

# Relatório da Administração e Demonstrações Financeiras

2025

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO .....	2
BALANÇO PATRIMONIAL .....	9
DEMONSTRAÇÕES DE RESULTADO .....	11
DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS ABRANGENTES .....	12
DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO .....	15
DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA .....	17
DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO .....	18
(1) CONTEXTO OPERACIONAL .....	19
(2) APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS FINANCEIRAS .....	22
(3) SUMÁRIO DAS PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS MATERIAIS .....	23
(4) DETERMINAÇÃO DO VALOR JUSTO .....	31
(5) CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA .....	32
(6) TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS .....	32
(7) CONCESSIONÁRIAS E PERMISSONÁRIAS .....	32
(8) TRIBUTOS A COMPENSAR .....	33
(9) OUTROS ATIVOS .....	34
(10) ATIVO CONTRATUAL .....	35
(11) INVESTIMENTOS .....	36
(12) IMOBILIZADO .....	38
(13) FORNECEDORES .....	39
(14) TRIBUTOS A RECOLHER .....	39
(15) EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS .....	40
(16) DEBÊNTURES .....	43
(17) ENTIDADE DE PREVIDÊNCIA PRIVADA .....	45
(18) PROVISÕES PARA RISCOS FISCAIS, CÍVEIS E TRABALHISTAS E DEPÓSITOS JUDICIAIS ..	52
(19) OUTRAS CONTAS A PAGAR .....	54
(20) CRÉDITOS E DÉBITOS FISCAIS DIFERIDOS .....	54
(21) PATRIMÔNIO LÍQUIDO .....	56
(22) LUCRO POR AÇÃO .....	59
(23) RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA .....	59
(24) CUSTO DE OPERAÇÃO E DESPESAS OPERACIONAIS .....	60
(25) RESULTADO FINANCEIRO .....	61
(26) TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS .....	61
(27) SEGUROS .....	63
(28) GESTÃO DE RISCOS .....	63
(29) INSTRUMENTOS FINANCEIROS .....	65
(30) COMPROMISSOS .....	72

Senhores e senhoras acionistas,

Atendendo às disposições legais e estatutárias, a Administração da CPFL Transmissão S.A. (“CPFL Transmissão” 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

Em 2025, a CPFL Transmissão cumpriu com sua agenda estratégica. Reconhecida por seus processos de gestão fundados na excelência operacional, a Companhia e as empresas nas quais detém participação reafirmam o compromisso de ampliar sua capacidade de transmissão, com investimentos considerados indispensáveis para o desenvolvimento sustentável das regiões em que atua.

Em 31 de outubro de 2025, a CPFL Transmissão, no Leilão de Transmissão ANEEL nº 4/2025 adquiriu o lote 3, localizado nos estados do Paraná e Rio Grande do Sul, com uma RAP de R\$ 81.156 mil e deságio de 53,93%, CAPEX previsto pela ANEEL de R\$ 1.069.082 mil e início da operação previsto para fevereiro de 2030.

Em 6 de dezembro de 2025, foi implementado o projeto de alteração do controle acionário da CPFL Transmissão, mediante aprovação pela Assembleia Geral Extraordinária da CPFL Transmissão do aporte de capital pela CPFL Energia S.A. (“CPFL Energia”) e da conversão de ações ordinárias, detidas pela CPFL Comercialização Brasil S.A. (“CPFL Brasil”), em ações preferenciais. Após a implementação, a CPFL Energia passou a deter 51% das ações ordinárias da CPFL Transmissão, que representam 30% do capital social total. A CPFL Brasil permaneceu no quadro acionário, detendo 49% das ações ordinárias e 100% das ações preferenciais, que representam 70% do capital social total da CPFL Transmissão. A troca do controle acionário da CPFL Transmissão foi anuída pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), por meio do Despacho nº 3.286, de 4 de novembro de 2025.

Ainda, ao longo deste relatório serão apresentadas as informações mais relevantes do último exercício, como o reajuste da Receita Anual Permitida (“RAP”) visando remunerar investimentos feitos para melhoria dos serviços e repor perdas de inflação.

### 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

### Revisão Tarifária Periódica (“RTP”):

#### 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 repectuações. 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).

## 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 043/2025**, 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 2025.

### Revisão Tarifária Periódica (“RTP”):

Em 2025, foi realizada a Revisão Tarifária Periódica (“RTP”) da CPFL Morro Agudo, referente ao Contrato de Concessão nº 006/2015, licitado pela ANEEL. O processo contemplou a revisão do Custo de Capital de Terceiros, parâmetro utilizado no cálculo do Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) e aplicado à Receita Anual Permitida (RAP) originalmente ofertada no leilão de concessão.

Cabe destacar que, no período avaliado, não houve autorização de Reforços ou Melhorias com valores de RAP estabelecidos provisoriamente pela ANEEL, tampouco o reconhecimento de novos investimentos para fins de RAP adicional no âmbito da RTP.

Como resultado do processo, o índice de reposicionamento tarifário aplicado à RAP foi de -0,34%, refletindo a atualização regulatória dos parâmetros econômicos, especialmente o custo de capital de terceiros. Dessa forma, a receita vigente, anteriormente fixada em R\$ 19,8 milhões, passou para R\$ 19,7 milhões, considerando valores de junho de 2025.

### 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\$ 1.043,3 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)	1.043

A Receita Homologada Líquida (de PIS e COFINS) total apresenta a composição abaixo, conforme a abertura da RAP dos Contratos de Concessão prorrogado nº 055/2001 (CPFL-T)

e dos Contratos Licitados n° 080/2002 (CPFL-T LT Presidente Médici – Pelotas 3), n° 003/2013 (Piracicaba), n° 006/2015 (Morro Agudo), n° 020/2018 (Maracanaú), n° 005/2019 (Sul I), n° 011/2019 (Sul II), n° 001/2011 (TESB) e n° 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	-	(0,0)	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

Em 10 de junho de 2025, a ANEEL deliberou sobre o pleito interposto por algumas associações que representam os agentes de mercado, pleito este que tratava dos cálculos realizados e homologados anteriormente pela ANEEL para fins de pagamento do componente financeiro da RBSE, reperfilado e homologado (de acordo com a REH ANEEL n° 2.851/2021) a partir do ciclo 2021-2022. Como resultado da deliberação, a ANEEL concluiu a discussão administrativa da RBSE e publicou a REH n° 3.464/2025. Em decorrência dessa decisão, a CPFL Transmissão reconheceu um ajuste de remensuração no valor de R\$ 150 milhões.

### 3) Desempenho Operacional

A CPFL Transmissão demonstrou um ótimo desempenho técnico-operacional ao longo de 2025, com melhora expressiva nos indicadores operacionais.

#### Energia Não Suprida (“ENS”)

O indicador de ENS consiste na análise do quantitativo da energia interrompida por indisponibilidade de ativos de transmissão e, portanto, constata o impacto efetivo da indisponibilidade para a sociedade. Em 2025, o 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.

#### Parcela Variável (“PV”) Descontada

A PV Descontada consiste na relação percentual dos descontos de PV efetivados sobre a base do Faturamento Mensal da Transmissora. Tais dados são disponibilizados mensalmente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (“ONS”).

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%. Em relação a 2023, houve redução de 14,0%. 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.

Dessa forma, para fins de análise, 2025 é mais bem comparado a 2023. Nesse recorte, observa-se uma evolução do indicador, em linha com o ótimo desempenho dos indicadores operacionais em 2025.

## 4) Desempenho Econômico-Financeiro

### Receita operacional

A receita operacional bruta foi de R\$ 2.312 milhões, representando um aumento de 0,7% (R\$ 16 milhões), devido principalmente ao aumento de 6,6% (R\$ 84 milhões) em outras receitas; parcialmente compensando pela redução de 6,6% (R\$ 68 milhões) na receita de construção.

As deduções da receita operacional foram de R\$ 205 milhões, apresentando uma redução de 11,2% (R\$ 26 milhões). Logo, a receita operacional líquida foi de R\$ 2.107 milhões, um aumento de 2,0% (R\$ 41 milhões).

### Geração operacional de caixa (EBITDA)

A geração operacional de caixa, medida pelo EBITDA, atingiu R\$ 882 milhões, uma redução de 11,7% (R\$ 117 milhões), devido às seguintes variações: (i) aumento de 15,6% (R\$ 109 milhões) nos custos de construção; (ii) redução de 27,3% na equivalência patrimonial; e (iii) aumento de 12,5% (R\$ 47 milhões) no PMSO (despesas com pessoal, material, serviços de terceiros, outros custos/despesas operacionais e entidade de previdência privada). A variação no PMSO deve-se aos seguintes fatores:

- └ Redução de 3,7% (R\$ 5 milhões) nas despesas com pessoal;
- └ Redução de 45,7% (R\$ 33 milhões) em entidade de previdência privada;
- └ Redução de 1,2% (R\$ 0,1 milhão) nas despesas com material;
- └ Redução de 5,4% (R\$ 5 milhões) nas despesas com serviços de terceiros;
- └ Aumento de 156,3% (R\$ 91 milhões) em outros custos/despesas operacionais.

Estes efeitos foram parcialmente compensados pelo aumento de 2,0% (R\$ 41 milhões) na receita operacional.

## Conciliação EBITDA e Lucro Líquido

	<b>2025</b>	<b>2024</b>
<b>Lucro Líquido</b>	<b>318.727</b>	<b>517.859</b>
Depreciação e Amortização	8.128	5.138
Resultado Financeiro	480.300	295.209
Imposto de Renda	54.033	131.569
Contribuição Social	20.741	48.815
<b>EBITDA</b>	<b>881.929</b>	<b>998.590</b>

\*Conforme Resolução CVM nº 156/22.

