar as exposições aos riscos de acordo com suas respectivas periodicidades de atualização e acompanhar a implantação dos planos de ação pelos gestores dos negócios;
- Reportar semestralmente em Reunião de Diretoria Executiva da CPFL Energia, Comitê de Auditoria e reunião do Conselho de Administração da CPFL Energia as exposições do Mapa Corporativo de Riscos;
- Em caso de extrapolação do limite de risco:
 - a) Validar o preenchimento do Formulário de Extrapolação de Limites de Risco, realizado pelo(a) responsável pelo risco, e avaliar suficiência das informações;
 - b) Acompanhar a apresentação do modelo de risco e a justificativa para a Diretoria Executiva da CPFL Energia, Comitê de Auditoria e Conselho de Administração da CPFL Energia;
 - c) Acompanhar o status dos planos de ação sinalizados para reenquadramento das exposições aos limites aprovados até a sua conclusão.

As áreas de negócio possuem responsabilidade primária pela gestão dos riscos inerentes aos seus processos, devendo conduzi-los dentro dos limites de exposição definidos e implementando planos de mitigação para as principais exposições, bem como desenvolver e manter um ambiente adequado de controles operacionais para efetividade e continuidade dos negócios de suas respectivas unidades de gestão.

Os principais fatores de risco de mercado que afetam os negócios são como seguem:

Risco de taxa de câmbio: Esse risco decorre de a possibilidade do Grupo vir a incorrer em perdas e em restrições de caixa por conta de flutuações nas taxas de câmbio, aumentando os saldos de passivo denominados em moeda estrangeira. A exposição relativa à captação de recursos em moeda estrangeira está coberta por operações financeiras de swap. A quantificação destes riscos está apresentada na nota 34. Adicionalmente as controladas do Grupo estão expostas em suas atividades operacionais, à variação cambial na compra de energia elétrica de Itaipu. O mecanismo de compensação - CVA protege as controladas de distribuição de eventuais perdas econômicas.

Risco de taxa de juros e de indexadores de inflação: Esse risco é oriundo da possibilidade de o Grupo vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros e nos indexadores de inflação que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos, financiamentos e debêntures. A quantificação deste risco está apresentada na nota 34.

Risco de crédito: O risco surge da possibilidade das controladas virem a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes. Este risco é gerenciado pelos segmentos de comercialização e serviços através de normas e diretrizes aplicadas na aprovação, exigência de garantias e acompanhamento das operações. No segmento de distribuição, mesmo sendo muito pulverizado, o risco é gerenciado através do monitoramento da inadimplência, ações de cobrança e corte de fornecimento. No segmento de geração existem contratos no ambiente regulado (ACR) e bilaterais que preveem a apresentação de Contratos de Constituição de Garantias.

Risco de sub/sobrecontratação das distribuidoras: Risco inerente ao negócio de distribuição de energia no mercado brasileiro ao qual as distribuidoras do Grupo CPFL e todas as distribuidoras do mercado estão expostas. As distribuidoras podem ficar impossibilitadas de repassar integralmente os custos de suas compras de energia elétrica em duas situações: (i) quando o volume de energia contratada for superior a 105% da energia demandada pelos consumidores e (ii) quando o nível de contratos for inferior a 100% desta energia demandada. No primeiro caso a energia contratada acima dos 105% é vendida na CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) e não é repassada aos consumidores, ou seja, em cenários de PLD (Preço de liquidação das diferenças) inferior ao preço de compra desses contratos, há uma perda para a concessão. No segundo caso, além de as distribuidoras serem obrigadas a adquirir energia ao valor do PLD na CCEE e não possuírem garantias de repasse integral na tarifa dos consumidores, há uma penalidade por

insuficiência de lastro contratual. Essas situações podem ser mitigadas se as distribuidoras fizerem jus a exposições ou sobras involuntárias.

Risco de mercado das comercializadoras: Esse risco decorre de a possibilidade de as comercializadoras incorrerem em perdas financeiras por conta de variações nos preços que irão valorar as posições de sobras e/ou déficits de energia de seu portfólio no mercado livre, que são marcadas a mercado e suscetíveis a volatilidade associada à flutuação do preço de energia.

Risco quanto à escassez de energia hídrica: A energia vendida pelo Grupo é majoritariamente produzida por usinas hidrelétricas. Um período prolongado de escassez de chuva pode resultar na redução do volume de água dos reservatórios das usinas, comprometendo a recuperação de seu volume, podendo acarretar em perdas em função do aumento de custos na aquisição de energia ou redução de receitas com a implementação de programas abrangentes de conservação de energia elétrica ou adoção de um novo programa de racionamento, como o verificado em 2001.