### Lucro líquido

Em 2025, o lucro líquido atingiu R\$ 319 milhões, uma redução de 38,5% (R\$ 199 milhões), devido às seguintes variações: (i) aumento de 62,7% (R\$ 185 milhões) nas despesas financeiras líquidas; (ii) redução de 11,7% (R\$ 117 milhões) no EBITDA; e (iii) aumento de 58,2% (R\$ 3 milhões) na depreciação. Estes efeitos foram parcialmente compensados pela

redução de 58,5% (R\$ 106 milhões) nas contas de imposto de renda e contribuição social.

### Endividamento

No final de 2025, a dívida financeira (incluindo derivativos) da Companhia atingiu R\$ 3.401 milhões, apresentando um aumento de 2,5%.

## 5) Investimentos

Em 2025, foram realizados investimentos de R\$ 804 milhões, para a manutenção e expansão do negócio.

A principal oportunidade de alocação de capital da CPFL Transmissão no momento é por meio de projetos de reforços e melhorias na concessão renovada. Estes investimentos dependem de Resoluções Autorizativas da ANEEL.

## 6) Aspectos ESG (Ambientais, Sociais e de Governança)

A CPFL Transmissão desenvolve 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.

**Monitoramento dos compromissos do Plano ESG 2030:** 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: <https://ri.cpfl.com.br/> > Estratégia de Sustentabilidade > Mudanças Climáticas.

**Gestão de Recursos Humanos:** Em 2025, treinamos 588 colaboradores. Foram 27,7 mil horas treinadas.

**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, contamos com a participação de 129 fornecedores.

**Relacionamento com a Comunidade:** entre as ações que visam contribuir para o desenvolvimento das comunidades em que a CPFL Transmissão atua, em 2025 destacam-

se: **(i) CPFL Jovem Geração:** foram executados projetos de transformação social através da cultura e esporte focando na redução dos níveis de vulnerabilidade social, beneficiando 1.400 crianças e jovens. **(ii) CPFL nos Hospitais:** foram executados projetos de melhorias na infraestrutura hospitalar, pesquisas oncológicas e humanização hospitalar, beneficiando mais de 106 mil pessoas; **(iii) Circuito CPFL:** através da frente Circuito CPFL, levamos cinema movido a energia solar, beneficiando 555 espectadores; **(iv) 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; **(v) 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.

**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 às 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 reforçamos 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.

## 7) 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](http://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	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
Gerência	100,00%	0,00%	87,50%	12,50%
Chefia/Coordenação	75,00%	25,00%	75,76%	24,24%
Técnica/Supervisão	0,00%	0,00%	33,33%	66,67%
Administrativo	51,85%	48,15%	46,67%	53,33%
Operacional	91,49%	8,51%	92,06%	7,94%
Estagiários	71,43%	28,57%	70,00%	30,00%

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

Diversidade no Conselho de Administração		
	2025	2024
Homens	100%	100%
Mulheres	0%	0%

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	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Gerência	0,00%	0,00%	78,08%	95,17%
Chefia/Coordenação	101,99%	98,84%	107,69%	89,80%
Técnica/Supervisão	0,00%	0,00%	71,32%	71,11%
Administrativo	76,78%	63,18%	73,84%	72,35%
Operacional	108,15%	92,22%	104,82%	86,87%
Estagiários	90,31%	79,86%	0,00%	112,67%

## 8) Auditores Independentes

A PriceWaterHouseCoopers Auditores Independentes (“PwC”) foi contratada pela CPFL Transmissão 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

---

Serviços de compliance tributário - Escrituração Contábil-Fiscal (ECF)

Revisão da ECD Contábil do ano calendário

Auditoria do RCP (Relatório de Controle Patrimonial)

---

A contratação dos auditores independentes, conforme estatuto social, é recomendada pelo Conselho Fiscal da controladora CPFL Energia 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.

## 9) Agradecimentos

A Administração da CPFL Transmissão agradece aos seus acionistas, clientes, fornecedores e comunidades da sua área de atuação e 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.**

**Ricardo Fernando Ferreira**  
**Gerente de Serviços Financeiros**  
**CRC 1SP 321353/O-4**

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

**CPFL TRANSMISSÃO S.A.**

**Balanços patrimoniais em 31 de dezembro de 2025 e 2024**  
(em milhares de reais)

ATIVO	Nota Explicativa	Controladora		Consolidado	
		31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
<b>Circulante</b>					
Caixa e equivalentes de caixa	5	58.676	126.651	92.641	182.133
Títulos e valores mobiliários	6	29.678	51.327	42.242	138.613
Concessionárias e permissionárias	7	128.481	116.538	137.527	128.027
Estoques		90.630	72.218	92.128	74.024
Dividendo e juros sobre o capital próprio		7.860	16.049	188	90
Imposto de renda e contribuição social a compensar	8	30.297	30.231	30.319	30.276
Outros tributos a compensar	8	28.240	15.723	29.041	17.908
Derivativos	29	-	92.573	-	92.573
Ativo contratual	10	708.983	615.045	839.082	736.273
Outros ativos	9	89.260	89.172	92.897	90.080
<b>Total do circulante</b>		<b>1.172.106</b>	<b>1.225.528</b>	<b>1.356.066</b>	<b>1.489.996</b>
<b>Não circulante</b>					
Depósitos judiciais	18	215.374	183.243	257.771	222.023
Outros tributos a compensar	8	-	-	2.033	1.190
Derivativos	29	89.069	23.297	89.069	23.297
Outros ativos	9	11.568	13.465	11.984	14.243
Investimentos	11	1.461.885	1.507.899	18.647	21.779
Imobilizado	12	172.982	144.690	174.012	144.743
Ativo contratual	10	5.288.981	4.526.268	6.701.099	5.892.253
Intangível		14.240	9.009	14.542	9.311
<b>Total do não circulante</b>		<b>7.254.099</b>	<b>6.407.870</b>	<b>7.269.157</b>	<b>6.328.836</b>
<b>Total do ativo</b>		<b>8.426.205</b>	<b>7.633.398</b>	<b>8.625.223</b>	<b>7.818.832</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

**CPFL TRANSMISSÃO 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
<b>Circulante</b>					
Fornecedores	13	153.433	137.287	161.066	145.922
Empréstimos e financiamentos	15	-	515.566	1.811	517.241
Debêntures	16	43.841	29.767	43.841	29.767
Entidade de previdência privada	17	38.846	85.221	38.846	85.221
Imposto de renda e contribuição social a recolher	14	52.264	-	55.579	4.516
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	14	14.931	17.357	16.161	18.428
Dividendos		35.703	117.205	35.859	117.530
Outras contas a pagar	19	195.523	204.254	211.653	207.834
<b>Total do circulante</b>		<b>534.540</b>	<b>1.106.657</b>	<b>564.817</b>	<b>1.126.458</b>
<b>Não circulante</b>					
Empréstimos e financiamentos	15	427	-	35.068	36.365
Debêntures	16	3.336.155	2.780.596	3.336.155	2.780.596
Entidade de previdência privada	17	392.701	303.209	392.701	303.209
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	14	-	-	2.464	4.181
Débitos fiscais diferidos	20	33.695	138.442	125.334	226.779
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	18	513.935	370.682	542.287	395.465
Derivativos	29	73.030	68.424	73.030	68.424
Outras contas a pagar	19	44.434	40.305	49.582	45.336
<b>Total do não circulante</b>		<b>4.394.377</b>	<b>3.701.658</b>	<b>4.556.621</b>	<b>3.860.354</b>
<b>Patrimônio líquido</b>					
	21				
Capital social		2.707.070	1.577.763	2.707.070	1.577.763
Reserva de capital		584.536	517.341	584.536	517.341
Reserva de lucros		366.606	815.749	366.606	815.749
Dividendos		229.054	178.210	229.054	178.210
Resultado abrangente acumulado		(389.979)	(263.981)	(389.979)	(263.981)
		<b>3.497.288</b>	<b>2.825.082</b>	<b>3.497.288</b>	<b>2.825.082</b>
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores		-	-	6.498	6.937
<b>Total do patrimônio líquido</b>		<b>3.497.288</b>	<b>2.825.082</b>	<b>3.503.786</b>	<b>2.832.020</b>
<b>Total do passivo e do patrimônio líquido</b>		<b>8.426.205</b>	<b>7.633.398</b>	<b>8.625.223</b>	<b>7.818.832</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

**CPFL TRANSMISSÃO S.A.**

**Demonstrações dos resultados para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024**  
(em milhares de reais, exceto para o lucro por ação)

	Nota Explicativa	Controladora		Consolidado	
		2025	2024	2025	2024
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>23</b>	<b>1.894.486</b>	<b>1.895.415</b>	<b>2.106.957</b>	<b>2.065.572</b>
Custos com operação	<b>24</b>	(191.090)	(233.017)	(192.375)	(235.647)
Depreciação e amortização		(8.009)	(4.920)	(8.009)	(4.920)
Outros custos com operação		(183.081)	(228.097)	(184.366)	(230.727)
Custo com serviço prestado a terceiros	<b>24</b>	(797.766)	(711.821)	(807.457)	(698.379)
<b>Lucro operacional bruto</b>		<b>905.630</b>	<b>950.577</b>	<b>1.107.125</b>	<b>1.131.546</b>
<b>Despesas operacionais</b>					
<b>Despesas com vendas</b>	<b>24</b>	<b>(13.032)</b>	<b>(8.619)</b>	<b>(15.484)</b>	<b>(10.343)</b>
Provisão para créditos de liquidação duvidosa		(13.032)	(8.619)	(14.944)	(9.996)
Outras despesas com vendas		-	-	(539)	(347)
Despesas gerais e administrativas	<b>24</b>	(214.734)	(135.602)	(230.665)	(146.604)
Depreciação e amortização		(114)	(214)	(119)	(218)
Outras despesas gerais e administrativas		(214.620)	(135.388)	(230.546)	(146.386)
Outras despesas operacionais	<b>24</b>	7.775	11.765	7.719	11.831
<b>Resultado do serviço</b>		<b>685.639</b>	<b>818.122</b>	<b>868.695</b>	<b>986.430</b>
<b>Resultado de participações societárias</b>	<b>11</b>	<b>187.014</b>	<b>177.194</b>	<b>5.104</b>	<b>7.022</b>
<b>Resultado financeiro</b>	<b>25</b>				
Receitas financeiras		36.734	50.142	54.704	75.456
Despesas financeiras		(530.025)	(366.495)	(535.004)	(370.665)
		<b>(493.291)</b>	<b>(316.352)</b>	<b>(480.299)</b>	<b>(295.209)</b>
<b>Lucro antes dos tributos</b>		<b>379.362</b>	<b>678.963</b>	<b>393.499</b>	<b>698.243</b>
Contribuição social	<b>20</b>	(16.513)	(43.318)	(20.741)	(48.815)
Imposto de renda	<b>20</b>	(44.823)	(119.306)	(54.033)	(131.569)
		<b>(61.336)</b>	<b>(162.624)</b>	<b>(74.775)</b>	<b>(180.384)</b>
<b>Lucro líquido do exercício</b>		<b>318.026</b>	<b>516.339</b>	<b>318.725</b>	<b>517.859</b>
Lucro (Prejuízo) líquido atribuído aos acionistas controladores				318.026	516.339
Lucro (Prejuízo) líquido atribuído aos acionistas não controladores				698	1.519
Lucro por ação – R\$					
Lucro líquido básico e diluído por ação ordinária - R\$		11,94	33,48	11,94	33,58
Lucro líquido básico e diluído por ação preferencial - R\$		151,79	33,48	151,79	33,58

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS ABRANGENTES

CPFL TRANSMISSÃO S.A.

Demonstrações dos resultados abrangentes para os para os exercícios findos em 31 de dezembro 2025 e 2024  
(em milhares de reais)

	Controladora	
	2025	2024
<b>Lucro líquido do exercício</b>	<b>318.026</b>	<b>516.339</b>
<b>Outros resultados abrangentes</b>	<b>(125.998)</b>	<b>338.014</b>
- Ganhos (Perdas) Atuariais	(125.865)	(341.903)
- Variação líquida no valor justo por meio de outros resultados abrangentes	(203)	(5.892)
- Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos sobre Outros Resultados Abrangentes	69	2.003
<b>Resultado abrangente do exercício</b>	<b>192.028</b>	<b>854.353</b>
	Consolidado	
	2025	2024
<b>Lucro líquido do exercício</b>	<b>318.725</b>	<b>517.859</b>
<b>Outros resultados abrangentes</b>	<b>(125.998)</b>	<b>338.014</b>
- Ganhos (Perdas) Atuariais	(125.865)	341.903
- Variação líquida no valor justo por meio de outros resultados abrangentes	(203)	(5.892)
- Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos sobre Outros Resultados Abrangentes	69	2.003
<b>Resultado abrangente do exercício</b>	<b>192.727</b>	<b>855.873</b>
Atribuído ao Acionista da Companhia Controladora	192.028	854.353
Atribuído ao Acionista Não Controlador	698	1.519

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

**CPFL TRANSMISSÃO 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 Lucro						Lucros Acumulados	Resultado abrangente acumulado	Total	Participação dos Não Controladores	Total
	Capital Social	Reserva de capital	Reserva Lucro a realizar	Reserva Legal	Reserva de Reforço de Capital de Giro	Dividendos					
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2024</b>	<b>1.577.763</b>	<b>517.341</b>	<b>318.601</b>	<b>142.780</b>	<b>354.367</b>	<b>178.210</b>	-	<b>(263.981)</b>	<b>2.825.082</b>	<b>6.938</b>	<b>2.832.020</b>
<b>Resultado abrangente total</b>	-	-	-	-	-	-	<b>318.026</b>	<b>(125.998)</b>	<b>192.028</b>	<b>698</b>	<b>192.726</b>
Lucro líquido do período	-	-	-	-	-	-	318.026	-	318.026	698	318.724
Variação valor justo por meio de outros resultados abrangentes, líquido de impostos	-	-	-	-	-	-	-	(203)	(203)	-	(203)
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos sobre Outros Resultados Abrangentes	-	-	-	-	-	-	-	69	69	-	69
Ganhos (Perdas) atuariais	-	-	-	-	-	-	-	(125.864)	(125.864)	-	(125.864)
<b>Mutação internas do patrimônio líquido</b>	-	<b>67.195</b>	-	<b>15.901</b>	-	-	<b>(15.901)</b>	-	<b>67.195</b>	-	<b>67.195</b>
Outras Movimentações	-	67.195	-	-	-	-	-	-	67.195	-	67.195
Constituição de reserva legal	-	-	-	15.901	-	-	(15.901)	-	-	-	-
<b>Transações de capital com os acionistas</b>	<b>1.129.307</b>	-	<b>(110.676)</b>	-	<b>(354.367)</b>	<b>50.844</b>	<b>(302.125)</b>	-	<b>412.982</b>	<b>(1.138)</b>	<b>411.844</b>
Aprovação da proposta de dividendos	-	-	(110.676)	-	(354.367)	(178.210)	-	-	(643.254)	(982)	(644.236)
Dividendos Intermediário	-	-	-	-	-	-	(40.000)	-	(40.000)	-	(40.000)
Dividendos Prescritos	-	-	-	-	-	-	2.461	-	2.461	-	2.461
Aumento (Redução) de capital	1.129.307	-	-	-	-	-	-	-	1.129.307	-	1.129.307
Dividendo adicional proposto	-	-	-	-	-	229.054	(229.054)	-	-	-	-
Dividendo mínimo obrigatório	-	-	-	-	-	-	(35.531)	-	(35.531)	(156)	(35.687)
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2025</b>	<b>2.707.070</b>	<b>584.536</b>	<b>207.925</b>	<b>158.681</b>	-	<b>229.054</b>	-	<b>(389.979)</b>	<b>3.497.288</b>	<b>6.498</b>	<b>3.503.786</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

**CPFL TRANSMISSÃO 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 Lucro						Lucros Acumulados	Resultado abrangente acumulado	Total	Participação dos Não Controladores	Total
	Capital Social	Reserva de capital	Reserva Lucro a realizar	Reserva Legal	Reserva Dividendos não Distribuídos	Dividendos					
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2023</b>	<b>981.343</b>	<b>(17.293)</b>	<b>109.601</b>	<b>142.780</b>	<b>354.367</b>	<b>368.008</b>	-	<b>(601.994)</b>	<b>1.336.812</b>	<b>9.050</b>	<b>1.345.862</b>
<b>Resultado abrangente total</b>	-	-	-	-	-	-	<b>516.339</b>	<b>338.014</b>	<b>854.353</b>	<b>1.519</b>	<b>855.872</b>
Lucro líquido do período	-	-	-	-	-	-	516.339	-	516.339	1.519	517.858
Variação valor justo por meio de outros resultados abrangentes, líquido de impostos	-	-	-	-	-	-	-	(5.892)	(5.892)	-	(5.892)
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos sobre Outros Resultados Abrangentes	-	-	-	-	-	-	-	2.003	2.003	-	2.003
Ganhos (perdas) atuariais	-	-	-	-	-	-	-	341.903	341.903	-	341.903
<b>Mutação internas do patrimônio líquido</b>	-	-	<b>209.000</b>	-	-	-	<b>(209.000)</b>	-	-	-	-
Constituição de reserva de lucro a realizar	-	-	209.000	-	-	-	(209.000)	-	-	-	-
<b>Transações de capital com os acionistas</b>	<b>596.421</b>	<b>534.634</b>	-	-	-	<b>(189.798)</b>	<b>(307.339)</b>	-	<b>633.917</b>	<b>(3.631)</b>	<b>630.286</b>
Juros sobre capital próprio - AGE 27/02/2024	-	-	-	-	-	-	(17.097)	-	(17.097)	-	(17.097)
Incorporação do acervo	20.395	533.517	-	-	-	-	11.964	-	565.877	-	565.877
Reestruturação Societária	576.025	-	-	-	-	-	(13.076)	-	562.949	-	562.949
Dividendos distribuídos	-	-	-	-	-	(368.008)	-	-	(368.008)	-	(368.008)
Dividendos Prescritos	-	-	-	-	-	-	3.632	-	3.632	-	3.632
Aumento (Redução) de capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.190)	(2.190)
Ganho (perda) em participação sem alteração no controle	-	1.117	-	-	-	-	-	-	1.117	(1.117)	-
Dividendo adicional proposto	-	-	-	-	-	178.210	(178.210)	-	-	-	-
Dividendo mínimo obrigatório	-	-	-	-	-	-	(114.553)	-	(114.553)	(324)	(114.877)
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2024</b>	<b>1.577.763</b>	<b>517.341</b>	<b>318.601</b>	<b>142.780</b>	<b>354.367</b>	<b>178.210</b>	-	<b>(263.981)</b>	<b>2.825.082</b>	<b>6.938</b>	<b>2.832.020</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