Em 2025, observou-se uma hidrologia desfavorável pelo 2º ano consecutivo, registrando 78% da média de longo termo e constituindo o 8º pior ano no histórico de 95 anos. As regiões mais impactadas foram sudeste e centro-oeste e nordeste, contido, devido a ações operativas e de planejamento advindas do Plano de Recuperação dos Reservatórios de Regularização de Usinas Hidrelétricas do País – PRR (Art. 30 da Lei nº 14.182, de 2021) foi possível preservar os recursos hídricos e iniciar 2026 com cerca de 46% da capacidade armazenável no Sistema Interligado Nacional. Apesar disso, o ONS tem alertado para riscos pontuais de atendimento eletroenergético, agravado pela elevada participação de fontes renováveis na matriz nacional (40%), perspectiva de hidrologia adversa no verão de 2026 (abaixo de 80%) e atraso no leilão de reserva de capacidade.

Risco de aceleração de dívidas: O Grupo possui contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures, com cláusulas restritivas (*covenants*) normalmente aplicáveis a esses tipos de operação. Essas cláusulas restritivas são monitoradas e não limitam a capacidade de condução do curso normal das operações, se atendidas nas periodicidades exigidas contratualmente ou se obtida a anuência prévia dos credores para o não atendimento.

Risco regulatório: As tarifas de fornecimento de energia elétrica cobradas pelas controladas de distribuição dos consumidores cativos são fixadas pela ANEEL, de acordo com a periodicidade prevista nos contratos de concessão celebrados com o Governo Federal e em conformidade com a metodologia de revisão tarifária periódica estabelecida para o ciclo tarifário. Uma vez homologada essa metodologia, a ANEEL determina as tarifas a serem cobradas pelas distribuidoras dos consumidores finais. As tarifas assim fixadas, conforme disposto na Lei nº 8.987/1995, devem assegurar o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão no momento da revisão tarifária, mas podem gerar reajustes menores em relação ao esperado pelas controladas de distribuição.

Gerenciamento de riscos dos instrumentos financeiros

O Grupo mantém políticas e estratégias operacionais e financeiras visando liquidez, segurança e rentabilidade de seus ativos. Desta forma possuem procedimentos de controle e acompanhamento das transações e saldos dos instrumentos financeiros, com o objetivo de monitorar os riscos e taxas vigentes em relação às praticadas no mercado. A avaliação desse potencial impacto, oriundo da volatilidade dos fatores de risco e suas correlações, é realizada periodicamente para apoiar o processo de tomada de decisão a respeito da estratégia de gestão do risco, que pode incorporar instrumentos financeiros, incluindo derivativos.

As carteiras compostas por esses instrumentos financeiros são monitoradas mensalmente, permitindo o acompanhamento dos resultados financeiros e seu impacto no fluxo de caixa.

Controles para gerenciamento dos riscos: Para o gerenciamento dos riscos inerentes aos instrumentos financeiros e de modo a monitorar os procedimentos estabelecidos pela Administração, o Grupo possui uma assessoria financeira contratada para realizar e reportar o cálculo do *Mark to Market*, *Stress Testing* e *Duration* dos instrumentos, além de se utilizar do sistema de software Bloomberg para auxílio deste processo, avaliando os riscos aos quais o Grupo estão expostos. Historicamente, os instrumentos financeiros contratados pelo Grupo suportados por estas ferramentas, têm apresentado resultados adequados para mitigação dos riscos. Ressalta-se que o Grupo tem a prática de contratação de instrumentos derivativos, sempre com as devidas aprovações de alçadas, somente quando há uma exposição a qual a Administração considera como risco. Adicionalmente, o Grupo não realiza transações envolvendo derivativos especulativos.

(34) INSTRUMENTOS FINANCEIROS

Os principais instrumentos financeiros, marcados a valores justos e/ou cujo valor contábil é diferente do respectivo valor justo, classificados de acordo com as práticas contábeis adotadas pelo Grupo, são como segue:

				Consolidado	
				31/12/2025	
	Nota explicativa	Categoria / Mensuração	Nível (*)	Contábil	Valor Justo
Ativo					
Caixa e equivalentes de caixa	5	(a)	Nível 2	2.229.320	2.229.320
Títulos e valores mobiliários	6	(a)	Nível 1	675.762	675.762
Derivativos	34	(a)	Nível 2	595.864	595.864
Ativo financeiro da concessão	11	(a)	Nível 3	29.623.619	29.623.619
Ativo financeiro setorial	9	(a)	Nível 2	2.402.306	2.402.306
Total				35.526.871	35.526.871
Passivo					
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	18	(b)	Nível 2 (***)	6.369.593	6.653.526
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos (**)	18	(a)	Nível 2	3.208.075	3.208.075
Debêntures - principal e encargos	19	(b)	Nível 2 (***)	11.526.574	11.611.069
Debêntures - principal e encargos (**)	19	(a)	Nível 2	7.951.485	7.951.485
Mútuos com partes relacionadas (**)	31	(a)	Nível 2	4.412.650	4.412.650
Derivativos	34	(a)	Nível 2	403.394	403.394
Passivo financeiro setorial	9	(a)	Nível 2	1.990.647	1.990.647
Total				35.862.418	36.230.846