**CPFL TRANSMISSÃO 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
<b>ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>				
<b>Lucro antes dos tributos</b>	<b>379.362</b>	<b>678.963</b>	<b>393.499</b>	<b>698.243</b>
<b>Ajustes:</b>				
Depreciação e amortização	8.124	5.134	8.128	5.138
Ganho na baixa de não circulante	(6.280)	-	(6.295)	(116)
Resultado de Equivalência Patrimonial	(187.014)	(177.194)	(5.104)	(7.022)
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	126.171	20.299	128.911	21.747
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	13.032	8.619	14.944	9.996
Encargos de dívidas e atualizações monetárias e cambiais	462.260	367.913	462.105	366.760
Ativo Contratual	(694.123)	(763.431)	(863.108)	(904.128)
PIS e COFINS diferidos	-	-	1.608	(5.456)
Despesa (receita) com entidade de previdência privada	39.512	72.815	39.512	72.815
<b>Variações nos Ativos e Passivos Operacionais</b>				
<b>(Aumento) redução dos ativos:</b>				
Concessionárias e Permissionárias	(24.975)	11.894	(24.305)	9.224
Dividendo e juros sobre o capital próprio recebidos	173.328	36.074	5.248	7.666
Tributos a recuperar	(12.626)	1.434	(12.062)	12
Adições do ativo de transmissão	(746.482)	(708.728)	(757.746)	(713.946)
Ativo Contratual	635.273	617.074	760.439	703.423
Depósitos judiciais	(23.226)	(2.505)	(23.437)	(2.887)
Outros ativos	(7.052)	(7.986)	(9.349)	(4.636)
<b>Aumento (redução) dos passivos:</b>				
Fornecedores	16.145	(7.539)	16.381	(17.098)
Obrigações fiscais	(2.377)	(66.133)	(3.923)	(70.742)
Outras obrigações com entidade de previdência privada	(122.260)	(90.058)	(122.260)	(90.058)
Processos fiscais, cíveis e trabalhistas pagos	(37.959)	(10.769)	(38.456)	(11.126)
Taxas regulamentares	-	-	190	1.294
Outros passivos operacionais	(4.038)	(25.918)	8.201	(25.722)
	<b>(156.249)</b>	<b>(253.160)</b>	<b>(201.079)</b>	<b>(214.596)</b>
Juros de empréstimos e financiamentos pagos	(269.311)	(245.861)	(272.210)	(248.105)
IRPJ e CSLL pagos	(46.604)	(56.052)	(59.535)	(63.876)
<b>Caixa líquido gerado (consumido) pelas operações</b>	<b>(331.120)</b>	<b>(341.955)</b>	<b>(358.624)</b>	<b>(268.599)</b>
<b>Fluxos de caixa das atividades de investimento</b>				
Aumento de caixa decorrente de reestruturação societária	-	-	-	35.520
Aumento de capital por incorporação	-	7.276	-	7.276
Redução de capital em subsidiárias	65.000	107.809	-	-
Títulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados - aplicações	(611.849)	(296.007)	(537.127)	(311.687)
Títulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados - resgates	650.807	298.798	650.931	298.798
Aquisição de Bens do Ativo Imobilizado	(40.124)	(33.558)	(41.110)	(33.558)
Adições no Intangível	(5.242)	(3.866)	(5.234)	(3.866)
<b>Caixa líquido consumido pelas atividades de investimentos</b>	<b>58.592</b>	<b>80.452</b>	<b>(67.460)</b>	<b>(7.517)</b>
<b>Fluxos de caixa das atividades de financiamento</b>				
Aumento / (Redução) de Capital	-	-	-	(2.191)
Aumento de participação societária em investimentos já existente	1.129.307	-	1.129.307	-
Amortização do Principal de Empréstimos e Financiamentos	(1.458.388)	(260.000)	(1.459.962)	(261.167)
Captação de Empréstimos e Debêntures	1.367.010	895.000	1.367.010	895.000
Liquidação de Operações com Derivativos	(35.550)	(48.934)	(35.550)	(48.934)
Pagamento de Dividendos e Juros sobre Capital próprio	(797.826)	(461.508)	(799.133)	(498.752)
<b>Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de financiamentos</b>	<b>204.553</b>	<b>124.558</b>	<b>201.672</b>	<b>83.956</b>
<b>Redução líquido de caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>(67.975)</b>	<b>(136.945)</b>	<b>(89.492)</b>	<b>(192.161)</b>
<b>Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>126.651</b>	<b>263.595</b>	<b>182.133</b>	<b>374.296</b>
<b>Saldo final de caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>58.676</b>	<b>126.650</b>	<b>92.641</b>	<b>182.135</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

**CPFL TRANSMISSÃO 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
<b>1 - Receita</b>	<b>2.091.040</b>	<b>2.122.668</b>	<b>2.326.643</b>	<b>2.304.639</b>
1.1 Receita Operacional Bruta	1.117.608	1.074.431	1.341.967	1.244.495
1.2 Receita relativa à construção de ativos próprios	-	-	3.223	2.982
1.3 Receita relativa à construção da infraestrutura de concessão	953.360	1.028.324	963.293	1.038.626
1.4 Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(13.032)	(8.645)	(14.944)	(10.022)
1.5 Outras Receitas	33.104	28.558	33.104	28.558
<b>2 - (-) Insumos adquiridos de terceiros</b>	<b>(1.030.617)</b>	<b>(861.948)</b>	<b>(1.062.358)</b>	<b>(873.125)</b>
2.1 Material	(9.990)	(10.236)	(14.526)	(15.980)
2.2 Serviços de Terceiros	(79.553)	(85.577)	(100.018)	(89.772)
2.3 Outros Custos Operacionais	-	-	-	(1.239)
2.4 Custo de Construção	(797.766)	(711.821)	(797.766)	(711.821)
2.5 Outras Despesas Operacionais	(143.308)	(54.314)	(150.048)	(54.313)
<b>3 - Valor adicionado bruto (1+2)</b>	<b>1.060.423</b>	<b>1.260.720</b>	<b>1.264.285</b>	<b>1.431.514</b>
<b>4 - Retenções</b>	<b>(8.124)</b>	<b>(5.134)</b>	<b>(8.128)</b>	<b>(5.138)</b>
4.1 Depreciação e Amortização	(8.124)	(5.134)	(8.128)	(5.138)
<b>5 - Valor adicionado líquido gerado (3+4)</b>	<b>1.052.299</b>	<b>1.255.586</b>	<b>1.256.157</b>	<b>1.426.376</b>
<b>6 - Valor adicionado recebido em transferência</b>	<b>223.748</b>	<b>227.336</b>	<b>59.808</b>	<b>82.478</b>
6.1 Resultado de Participações Societárias	187.014	177.194	5.104	7.022
6.2 Receitas Financeiras	36.734	50.142	54.704	75.456
<b>7 - Valor adicionado líquido a distribuir (5+6)</b>	<b>1.276.047</b>	<b>1.482.922</b>	<b>1.315.965</b>	<b>1.508.854</b>
<b>8 - Distribuição do valor adicionado</b>				
<b>8.1 Pessoal e encargos</b>	<b>149.857</b>	<b>187.318</b>	<b>150.327</b>	<b>187.651</b>
8.1.1 Remuneração Direta	70.307	68.805	70.677	69.073
8.1.2 Benefícios	71.409	110.357	71.508	110.422
8.1.3 FGTS	8.141	8.156	8.141	8.156
<b>8.2 Impostos, taxas e contribuições</b>	<b>277.986</b>	<b>412.430</b>	<b>311.735</b>	<b>432.210</b>
8.2.1 Federais	273.178	409.763	306.925	429.351
8.2.2 Estaduais	643	645	643	645
8.2.3 Municipais	4.165	2.022	4.167	2.214
<b>8.3 Remuneração de capital de terceiros</b>	<b>530.178</b>	<b>366.835</b>	<b>535.179</b>	<b>371.134</b>
8.3.1 Juros	530.025	366.495	534.936	370.626
8.3.2 Aluguéis e arrendamentos	153	340	243	508
<b>8.4 Remuneração de capital próprio</b>	<b>318.026</b>	<b>516.339</b>	<b>318.725</b>	<b>517.859</b>
8.4.1 Juros sobre Capital Próprio	-	17.097	-	17.097
8.4.2 Dividendos (incluindo adicional proposto)	304.586	289.131	304.586	289.131
8.4.3 Lucros Retidos	13.440	209.000	14.139	210.519
8.4.4 Incorporação do acervo	-	(11.964)	-	(11.964)
8.4.5 Reestruturação Societária	-	13.076	-	13.076
8.4.2 Lucros Acumulados	-	-	318.725	-
	<b>1.276.047</b>	<b>1.482.922</b>	<b>1.315.965</b>	<b>1.508.854</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

## CPFL TRANSMISSÃO 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 Transmissão S.A. (“CPFL Transmissão” ou “Companhia”) é uma sociedade por ações de capital aberto e tem por objeto principal realizar estudos, projetos, construção e operação de linhas de transmissão de energia elétrica, bem como celebração de atos de empresa decorrentes dessas atividades.

A sede administrativa da Companhia está localizada na Rua Dr. João Inácio, nº 859, Navegantes, CEP 90.230-181, na Cidade de Porto Alegre, Estado do Rio Grande do Sul – Brasil.

A Companhia detém três concessões para exploração dos serviços públicos de transmissão de energia elétrica, são elas:

##### **Contrato de Concessão nº 055/2001 – ANEEL**

Firmado em 2001, e aditado em 2012, o contrato para transmissão de energia elétrica, estabelece: (i) quais os bens vinculados à Concessão e a obrigação de operar e manter a infraestrutura existente; (ii) as condições para a prestação do serviço; (iii) a garantia de manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da concessão; e (iv) a indenização, em caso de extinção da concessão, referente à parcela ainda não amortizada dos investimentos realizados pela Companhia na infraestrutura a serviço da concessão.

O aditivo de 2012 estabeleceu: (i) os valores de indenização das instalações não depreciadas, construídas posteriores a maio de 2000 – RBNI e das instalações não depreciadas, construídas anteriormente a maio de 2000 – Rede Básica do Sistema Existente (RBSE), vide nota 10, (ii) o reajuste anual (julho) e revisão quinquenal da receita anual permitida (RAP). Além dos critérios para reajuste e revisão da receita, previstos em contrato, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabelece em regulamentação específica as regras e metodologia para cálculo dessa revisão, e (iii) prorrogou o prazo do contrato de concessão por mais 30 anos, até 31 de dezembro de 2042.