(*) Refere-se a hierarquia para determinação do valor justo

(**) Em função da designação inicial deste passivo financeiro, o consolidado apresentou um ganho de R\$ 470.731 em 2025 (ganho de R\$ 524.101 em 2025).

(***) Apenas para fins de divulgação de acordo com o CPC 40 (R1) / IFRS 7

Legenda**Categoria / Mensuração:**

(a) - Valor justo contra o resultado

(b) - Mensurados ao custo amortizado

A classificação dos instrumentos financeiros em custo amortizado ou a valor justo contra resultado baseia-se no modelo de negócios e nas características de fluxo de caixa esperado pelo Grupo para cada instrumento.

Os instrumentos financeiros cujos valores contábeis se aproximam dos valores justos, devido à sua natureza, na data destas demonstrações financeiras, são:

- Ativos financeiros: (i) consumidores, concessionárias e permissionárias, (ii) arrendamentos, (iii) contas a receber – CDE, (iv) cauções, fundos e depósitos vinculados, (v) serviços prestados a terceiros, (vi) convênios de arrecadação e (vii) mútuo entre coligadas, controladas e controladora;
- Passivos financeiros: (i) fornecedores, (ii) taxas regulamentares, (iii) uso do bem público, (iv) consumidores e concessionárias a pagar, (v) FNDCT/EPE/PROCEL, (vi) convênio de arrecadação, (vii) fundo de reversão, (viii) Contas a pagar de aquisição de negócios e (ix) descontos tarifários – CDE.

Adicionalmente, não houve em 2025 transferências entre os níveis de hierarquia de valor justo.

a) Valorização dos instrumentos financeiros

Conforme mencionado na nota 4, o valor justo de um título corresponde ao seu valor de vencimento (valor de resgate) trazido a valor presente pelo fator de desconto (referente à data de vencimento do título) obtido da curva de juros de mercado em reais.

Os três níveis de hierarquia de valor justo são:

Nível 1: Preços cotados em mercado ativo para instrumentos idênticos;

Nível 2: Informações observáveis diferentes dos preços cotados em mercado ativo que são observáveis para o ativo ou passivo, diretamente (como preços) ou indiretamente (derivados dos preços);

Nível 3: Instrumentos cujos fatores relevantes não são dados observáveis de mercado.

Contratos a termo e futuros são precificados utilizando as curvas futuras dos respectivos ativos subjacentes. Normalmente, estas curvas são obtidas nas bolsas onde esses ativos são negociados, ou outros provedores de preços de mercado. Quando não há preço para o vencimento desejado, são utilizadas interpolações entre os vencimentos disponíveis.

Em função da controladas de distribuição terem classificado o ativo financeiro da concessão como valor justo contra resultado, os fatores relevantes para avaliação ao valor justo não são publicamente observáveis, assim a classificação da hierarquia de valor justo é de nível 3.

O Grupo registra no consolidado, em “Investimentos em instrumentos patrimoniais” a participação de 5,94% que a controlada indireta Paulista Lajeado Energia S.A. detém no capital total da Investco S.A., sendo 28.154.140 ações ordinárias e 18.593.070 ações preferenciais, não cotadas em bolsa. O objetivo principal de suas operações é gerar energia elétrica que será comercializada pelos respectivos acionistas detentores da concessão, o Grupo registra o respectivo investimento ao seu valor justo em conformidade com o CPC 48/IFRS 9.

b) Instrumentos derivativos

O Grupo possui política de utilizar derivativos com o propósito de proteção (*hedge* econômico) dos riscos de variação cambial e flutuação das taxas de juros, em maioria constituídos por *swaps* de moeda ou taxas de juros. Os derivativos são contratados com bancos e instituições financeiras de primeira linha e que tenham um *rating* local de pelo menos AA ou BBB- global, avaliado em pelo menos uma das agências S&P, Moodys ou Fitch, e em caso de mais de 1, é considerada o menor *rating* entre elas. A Administração não identificou para os exercícios de 2025 e 2024 que os ativos financeiros derivativos tivessem uma perda relevante por redução ao valor recuperável utilizando o critério de perdas esperadas.

O Grupo tem como política fornecer garantias financeiras para obrigações das suas controladas e empreendimentos controlados em conjunto. Em 31 de dezembro de 2025 e 31 de dezembro de 2024, o Grupo havia emitido garantias para certas instituições financeiras em relação às linhas de crédito concedidas às suas controladas, conforme apresentado nas notas 18 e 19.

Os instrumentos de proteção contratados pelo Grupo são *swaps* de moeda ou taxas de juros sem nenhum componente de alavancagem, cláusula de margem, ajustes diários ou ajustes periódicos.

Uma vez que grande parte dos derivativos contratados pelas controladas possuem prazos perfeitamente alinhados com a respectiva dívida protegida, e de forma a permitir uma informação contábil mais relevante e consistente através do reconhecimento de receitas e despesas, tais dívidas foram designadas para o registro contábil a valor justo (notas 18 e 19). As demais dívidas que possuem prazos diferentes dos instrumentos derivativos contratados para proteção, continuam sendo reconhecidas ao respectivo valor de custo amortizado. Ademais, o Grupo não adotou a contabilidade de *hedge* (*hedge accounting*) para as operações com instrumentos derivativos.

Em 31 de dezembro de 2025 o Grupo detinha as seguintes operações de *swap*, todas negociadas no mercado de balcão:

Estratégia	Valores de mercado (contábil)			Valores a custo, líquidos ⁽¹⁾	Ganho (Perda) na marcação a mercado	Moeda / indexador dívida	Moeda / indexador swap	Faixa de vencimento	Nocional
	Ativo	Passivo	Valores justos, líquidos						
Derivativos de proteção de dívidas designadas a valor justo									
Hedge variação cambial									
Empréstimos bancários - Lei 4.131	4.513	(4.480)	33	21.913	(21.880)	US\$ + 1,83% a 5,91%	CDI + 1,05% a 1,33%	fev/24 a set/26	592.000
Empréstimos bancários - Lei 4.131		(271.879)	(271.879)	(262.643)	(9.236)	Iene + (0,925% a 1,44%)	CDI + 0,64% a 1,40%	fev/24 a dez/27	1.756.000
Empréstimos bancários - NDB	5.044	-	5.044	7.800	(2.756)	CNH + (Shibor 3 meses + 0,98%)	CDI - 0,14%	mai/31	550.136
Mútuos com parte relacionada	75.106	-	75.106	93.578	(18.473)	CNH + 2,33%	CDI - 0,3650%	set/28	4.375.000
	84.663	(276.359)	(191.696)	(139.351)	(52.345)				
Hedge variação índice de preços									
Debêntures	503.530	(126.602)	376.928	425.987	(49.059)	IPCA + 4,3% a 7,7082%	104,3% do CDI a 111,07% e CDI - 0,02% a 0,66%	ago/24 a abr/39	7.006.404
BNDES - Pré Fixado	7.671	-	7.671	1.957	5.714	BRL de 2,35% até 7,42%	CDI -11,545% a + 1,40%	fev/25 a ago/29	497.942
	511.201	(126.602)	384.599	427.944	(43.345)				
Outros derivativos									
NDF	-	(434)	(434)	(427)	(7)	indexador / moeda	faixa de vencimento	Nocional USD	Nocional BRL
						USD	dez/25	5.809	33.301
Total	595.864	(403.394)	192.469	288.166	(95.696)				
Circulante	4.513	(232.540)							
Não circulante	591.350	(170.854)							

Para mais detalhes referentes a prazos e informações sobre dívidas e debêntures, vide notas 18 e 19.
⁽¹⁾ Os valores a custo representam o saldo do derivativo sem a respectiva marcação a mercado, enquanto que o nocional refere-se ao saldo principal da dívida e reduz-se conforme ocorre a amortização da mesma.

A movimentação dos derivativos está demonstrada a seguir:

	Consolidado		
	Saldo em 31/12/2024	Atualização monetária e cambial e marcação a mercado	Saldo em 31/12/2025
Derivativos			
Para dívidas designadas a valor justo	1.406.785	(1.219.918)	288.592
Marcação a mercado	(578.176)	482.053	(96.123)
Total	828.609	(737.865)	192.469
Ativo circulante	915.621		4.513
Ativo não circulante	193.542		591.350
Passivo circulante	(8.178)		(232.540)
Passivo não circulante	(272.377)		(170.854)

Conforme mencionado acima, algumas controladas optaram por marcar a mercado dívidas para as quais possuem instrumentos derivativos totalmente atrelados (nota 18 e 19).