##### **Contrato de Concessão nº 080/2002 – ANEEL**

Em 2002, a Companhia firmou o contrato de concessão da LT 230kV UPME x Pelotas 3, que estabelece: (i) a obrigação de construir, operar e manter a infraestrutura a serviço da concessão, (ii) quais os serviços que o operador deve prestar e para quem os serviços devem ser prestados (área geográfica de atendimento e classe de consumidores), (iii) a garantia de manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da concessão, (iv) indenização ao final do contrato de concessão referente à parcela ainda não amortizada dos investimentos realizados pela Companhia na infraestrutura a serviço da concessão, (v) prazo de vigência de 30 (trinta) anos, contados a partir da entrada em operação das instalações de transmissão, objeto do contrato, podendo ser renovado por igual período, desde que requerida pela Companhia até 36 meses antes do término do contrato.

A eventual prorrogação do Contrato de Concessão estará subordinada ao interesse público e à revisão das condições gerais do contrato, (vi) reajuste anual (julho) das tarifas e revisão nos casos de criação, alteração ou extinção de tributos ou encargos legais, quando comprovados seus impactos. Os critérios e as metodologias para reajuste e revisão das tarifas de energia elétrica são definidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), em regulamentação específica.

##### **Contrato de Concessão Nº 04/2022 - ANEEL**

Em 2022 a Companhia firmou contrato para a construção, operação e manutenção da Subestação 230/138 kV Cachoeirinha 3, incluindo obras de seccionamento de linhas de transmissão 230 kV e 138 kV. O contrato de concessão previa a energização para até 30 de setembro de 2024, com RAP de R\$ 9.234, auferida a partir da data de disponibilidade para operação comercial das instalações, sendo que a energização e a entrada em operação comercial ocorreram em novembro de 2023.

##### **Contrato de Concessão Nº 03/2026 – ANEEL (aguardando assinatura e confirmação do regulatório)**

Na qualidade de vencedora do Leilão de Transmissão nº 4/2025, a Companhia arrematou o Lote 3 e celebrou, em fevereiro de 2026, o Contrato de Concessão nº 03/2026 com a ANEEL, tendo por objeto a construção, operação e manutenção das SEs 525/138 kV Erechim, 230/69 kV Boa Vista do Buricá 2, 230/138 kV São Sebastião do Cai 2 e 230/138 kV Ivoti 2, incluindo seccionamentos e novos trechos de LTs no Estado do Rio Grande do Sul e a LT 230 kV Sarandi - Maringá no Estado do Paraná. A RAP vencedora do leilão foi de R\$ 81.156, sendo o investimento (CAPEX) estimado pela ANEEL para o lote de R\$ 1.069.085 e o início da operação comercial está previsto para fevereiro de 2030. A participação da Companhia no referido leilão está alinhada à estratégia de crescimento do

Grupo CPFL, com propostas fundamentadas em disciplina financeira, sinergia com os ativos existentes e eficiência operacional na execução de projetos de infraestrutura.

A Companhia possui participações diretas nas seguintes controladas:

**CPFL Transmissão de Energia Piracicaba Ltda. (“CPFL Piracicaba”)**: controlada integral com participação de 100%, a CPFL Transmissão Piracicaba opera a concessão vencida no Leilão de Transmissão ANEEL 007/2012, uma subestação de 440 kV, localizada no município de Piracicaba, no Estado de São Paulo, além de uma linha de transmissão de aproximadamente 6,5 km de extensão que foi transferida para a CTEEP conforme previsto no edital do Leilão.

**CPFL Transmissão de Energia Morro Agudo Ltda. (“CPFL Morro Agudo”)**: controlada integral com participação de 100%, a CPFL Transmissão Morro Agudo opera as instalações de transmissão, objeto do Leilão de Transmissão ANEEL 007/2014, uma subestação de 500/138 kV, localizada no município de Morro Agudo, no Estado de São Paulo, bem como uma linha de transmissão de aproximadamente 1 km de extensão, transferida para Ribeirão Preto Transmissão de Energia S.A. – RPTE, conforme previsto no edital do Leilão.

**CPFL Transmissão de Energia Maracanaú Ltda. (“CPFL Maracanaú”)**: controlada integral com participação de 100%, a CPFL Transmissão Maracanaú opera as instalações de transmissão, objeto do Leilão de Transmissão ANEEL 002/2018, uma subestação de 230/69 kV – 3 x 150MVA, localizada no município de Maracanaú, no Estado do Ceará, além de um trecho de linha de transmissão de aproximadamente 2km de extensão.

**CPFL Transmissão de Energia Sul I Ltda. (“CPFL Sul I”)**: controlada integral com participação de 100%, a CPFL Transmissão Sul I, opera as instalações de transmissão relacionadas ao Lote 05 do Leilão de Transmissão ANEEL 004/2018, constituído por um novo pátio de 230 kV na SE Itá, com três bancos de transformadores 525/230 kV e duas linhas de transmissão em circuito duplo 230 kV a partir dessa subestação, sendo a primeira para a SE Pinhalzinho 2 com 105 km de extensão, e a segunda para a SE Xanxerê com 55 km.

**CPFL Transmissão de Energia Sul II Ltda. (“CPFL Sul II”)**: controlada integral com participação de 100%, a CPFL Transmissão Sul II opera as instalações de transmissão relacionadas ao Lote 11 do Leilão de Transmissão ANEEL 004/2018, quais sejam, a implantação da SE Porto Alegre 1 230/ 69 /13,8 kV- 3X83MVA, da SE Vila Maria 230 / 138 / 13,8 kV – 2X150MVA fruto do seccionamento da linha de transmissão 230kV Passo Fundo - Nova Prata, a implantação da SE Osório 3 230 kV a partir do seccionamento da linha de transmissão 230 kV Lagoa dos Barros – Osório 2, e ainda a implantação de outros três trechos de linha 230 kV em circuito simples, sendo o primeiro com aproximadamente 66 km ligando a SE Osório 3 – Gravataí 3, o segundo (subterrâneo) com aproximadamente 3,6 km ligando a SE Porto Alegre1- SE Jardim Botânico e o terceiro (subterrâneo) com aproximadamente 4 km ligando a SE Porto Alegre 1 – SE Porto Alegre 8.

**Transmissora de Energia Sul Brasil S.A. (“TESB”)**: controlada com participação de 98,01%, a TESB opera as instalações de transmissão relacionadas ao lote A do Leilão de Transmissão ANEEL 008/2010, composto por de 5 linhas de transmissão e 4 subestações: (i) LT 230 KV de Porto Alegre 9 – Porto Alegre 8; (ii) de LT 230 KV de Porto Alegre 9 – Nova Santa Rita; (iii) LT 230 KV de Campo Bom Taquara; (iv) LT230 KV - Jardim Botânico FIC/ Porto Alegre 10 C-1 RS (v) 230 KV - Viamão 3; (vi) 230 KV Candelária 2; (vii) Restinga, LT 230 KV Restinga – Porto Alegre 13 e LT 230 KV Restinga – Viamão 3 e (viii) SE 230/69 KV Jardim Botânico 3º Transformador JBO.

## 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 2025<sup>1</sup>, 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.

<sup>1</sup> 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 da companhia. 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 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.

### **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.

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 da 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.

## **(2) APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS FINANCEIRAS**

### **2.1 Base de preparação**

As demonstrações financeiras individuais (controladora) e consolidadas foram elaboradas e estão sendo apresentadas em conformidade às normas internacionais de contabilidade (“IFRS” – International Financial Reporting Standards), emitidas pelo International Accounting Standards Board – IASB e também de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil (BR GAAP).

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 (“CPFL Transmissão”) também se utilizam das orientações contidas no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico Brasileiro 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 da Companhia.

A autorização para a emissão destas demonstrações financeiras foi dada pela Administração em 25 de fevereiro de 2026 e aprovadas pelo conselho de Administração em 02 de março de 2026.

### **2.2 Base de mensuração**

As informações contábeis 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 29 de Instrumentos Financeiros.

### **2.3 Uso de estimativas e julgamentos**

A preparação das informações contábeis financeiras exige que a Administração da Companhia 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 da Companhia 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 maiores 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 10 – Ativo contratual; (principais premissas em relação aos valores recuperáveis);
- Nota 15 – Empréstimos e financiamentos (principais premissas para determinação do valor justo);
- Nota 16 – Debêntures; (principais premissas para determinação do valor justo);

- Nota 17 – Entidade de previdência privada (principais premissas atuariais na mensuração de obrigações de benefícios definidos);
- Nota 18 – Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas e depósitos; (reconhecimento e mensuração: principais premissas sobre a probabilidade e magnitude das saídas de recursos);
- Nota 20 – Créditos e débitos fiscais diferidos; (reconhecimento de ativos: disponibilidade de lucro tributável futuro contra o qual prejuízos fiscais possam ser utilizados); e
- Nota 29 – 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 da Companhia é o Real, e a demonstração financeira individual e consolidada 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 da Companhia (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.

A Companhia apresenta suas demonstrações financeiras considerando somente um segmento operacional, sendo está a forma que a Administração e o Conselho de Administração da Companhia e sua controlada avaliam a performance e alocam os recursos necessários.

## **2.6 Informações sobre participações societárias**

As participações societárias detidas pela Companhia nas controladas e coligadas estão descritas na nota 11. A controlada Transmissora de Energia Sul Brasil Ltda, CPFL Transmissão de Energia Piracicaba Ltda, CPFL Transmissão de Energia Morro Agudo Ltda, CPFL Transmissão de Energia Maracaná Ltda, CPFL Transmissão de Energia Sul I Ltda e CPFL Transmissão de Energia Sul II Ltda são consolidadas de forma integral, as coligadas Transmissora Porto Alegre Ltda (TPAE) e Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S.A (ETAU) são registradas por equivalência patrimonial e outros investimentos são registradas pelo método de custo.