O Grupo tem reconhecido ganhos e perdas com os seus instrumentos derivativos no resultado do exercício. No entanto, por se tratar de derivativos de proteção, tais ganhos e perdas minimizaram os impactos de variação cambial e variação de taxa de juros incorridos nos respectivos endividamentos protegidos. Para os exercícios de 2025 e 2024, os instrumentos derivativos geraram os seguintes impactos no resultado consolidado, registrados na rubrica de despesa financeira com atualizações monetárias e cambiais e no resultado abrangente consolidado na rubrica risco de crédito na marcação a mercado, este último relativo às dívidas marcadas a valores justos:

Risco protegido / operação	Ganho (Perda) no resultado		Ganho (Perda) no resultado abrangente	
	2025	2024	2025	2024
Variação de taxas de juros	(201.082)	8.449	-	-
Marcação a mercado	396.728	(661.880)	285	1.186
Variação cambial	(1.018.836)	777.423	-	-
Marcação a mercado	85.582	42.152	-	-
Total	(737.609)	166.143	285	1.186

c) Ativos financeiros da concessão

Conforme mencionado acima, as controladas de distribuição tem classificado os respectivos ativos financeiros da concessão como valor justo contra resultado. A movimentação e respectivos ganhos no resultado no exercício de 2025 foi de R\$ 1.172.082 (R\$ 1.007.941 em 2024), assim como as principais premissas utilizadas, estão divulgados nas notas 11 e 26.

d) Risco de mercado

Risco de mercado é o risco de que alterações nos preços de mercado - tais como taxas de câmbio e taxas de juros - irão afetar os ganhos do Grupo ou o valor de seus instrumentos financeiros. O objetivo do gerenciamento de risco de mercado é gerenciar e controlar as exposições a riscos de mercado, dentro de parâmetros aceitáveis, e ao mesmo tempo otimizar o retorno. O Grupo utiliza derivativos para gerenciar riscos de mercado.

e) Análise de sensibilidade

O Grupo realizou análise de sensibilidade dos principais riscos aos quais seus instrumentos financeiros (inclusive derivativos) estão expostos, basicamente representados por variação das taxas de câmbio e de juros.

Quando a exposição ao risco é considerada ativa, o risco a ser considerado é uma redução dos indexadores atrelados devido a um consequente impacto negativo no resultado do Grupo. Na mesma medida, quando a exposição ao risco é considerada passiva, o risco é uma elevação dos indexadores atrelados por também ter impacto negativo no resultado. Desta forma o Grupo quantificou os riscos através da exposição líquida das variáveis (dólar, euro, iene, CDI/SELIC, IGP-M, IPCA e TJLP), conforme demonstrado:

e.1) Variação cambial

Instrumentos	Exposição (a)	Risco	Consolidado		
			Depreciação cambial (b)	Receita (despesa)	
				Apreciação/ Depreciação cambial de 25%	Apreciação/ Depreciação cambial de 50%
Instrumentos financeiros passivos	(607.889)		(48.643)	115.490	279.623
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	608.658		48.705	(115.636)	(279.977)
	769	baixa dólar	62	(146)	(354)
Instrumentos financeiros passivos	(1.591.553)		(177.693)	264.618	706.930
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	1.595.772		178.164	(265.320)	(708.804)
	4.219	baixa iene	471	(702)	(1.874)
Instrumentos financeiros passivos	(4.958.307)		(509.947)	857.117	2.224.180
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	5.088.971		523.385	(879.704)	(2.282.793)
	130.664	baixa renminbi	13.438	(22.587)	(58.613)
Total	135.652		13.971	(23.435)	(60.841)
Efeitos no resultado do período			13.971	(23.435)	(60.841)

(a) A taxa de câmbio considerada em 31.12.2025 foi de R\$ 5,50 para o dólar, R\$ 6,47 para o iene e R\$ 0,79 para o renminbi.

(b) Conforme curvas de câmbio obtidas em informações disponibilizadas pela B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão, sendo a taxa de câmbio considerada R\$ 5,94, R\$ 7,11 e R\$ 0,87 e a depreciação cambial de 8,0%, 11,2% e 10,3%, do dólar, iene e renminbi respectivamente em 31.12.2025.

e.2) Variação das taxas de juros

Supondo que o cenário de exposição líquida dos instrumentos financeiros indexados a taxas de juros variáveis em 31 de dezembro de 2025 fosse mantido, a despesa financeira líquida para os próximos 12 meses para cada um dos três cenários definidos seria:

Instrumentos	Exposição	Risco	Taxa no período	Taxa cenário provável (a)	Consolidado		
					Cenário provável	Receita (despesa)	
						Elevação/Redução de índice em 25%	Elevação/Redução de índice em 50%
Instrumentos financeiros ativos	2.992.404				408.463	510.579	612.695
Instrumentos financeiros passivos	(9.270.034)				(1.265.360)	(1.581.700)	(1.898.039)
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	(15.594.974)				(2.128.714)	(2.660.892)	(3.193.071)
Ativos e passivos financeiros setoriais	411.659				56.191	70.239	84.287
	(21.460.945)	alta CDI/SELIC	14,90%	13,65%	(2.929.420)	(3.661.774)	(4.394.128)
Instrumentos financeiros passivos	(194.062)				(14.147)	(17.684)	(21.221)
	(194.062)	alta IGP-M	-1,05%	7,29%	(14.147)	(17.684)	(21.221)
Instrumentos financeiros passivos	(245.090)				(22.524)	(28.155)	(33.786)
	(245.090)	alta TJLP	8,69%	9,19%	(22.524)	(28.155)	(33.786)
Instrumentos financeiros passivos	(16.186.438)				(1.558.754)	(1.169.065)	(779.377)
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	8.494.583				818.028	613.521	409.014
Instrumentos financeiros ativos	29.653.297				2.855.613	2.141.709	1.427.806
	21.961.442	baixa IPCA	4,26%	9,63%	2.114.887	1.586.165	1.057.443
Total	61.346				(851.204)	(2.121.448)	(3.391.692)
Efeitos no resultado do período					(851.204)	(2.121.448)	(3.391.692)

(a) Os índices considerados foram obtidos através de informações disponibilizadas pelo mercado.

f) Risco de crédito

Risco de crédito é o risco de o Grupo incorrer em perdas financeiras caso um cliente ou uma contraparte em um instrumento financeiro falhe em cumprir com suas obrigações contratuais. Esse risco é principalmente proveniente das contas a receber de Consumidores, Concessionárias e Permissionárias e de outros instrumentos financeiros do Grupo. Mensalmente, o risco é monitorado e classificado de acordo com a exposição atual, considerando o limite aprovado pela Administração.

As perdas por redução ao valor recuperável sobre ativos financeiros reconhecidas no resultado estão apresentadas na nota 7.

Contas a receber e ativos de contrato - Consumidores, Concessionárias e Permissionárias

A exposição do Grupo ao risco de crédito é influenciada principalmente pelas características individuais de cada carteira de clientes. Contudo, a Administração também considera os fatores que podem influenciar o risco de crédito.

O Grupo utiliza uma matriz de provisões para a mensuração da perda de crédito esperada com contas a receber de clientes de acordo com a classe de consumidor (Residencial, Comercial, Rural, Poder Público, Iluminação Pública, Serviços Públicos), Outras Receitas e Receita Não Faturada, consistindo em maioria por um grande número de saldos pulverizados.

As taxas de perda são baseadas na experiência real de perda de crédito verificada nos últimos anos. Essas taxas refletem as diferenças entre as condições econômicas durante o período em que os dados históricos foram coletados, as condições atuais e a visão do Grupo sobre as condições econômicas futuras ao longo da vida esperada dos recebíveis. Desta forma, fora calculada uma “Receita Ajustada”, refletindo a percepção do Grupo sobre a perda esperada. Tal receita ajustada foi alocada por classe de consumo (matriz), de acordo com o intervalo atualmente utilizado na provisão orientada pelos parâmetros regulatórios como segue:

Classe	Dias	Período
Residencial	90	Receita de 3 meses anteriores ao mês atual
Comercial e outras receitas	180	Receita de 6 meses anteriores ao mês atual
Industrial, rural, poder público em geral	360	Receita de 12 meses anteriores ao mês atual
Não faturado	-	Utiliza receita do próprio mês

Desta forma, com base nas premissas acima, é calculado um índice “Ajustado” de Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa (“PCLD”) para o mês, que foi determinado dividindo-se a “PCLD Real” pela “Receita Ajustada” de cada mês. Na sequência, a PCLD é estimada mensalmente, considerando a média móvel respectiva dos meses dos índices mensais “Ajustados”, e aplicada sobre a receita real do mês corrente.

Com base neste critério, o percentual de PCLD a ser aplicado é alterado mensalmente, na medida em que é calculada a média móvel. A metodologia utilizada pela Administração contempla um percentual que está aderente com a regra do IFRS descrita como *expected credit losses*, contemplando em um único percentual a probabilidade de perda, ponderada pela expectativa de perda e resultados possíveis, ou seja, contempla Probabilidade de Inadimplência (“*Probability of Default - PD*”), Exposição na Inadimplência (“*Exposure at Default - EAD*”) e Perda Dada a Inadimplência (“*Loss Given Default - LGD*”).