## **2.7 Demonstração do valor adicionado**

A Companhia 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 conforme práticas 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 incluem saldos negativos de contas garantidas que são exigíveis imediatamente e são parte integrante da gestão de caixa da Companhia.

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 pela Companhia na gestão das obrigações de curto prazo.

A determinação da composição de caixa e equivalentes de caixa da Companhia 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 Ativo Contratual da Concessão

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

#### 3.3.1 Ativos financeiros

Ativos financeiros são reconhecidos inicialmente na data em que foram originados ou na data da negociação em que a Companhia se torna 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. A Companhia 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). A Companhia não detém ativos financeiros desta classificação.

Os ativos financeiros não são reclassificados subsequentemente ao reconhecimento inicial, a não ser que a Companhia 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: (i) é mantido dentro de um modelo de negócios cujo objetivo seja manter ativos financeiros para receber fluxos de caixa contratuais; e (ii) 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: (i) 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 (ii) 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, a Companhia 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 29). No reconhecimento inicial, a Companhia 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:**

A Companhia 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 da Companhia;
- 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 e pelos outros riscos e custos básicos de empréstimos (por exemplo, risco de liquidez e custos administrativos), assim como uma margem de lucro.

A Companhia 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, a Companhia 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 da Companhia a fluxos de caixa de ativos específicos (por exemplo, baseados na performance de um ativo).

### 3.3.2 Passivos financeiros

Passivos financeiros são reconhecidos inicialmente na data em que são originados ou na data de negociação em que a Companhia ou sua controlada 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 29.

### 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 e atividades não vinculadas à concessão

Os ativos imobilizados são registrados ao custo de aquisição, construção ou formação e estão deduzidos da depreciação acumulada e, quando aplicável, pelas perdas de valor recuperável. Incluem ainda quaisquer outros custos para colocar o ativo no local e em condições necessárias para que eles estejam em condição de operar, assim como os custos de desmontagem e de restauração do local onde estes ativos estejam instalados e os custos de juros sobre financiamentos para a sua aquisição, respeitando o limite regulatório.

O custo de reposição de um componente do imobilizado é reconhecido caso seja provável que retorne com os benefícios econômicos esperados e que possa ser mensurado de forma confiável, sendo baixado o valor do componente substituído. Os custos de manutenção são reconhecidos no resultado conforme são incorridos.

A depreciação é calculada linearmente com taxas anuais variáveis 3,48% até 14,29%, levando em consideração a vida útil estimada dos bens conforme as orientações do órgão regulador.

Os ganhos e perdas na alienação e baixa de um ativo imobilizado são registrados no resultado na mesma competência em que os recursos advindos da alienação ocorreram.

A Companhia possui em seu acervo patrimonial uma série de bens administrativos e outros não vinculados ao serviço da concessão, sendo estes bens destinados à sua utilização própria.

Os bens e instalações utilizados nas atividades de transmissão 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

Os ativos intangíveis que são adquiridos pela Companhia e que têm vidas úteis finitas são mensurados pelo custo, deduzido da amortização acumulada e das perdas por redução ao valor recuperável acumuladas.

Inclui os direitos que tenham por objeto bens incorpóreos, como por exemplo os direitos de uso de softwares e servidões de passagem para as linhas de transmissão.

### 3.7 Redução ao valor recuperável (*Impairment*)

#### Ativos financeiros

A Companhia 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.

A Companhia 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.

A Companhia mensura a provisão para perda, 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, a Companhia 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 da Companhia, na avaliação de crédito e considerando informações prospectivas (*forward-looking*).

A Companhia 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.

A Companhia 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 pela Companhia resultou em um percentual de perda esperada para os títulos de concessionárias e permissionárias que está aderente com a 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, a Companhia 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 a Companhia 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;
- o desaparecimento de mercado ativo para o título por causa de dificuldades financeiras.

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

### 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 Planos de aposentadoria e benefícios pós-emprego**

As obrigações atuariais registradas são determinadas por cálculos atuariais elaborados por atuários independentes, com base na expectativa de vida do participante, na idade média de aposentadoria e na inflação. Contudo, os resultados reais futuros dos benefícios podem ser diferentes daqueles existentes e registrados contabilmente.

#### **3.10 Dividendo e juros sobre capital próprio**

De acordo com o ICPC 08, apenas o dividendo mínimo obrigatório previsto na Lei 6.404/76, para sociedades anônimas, pode ser provisionado como exigível, de forma que o dividendo proposto e ainda não aprovado só deve ser reconhecido como passivo nas demonstrações financeiras após sua aprovação pelo órgão competente.

Conforme definido no Estatuto Social da Companhia e em consonância com a legislação vigente, compete à Assembleia Geral a declaração de dividendos intermediários apurados através de balanço semestral. A declaração de dividendos e juros sobre capital próprio intermediários na data base 30 de junho, quando houver, só é reconhecida como um passivo nas demonstrações financeiras da Companhia após a data de deliberação da Assembleia Geral.

Os juros sobre capital próprio recebem o mesmo tratamento do dividendo e 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 da Companhia 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.

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

- Receita de construção: Refere-se aos serviços de construção e melhorias das instalações de transmissão de energia elétrica. São reconhecidos conforme o estágio de conclusão das obras.
- Componente de financiamento: Refere-se aos juros reconhecidos mensalmente pelo regime de competência com base na taxa implícita do contrato de concessão sobre o montante a receber da receita de construção.
- 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.

#### **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.

O imposto corrente no caso de contrato de concessão de serviços públicos, o lucro decorrente da receita reconhecida pela construção, recuperação, reforma, ampliação ou melhoramento da infraestrutura, cuja contrapartida seja ativo financeiro representativo de direito contratual incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro, poderá ser tributado à medida do efetivo recebimento.

Para fins dos pagamentos mensais determinados sobre a base de cálculo estimada de que trata o art. 2º da Lei nº 9.430, de 27 de dezembro de 1996, a concessionária poderá considerar como receita o montante efetivamente recebido.

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 a cada data de relatório anual 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 Arrendamentos**

De acordo com o IFRS 16 (CPC 06 (R2)) a Companhia reconhece 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 da Companhia.

O prazo do arrendamento equivale ao período mínimo não cancelável dos contratos e a Companhia não adiciona ao prazo do arrendamento os períodos cobertos por uma opção de renovação, exceto nos casos em que 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 prazo estabelecido em contrato e, se aplicável, também será reduzido por perdas por redução ao valor recuperável. A Companhia 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.

### **3.15 Base de consolidação**

#### **Controlada 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 as coligadas, este registro se dá por meio do método de equivalência patrimonial a partir do momento da aquisição.

As políticas contábeis das controladas e das coligadas consideradas na consolidação e/ou equivalência patrimonial, conforme o caso, estão alinhadas com as políticas contábeis adotadas pela Companhia.

Nas demonstrações financeiras individuais da controladora as informações financeiras de controladas e coligadas são reconhecidas através do método de equivalência patrimonial. Nas demonstrações financeiras consolidadas, as informações das coligadas são reconhecidas através do método de equivalência patrimonial.

As demonstrações financeiras consolidadas abrangem os saldos e transações da Companhia e de sua controlada. Os saldos e transações de ativos, passivos, receitas e despesas foram consolidados integralmente para a controlada.

Saldos e transações entre empresas da Companhia, 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 da Companhia 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 da Companhia 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 controlada, 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 das coligadas, bem como o percentual de participação da Companhia em cada um deles, está descrito na nota 11.

#### **Aquisição de participação de acionistas não-controladores**

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

### **3.16 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 (tCO<sub>2</sub>e), 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.

### **3.17 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, das quais as três primeiras são novas.

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.

#### **(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.

### **(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.

### **(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 da Companhia 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.

Desta forma, a Companhia determinou o valor justo conforme CPC 46, o qual define o valor justo como a estimativa de preço pelo qual uma transação não forçada para a venda do ativo ou para a transferência do passivo ocorreria entre participantes do mercado, sob condições atuais de mercado, na data de mensuração.

#### **- Ativo contratual**

O valor justo 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 29).

**(5) CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA**

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
Saldos bancários	934	865	1.188	1.191
Aplicações financeiras	57.742	125.786	91.453	180.941
Títulos de crédito privado (a)	-	65.565	13.784	120.503
Operações compromissadas em debêntures (a)	39.327	60.221	47.639	60.438
Fundos de investimento (b)	18.415	-	30.030	-
<b>Total</b>	<b>58.676</b>	<b>126.651</b>	<b>92.641</b>	<b>182.133</b>

- (a) Corresponde a operações de curto prazo em: (i) (“CDB’s”) no montante de R\$ 13.784 (R\$ 120.503 em 31 de dezembro de 2024) e (ii) operações compromissadas em debêntures R\$ 47.639 (R\$ 60.438 em 31 de dezembro de 2024). Todas essas operações possuem liquidez diária, vencimento de curto prazo, baixo risco de crédito e remuneração equivalente, na média, a 100,88% (101,54% em 31 de dezembro de 2024) e 96,66% (93,56% em 31 de dezembro de 2024) do CDI para operações compromissadas.
- (b) Representa valores aplicados em fundos com alta liquidez no montante de R\$ 30.030 e remuneração equivalente, na média 99,21% do CDI (99,50% do CDI em 31 de dezembro de 2024), tendo como características aplicações pós-fixadas em CDI, lastreadas em títulos públicos federais, CDB’s 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**

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
Investimentos em títulos do governo	-	9.110	-	9.110
Aplicação direta	-	42.217	-	129.503
Fundos dos investimentos (a)	29.678	-	42.242	-
<b>Total</b>	<b>29.678</b>	<b>51.327</b>	<b>42.242</b>	<b>138.613</b>

- (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, no montante de R\$ 42.242 cuja remuneração equivalente, na média de 99,21% do CDI.

**(7) CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS**

Os saldos compõem-se de:

	Controladora				
	Saldos vincendos	Vencidos		Total	
		até 360 dias	> 360 dias	31/12/2025	31/12/2024
<b>Circulante</b>					
Concessionárias e permissionárias	118.085	10.396	27.601	156.082	131.152
	<b>118.085</b>	<b>10.396</b>	<b>27.601</b>	<b>156.082</b>	<b>131.152</b>
Provisão para créditos de liquidação duvidosa			(27.601)	(14.615)	
<b>Total</b>			<b>128.481</b>	<b>116.538</b>	

	Consolidado				
	Saldos vincendos	Vencidos		Total	
		até 360 dias	> 360 dias	31/12/2025	31/12/2024
<b>Circulante</b>					
Concessionárias e permissionárias	163.303	1.823	3.500	168.626	144.228
	<b>163.303</b>	<b>1.823</b>	<b>3.500</b>	<b>168.626</b>	<b>144.228</b>
Provisão para créditos de liquidação duvidosa			(31.099)	(16.201)	
<b>Total</b>			<b>137.527</b>	<b>128.027</b>	

Referem-se aos valores a receber de concessionárias e permissionárias pela disponibilização do sistema de

transmissão faturados através dos Avisos de Crédito (AVC's), autorizados por meio das Resoluções Homologatórias emitidas pela ANEEL, e pelos faturamentos dos contratos de conexão (CCT's) ao sistema de transmissão, firmados diretamente com os agentes cessantes.

#### 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 29 e.

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

	Controladora		
	Concessionárias e permissionárias	Outros ativos	Total
<b>Saldo em 31/12/2023</b>	<b>(5.322)</b>	<b>(9.035)</b>	<b>(14.357)</b>
Provisão revertida (constituída) líquida	(9.293)	648	(8.645)
<b>Saldo em 31/12/2024</b>	<b>(14.615)</b>	<b>(8.387)</b>	<b>(23.002)</b>
Provisão revertida (constituída) líquida	(12.986)	(46)	(13.032)
<b>Saldo em 31/12/2025</b>	<b>(27.601)</b>	<b>(8.433)</b>	<b>(36.034)</b>
	Consolidado		
	Concessionárias e permissionárias	Outros ativos	Total
<b>Saldo em 31/12/2023</b>	<b>(5.419)</b>	<b>(9.035)</b>	<b>(14.454)</b>
Reestruturação Societária	(103)	-	(103)
Provisão revertida (constituída) líquida	(10.679)	683	(9.996)
<b>Saldo em 31/12/2024</b>	<b>(16.201)</b>	<b>(8.352)</b>	<b>(24.553)</b>
Provisão revertida (constituída) líquida	(14.898)	(46)	(14.944)
<b>Saldo em 31/12/2025</b>	<b>(31.099)</b>	<b>(8.398)</b>	<b>(39.497)</b>

#### (8) TRIBUTOS A COMPENSAR

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
<b>Circulante</b>				
Antecipações de contribuição social - CSLL	-	3.845	-	3.845
Antecipações de imposto de renda - IRPJ	-	9.028	-	9.028
Imposto de renda e contribuição social a compensar	30.297	17.359	30.319	17.404
<b>Imposto de renda e contribuição social a compensar</b>	<b>30.297</b>	<b>30.232</b>	<b>30.319</b>	<b>30.277</b>
Imposto de renda retido na fonte sobre juros sobre o capital próprio	2.564	2.564	2.564	2.564
Imposto de renda e contribuição social retidos na fonte	22.113	9.801	22.745	11.860
ICMS a compensar	-	-	8	8
Programa de integração social - PIS	471	475	495	491
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	2.550	2.570	2.647	2.631
Outros	542	312	582	353
<b>Outros tributos a compensar</b>	<b>28.240</b>	<b>15.722</b>	<b>29.041</b>	<b>17.908</b>
<b>Total circulante</b>	<b>58.537</b>	<b>45.954</b>	<b>59.360</b>	<b>48.184</b>
<b>Não circulante</b>				
ICMS a compensar	-	-	2.033	1.190
<b>Outros tributos a compensar</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2.033</b>	<b>1.190</b>
<b>Total não circulante</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2.033</b>	<b>1.190</b>

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

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

## (9) OUTROS ATIVOS

	Consolidado			
	Circulante		Não circulante	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
Adiantamentos - fornecedores	2.877	4.692	-	-
Cauções, fundos e depósitos vinculados	170	-	259	556
Ordens em curso	41.860	71.788	-	-
Serviços prestados a terceiros	5.255	6.543	-	-
Despesas antecipadas	5.733	2.615	157	222
Adiantamentos a funcionários	97	(349)	-	-
Provisões de Efeitos Temporários (i)	19.880	-	-	-
Outros	25.423	13.142	11.568	13.465
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa (nota 7)	(8.398)	(8.352)	-	-
<b>Total</b>	<b>92.897</b>	<b>90.080</b>	<b>11.984</b>	<b>14.243</b>

(ii) Refere-se à constituição de efeitos temporários decorrentes do fato de que a receita efetivamente recebida pode ser superior ou inferior à receita homologada. Tais diferenças são compensadas no ciclo tarifário subsequente, caracterizando, portanto, um efeito temporário

## (10) ATIVO CONTRATUAL

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 – Instrumentos Financeiros orientado pelo Ofício Circular nº 04 divulgado pela CVM em 1º de dezembro de 2020, a Administração reconhece como “Ativo Contratual” a infraestrutura disponibilizada ao serviço da concessão que está sujeita ao cumprimento das obrigações de desempenho para fazer jus à contraprestação esperada, no caso à RAP (Receita Anual Permitida), e não somente à passagem do tempo.

A Administração avalia também que as novas receitas relacionadas aos contratos de concessão renovados têm origem, exclusivamente, nas novas obras de reforços e melhorias, que são submetidas às resoluções autorizativas e às revisões tarifárias. São elas que produzem ajustes diretamente nas receitas inseridas no fluxo de caixa em relação aos valores de investimento realizados.

As movimentações para o período findo em 31 de dezembro e 2025 e 2024 são como seguem:

	Controladora				Total	Consolidado						Total
	Contrato 080/2002 Lote A	Contrato 055/2001 RBSE	Contrato 055/2001 RBNI	Contrato 004/2021 Lote 6		CPFL Piracicaba Contrato 003/2013	CPFL Morro Agudo Contrato 006/2015	CPFL Maracanaú Contrato 020/2018	CPFL Sul I Contrato 005/2019	CPFL Sul II Contrato 011/2019	TESB Contrato 001/2011	
<b>Saldo em 31/12/2023</b>	<b>111.833</b>	<b>1.565.788</b>	<b>2.478.645</b>	<b>153.168</b>	<b>4.309.434</b>	-	-	-	-	-	<b>283.293</b>	<b>4.592.727</b>
Reestruturação Societária	-	-	-	-	-	142.155	151.537	90.751	364.545	417.129	-	1.166.118
(+) Adições	-	-	1.026.059	2.266	1.028.324	-	-	338	2.170	2	2.750	1.033.584
(+) Remuneração	10.890	154.406	225.830	6.864	397.989	11.660	14.984	4.098	22.128	30.892	24.911	506.663
(+) Atualização Monetária	6.720	68.635	88.725	2.890	166.970	-	-	-	-	-	14.248	181.218
(-) Amortização	(18.748)	(388.166)	(200.548)	(9.612)	(617.074)	(10.394)	(12.410)	(3.300)	(17.615)	(23.304)	(19.327)	(703.423)
(+/-) Outros	227	(151.843)	(5.454)	12.740	(144.330)	1.009	-	(2.102)	(2.163)	7	(781)	(148.361)
<b>Saldo em 31/12/2024</b>	<b>110.922</b>	<b>1.248.820</b>	<b>3.613.257</b>	<b>168.316</b>	<b>5.141.313</b>	<b>144.429</b>	<b>154.111</b>	<b>89.786</b>	<b>369.065</b>	<b>424.727</b>	<b>305.094</b>	<b>6.628.526</b>
(+) Adições	-	-	953.086	274	953.360	-	-	4	615	1.571	9.074	964.624
(+) Remuneração	10.303	117.493	394.410	7.473	529.679	10.230	14.360	6.398	15.994	26.065	14.589	617.316
(+) Atualização Monetária	396	51.494	109.090	7.461	168.441	9.356	9.950	5.844	23.932	27.567	13.515	258.605
(-) Amortização	(19.458)	(342.295)	(262.569)	(10.952)	(635.273)	(14.583)	(16.843)	(7.966)	(24.705)	(33.544)	(27.525)	(760.439)
(+/-) Outros	(235)	(162.082)	3.531	(771)	(159.557)	(39)	(8.763)	(13)	(671)	(704)	1.296	(168.451)
<b>Saldo em 31/12/2025</b>	<b>101.928</b>	<b>913.430</b>	<b>4.810.805</b>	<b>171.801</b>	<b>5.997.964</b>	<b>149.393</b>	<b>152.815</b>	<b>94.053</b>	<b>384.230</b>	<b>445.682</b>	<b>316.043</b>	<b>7.540.181</b>
<b>Circulante</b>	<b>20.548</b>	<b>366.713</b>	<b>310.487</b>	<b>11.235</b>	<b>708.983</b>	<b>14.770</b>	<b>16.898</b>	<b>8.203</b>	<b>25.881</b>	<b>35.289</b>	<b>29.057</b>	<b>839.082</b>
<b>Não Circulante</b>	<b>81.380</b>	<b>546.717</b>	<b>4.500.318</b>	<b>160.566</b>	<b>5.288.981</b>	<b>134.623</b>	<b>135.917</b>	<b>85.850</b>	<b>358.349</b>	<b>410.393</b>	<b>286.986</b>	<b>6.701.099</b>

A Receita Anual Permitida (RAP), para o ciclo 2025/2026 está vigente desde 1º de julho de 2025 através da resolução homologatória (REH) ANEEL nº 3.481/2025 para os contratos de concessão de transmissão: (i) nº 055/2001 que entraram em operação após 2012 (RBNl), é de R\$ 298.032, para as operações sobre rede básica existente (RBSE), é de R\$ 745.275, a Parcela de Ajuste (PA) é de (R\$ 44), (ii) nº 080/2002, é de R\$ 22.863 e PA de (R\$678); e (iii) nº 004/2021 é de R\$ 11.635 e PA de R\$ (678).