Fatores macroeconômicos

Após estudos desenvolvidos pelo Grupo para avaliar quais as variáveis que apresentam o índice de correlação com o montante real de Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa, não foram identificados outros índices ou fatores macroeconômicos que impactassem de forma relevante ou que possuíssem correlação direta ao nível de inadimplência.

Caixa, equivalentes de caixa, Títulos e Valores Mobiliários

O Grupo limita sua exposição ao risco de crédito através do investimento em títulos de dívida que tenham um mercado líquido e que o risco da contraparte (bancos e instituições financeiras) tenha um *rating* de pelo menos AA-.

O Grupo considera que o seu caixa e equivalentes de caixa têm baixo risco de crédito com base nos *ratings* de crédito externos das contrapartes. A Administração não identificou para os exercícios de 2025 e 2024 que os títulos tivessem uma mudança relevante no risco de crédito.

Derivativos

O Grupo possui política de utilizar derivativos com o propósito de proteção (hedge econômico) dos riscos de variação cambial e flutuação das taxas de juros, em maioria constituídos por swaps de moeda ou taxas de juros. Os derivativos são contratados com bancos e instituições financeiras de primeira linha e que tenham um rating local de pelo menos AA- ou B- global, avaliado em pelo menos uma das agências S&P, Moodys ou Fitch, e em caso de mais de 1, é considerada o menor rating entre elas (nota 34.b). A Administração não identificou para os exercícios de 2025 e 2024 que os ativos financeiros derivativos tivessem uma perda relevante por redução ao valor recuperável utilizando o critério de perdas esperadas.

g) Análise de liquidez

O Grupo gerencia o risco de liquidez através do monitoramento contínuo dos fluxos de caixa previstos e reais, bem como pela combinação dos perfis de vencimento dos seus passivos financeiros. A tabela abaixo detalha os vencimentos contratuais para os passivos financeiros registrados em 31 de dezembro de 2025,

considerando principal e juros futuros, e está baseada no fluxo de caixa não descontado considerando a data mais próxima em que o Grupo deve liquidar as respectivas obrigações.

31/12/2025	Nota Explicativa	Consolidado						Total
		Menos de 1 mês	1-3 meses	3 meses a 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	
Fornecedores	17	3.946.688	138.471	13.240	8.027	-	231.672	4.338.098
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	18	1.149.081	478.797	2.384.105	6.065.951	651.210	691.741	11.420.885
Derivativos	34	-	419	232.121	13.274	73.836	83.744	403.394
Debêntures - principal e encargos	19	-	569.096	2.636.721	5.477.838	8.120.876	13.837.054	30.641.585
Outros		276.800	996.171	94.562	78.469	92.931	80.149	1.619.082
Consumidores e concessionárias		80.413	840.347	2.799	-	-	80.149	1.003.708
EPE / FNDCT / PROCEL		892	81	70.688	-	-	-	71.662
Taxas regulamentares		193.294	1.811	1.365	-	-	-	196.470
Uso do bem público		2.058	4.525	18.426	76.123	92.931	-	194.062
Convênio de arrecadação		-	149.122	-	-	-	-	149.122
Fundo de reversão		143	285	1.284	2.346	-	-	4.057
Total		5.372.569	2.182.955	5.360.749	11.643.558	8.938.853	14.924.359	48.423.044

(35) TRANSAÇÕES NÃO ENVOLVENDO CAIXA

	Consolidado	
	31/12/2025	31/12/2024
Juros Capitalizados	106.690	91.457
Provisão para custos socioambientais capitalizadas no imobilizado	5.006	15.644
	111.696	107.101

(36) COMPROMISSOS

Os compromissos do Grupo relacionados a contratos de longo prazo para compra de energia e para projetos para construção de usinas, em 31 de dezembro de 2025, são como segue:

Obrigações contratuais em 31/12/2025	Duração	Consolidado				Total
		Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	
Compra de energia (exceto Itaipu)	até 20 anos	13.206.193	13.273.903	1.985.354	5.195.461	33.660.910
Compra de energia de Itaipu	até 20 anos	2.107.067	2.374.322	233.974	2.110.946	6.826.310
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão	até 35 anos	6.482.366	8.019.478	1.286.223	16.166.197	31.954.265
Prêmio de Risco - Repactuação do Risco Hidrológico	até 22 anos	16.067	34.220	36.642	372.349	459.278
Obras e construções (segmentos de distribuição, transmissão e geração)	até 30 anos	3.176.060	2.876.789	331.305	128.589	6.512.744
Total		24.987.753	26.578.713	3.873.498	23.973.542	79.413.507

Obrigações contratuais em 31/12/2025	Duração	Controladas em conjunto				Total
		Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão	11 anos	56.958	101.772	95.136	300.657	554.522
Prêmio de Risco - Repactuação do Risco Hidrológico	11 anos	69.597	101.722	69.542	202.839	443.700
Projetos de construção de usina	6 anos	18.013	44.536	15.275	363	78.186
Forcedores de materiais e serviços	5 anos	8.605	18.244	19.662	-	46.511
Total		153.173	266.274	199.615	503.858	1.122.920

(37) FATOS RELEVANTES E EVENTOS SUBSEQUENTES

37.1 Incorporação da CPFL Geração pela CPFL Brasil

Em Assembleia Geral Extraordinária das controladas CPFL Brasil Comercialização S.A. (“CPFL Brasil”) e CPFL Geração de Energia S.A. (“CPFL Geração”), realizada em 02 de fevereiro de 2026, foi aprovada a incorporação da CPFL Geração pela CPFL Brasil. A operação contou com a anuência prévia dos credores da CPFL Geração e dos órgãos reguladores competentes, incluindo o deferimento do cancelamento do seu registro como companhia aberta.

A transação teve como objetivo a integração dos negócios de geração e comercialização de energia elétrica, visando à otimização da gestão do portfólio energético, ao aumento da competitividade do Grupo CPFL no mercado livre de energia, bem como ao aprimoramento de sua estrutura societária.

Com a efetivação da incorporação, a CPFL Geração foi extinta, sendo a CPFL Brasil sua sucessora universal, assumindo a totalidade dos seus bens, direitos e obrigações.

Para fins destas demonstrações financeiras consolidadas, não há impactos provenientes desta reestruturação societária.

37.2 Curtailment

Durante o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025, a Companhia tomou conhecimento da ocorrência de eventos de *curtailment* que impactaram a operação de seus ativos de geração de energia.

O curtailment refere-se à restrição na entrega de energia elétrica imposta pelo Operador do Sistema Elétrico (ONS), decorrente de limitações operacionais do sistema e de excesso de oferta frente ao consumo.

Com o advento da Lei 15.269/25, as usinas eólicas e fotovoltaicas farão jus, mediante termo de compromisso firmado com o poder concedente, a compensação destinada à cobertura dos custos relativos à indisponibilidade externa e ao atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica da operação, desde 1º de setembro de 2023 até a entrada em vigor da Lei. Por ainda não conhecer as condições finais do termo de compromisso, que inclusive implica renúncia ao direito sobre o qual se funda as ações judiciais em curso, a companhia, até a data da autorização dessas demonstrações financeiras, continua monitorando o assunto, devendo tomar sua decisão tão logo todas as condições estejam plenamente claras.

Considerando as incertezas existentes até o momento, nenhum montante foi reconhecido nas demonstrações financeiras encerradas em 31 de dezembro de 2025.

37.3 Empréstimos e financiamentos

Em janeiro de 2026 foram realizadas as seguintes emissões de debêntures:

Controlada	Valor liberado	Pagamento de juros	Amortização de principal	Taxa efetiva anual	Destinação do recurso	Condições restritivas
CPFL Paulista	1.700.000					
CPFL Santa Cruz	100.000	Semestral	Parcela única em dezembro de 2026	CDI + 0,30%	Capital de giro	(a)
CPFL Transmissão	100.000					

(a) Índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Energia: dívida Líquida dividida pelo EBITDA menor ou igual a 3,75 e EBITDA dividido pelo resultado financeiro maior ou igual a 2,25.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Sun Peng
Presidente

Kedi Wang
Zhao Yumeng

Gustavo Estrella
Antonio Kandir
Conselheiros

Claudia Elisa Pinho Soares
Wang Yusheng

DIRETORIA

GUSTAVO ESTRELLA
Diretor Presidente

KEDI WANG
Diretora Vice-Presidente Financeiro
e de Relações com Investidores

GUSTAVO PINTO GACHINEIRO
Diretor Vice-Presidente Jurídico e
de Relações Institucionais

FUTAO HUANG
Diretor Vice-Presidente de Estratégia,
Inovação e Excelência de Negócio e
Diretor Vice-Presidente Executivo (interino)

FLÁVIO HENRIQUE RIBEIRO
Diretor Vice-Presidente
de Gestão Empresarial

VITOR FAGALI
e Diretor Vice-Presidente de Operações de
Mercado

LUIS HENRIQUE FERREIRA PINTO
Diretor Vice-Presidente de
Operações Reguladas

ROBERTO SARTORI
Diretor Vice-Presidente de
Desenvolvimento de Negócios

CONTABILIDADE

THIAGO NOGUEIRA GALLI
Gerente de Contabilidade
CRC SP-307181/O-8