Para os contratos das controladas, no ciclo 2025/2026 as RAPs vigentes são: (i) Contrato 001/2011 da controlada TESB é de R\$ 48.318 e PA de (R\$ 4.218); (ii) Contrato 003/2013 da CPFL Transmissão Piracicaba é de R\$ 17.527 e PA de (R\$ 383). (iii) Contrato 006/2015 da CPFL Transmissão Morro Agudo é de R\$ 19.740 e PA de (R\$ 214); (iv) Contrato 020/2018 da CPFL Transmissão Maracanaú é de R\$ 11.558 e PA de (R\$ 130); (v) Contrato 005/2019 da CPFL Transmissão Sul I é de R\$ 37.787 e PA de (R\$ 1.297); e (vi) Contrato 011/2019 da CPFL Transmissão Sul II é de R\$ 48.540 (R\$ 2.313).

## (11) INVESTIMENTOS

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
Participações societárias permanente				
Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial	1.461.885	1.505.010	18.647	18.890
Avaliadas pelo método de custo	-	2.889	-	2.889
<b>Total</b>	<b>1.461.885</b>	<b>1.507.899</b>	<b>18.647</b>	<b>21.779</b>

### 11.1 Movimentação dos investimentos

Investimentos	Investimento em 31/12/2024	Redução Integralização de capital	Equivalência patrimonial (Resultado)	Dividendo e Juros sobre capital próprio	Investimento em 31/12/2025
<b>Controladas</b>					
CPFL Transmissão De Energia Piracicaba Ltda.	138.970	-	18.412	(15.472)	141.910
CPFL Transmissão De Energia Morro Agudo Ltda.	147.450	-	16.237	(18.913)	144.774
CPFL Transmissão De Energia Maracanaú Ltda.	51.560	-	9.957	(3.362)	58.155
CPFL Transmissão De Energia Sul I Ltda.	398.752	(65.000)	47.311	(18.000)	363.063
CPFL Transmissão De Energia Sul II Ltda.	407.982	-	55.628	(48.008)	415.602
Transmissora De Energia Sul Brasil Ltda.	341.406	-	34.366	(56.039)	319.733
<b>Coligadas</b>					
Empresa De Transmissão Do Auto Uruguai - ETAU.	13.401	-	4.747	(4.962)	13.187
Transmissora Porto Alegre - TPAE.	5.489	-	356	(385)	5.460
	<b>1.505.010</b>	<b>(65.000)</b>	<b>187.015</b>	<b>(165.139)</b>	<b>1.461.885</b>

### Informações Financeiras Coligadas

	31/12/2025		
	Capital social	Patrimônio líquido	Lucro Líquido
<b>Coligadas</b>			
TPAE	38.146	55.420	1.213
ETAU	34.895	131.819	32.828

### Transmissora Porto Alegre Ltda (TPAE)

Sociedade de Propósito Específico com objetivo de explorar concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica, mediante construção, montagem, operação e manutenção da linha de transmissão subterrânea em 230 kV Porto Alegre 9 – Porto Alegre 4.

### **Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S.A (ETAU)**

A Empresa de Transmissão do Alto Uruguai (ETAU) atua na transmissão de energia elétrica através da linha de transmissão Campos Novos – Santa Marta de 230 kV, subestações de Lagoa Vermelha 2 - RS, Barra Grande - SC e entradas de linhas e instalações associadas a essas.

O investimento é avaliado pela equivalência patrimonial, considerando que a Companhia possui membros no Conselho de Administração da investida e participa dos processos de elaboração de políticas e das decisões sobre dividendos e distribuições.

**(12) IMOBILIZADO**

	Consolidado						Total
	Terrenos	Edificações, obras civis e benfeitorias	Máquinas e equipamentos	Veículos	Móveis e utensílios	Em curso	
<b>Saldo em 31/12/2024</b>	<b>727</b>	<b>1.528</b>	<b>27.338</b>	<b>40.052</b>	<b>34</b>	<b>75.065</b>	<b>144.744</b>
Custo histórico	727	1.858	31.673	42.093	61	75.065	151.477
Depreciação acumulada	-	(330)	(4.334)	(2.041)	(27)	-	(6.732)
Adições	-	-	-	-	-	41.110	41.110
Baixas	-	-	(67)	(3.808)	-	(2.984)	(6.859)
Transferências	-	2.812	1.961	-	3.732	(8.505)	-
Depreciação	-	(835)	(1.971)	(6.014)	(11)	-	(8.831)
Baixa da depreciação	-	-	42	3.808	-	-	3.850
<b>Saldo em 31/12/2025</b>	<b>727</b>	<b>3.504</b>	<b>27.304</b>	<b>34.038</b>	<b>3.755</b>	<b>104.683</b>	<b>174.012</b>
Custo histórico	727	4.669	33.567	38.285	3.793	104.683	185.728
Depreciação acumulada	-	(1.165)	(6.263)	(4.247)	(38)	-	(11.713)
<b>Taxa média de depreciação 2024</b>		<b>3,38%</b>	<b>4,38%</b>	<b>14,29%</b>	<b>6,43%</b>		
<b>Taxa média de depreciação 2025</b>		<b>3,37%</b>	<b>4,77%</b>	<b>14,29%</b>	<b>6,25%</b>		

O Ativo imobilizado da Companhia no montante de R\$ 174.012 (R\$ 144.744 em 31 de dezembro de 2024), é composto por bens administrativos, assim como por outros bens de utilizações geral não vinculados à concessão do serviço de energia elétrica, os quais fazem parte da BAR (Base de Anuidade Regulatória). Desta forma, ficam excluídos do alcance do Pronunciamento Técnico CPC 47 e da Norma NBC TG 47.

As principais adições no período se referem às aquisições de equipamentos destinados aos almoxarifados de investimento; às aquisições de veículos; e aos gastos voltados às melhorias e construções de edificações diversas.

As baixas apresentadas acima referem-se, principalmente, a transferências de ativos elétricos para os projetos de construção de redes e subestações vinculadas à concessão, ou seja, destinados ao grupo do Ativo Contratual.

**(13) FORNECEDORES**

	<b>Controladora</b>		<b>Consolidado</b>	
	<b>31/12/2025</b>	<b>31/12/2024</b>	<b>31/12/2025</b>	<b>31/12/2024</b>
<b><u>Circulante</u></b>				
Materiais e serviços	153.433	137.287	161.066	145.922
<b>Total</b>	<b>153.433</b>	<b>137.287</b>	<b>161.066</b>	<b>145.922</b>

O saldo de R\$ 161.922 (R\$ 145.922 em 31 de dezembro de 2024) refere-se ao aumento nas aquisições e contratações realizadas junto aos fornecedores fabricantes ou distribuidores de materiais, assim como os prestadores de serviços, para viabilizar as realizações das obras de transmissão ou para a manutenção do custeio.

**(14) TRIBUTOS A RECOLHER**

	<b>Consolidado</b>			
	<b>Circulante</b>		<b>Não circulante</b>	
	<b>31/12/2025</b>	<b>31/12/2024</b>	<b>31/12/2025</b>	<b>31/12/2024</b>
Imposto de renda pessoa jurídica - IRPJ	45.264	3.284	-	-
Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL	10.315	1.232	-	-
<b>Imposto de renda e contribuição social a recolher</b>	<b>55.579</b>	<b>4.516</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	2.819	3.416	-	-
Programa de integração social - PIS	1.806	1.585	-	-
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	8.346	7.337	-	-
Outros	3.191	6.089	2.464	4.181
<b>Outros impostos, taxas e contribuições a recolher</b>	<b>16.161</b>	<b>18.428</b>	<b>2.464</b>	<b>4.181</b>
<b>Total</b>	<b>71.740</b>	<b>22.944</b>	<b>2.464</b>	<b>4.181</b>

**(15) EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS**

A movimentação dos empréstimos e financiamentos está demonstrada a seguir:

Modalidade	Controladora					
	Saldo em 31/12/2024	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Atualização cambial	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2025
<b>Mensuradas ao valor justo</b>						
<b>Moeda estrangeira</b>						
Dólar	523.332	(458.388)	19.269	(61.729)	(22.484)	-
Marcação a mercado	(7.766)	-	8.193	-	-	427
<b>Total a valor justo</b>	<b>515.566</b>	<b>(458.388)</b>	<b>27.462</b>	<b>(61.729)</b>	<b>(22.484)</b>	<b>427</b>
<b>Total</b>	<b>515.566</b>	<b>(458.388)</b>	<b>27.462</b>	<b>(61.729)</b>	<b>(22.484)</b>	<b>427</b>
<b>Circulante</b>	<b>515.566</b>					<b>-</b>
<b>Não Circulante</b>						<b>427</b>

Modalidade	Controladora					
	Saldo em 31/12/2023	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Atualização cambial	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2024
<b>Mensuradas ao valor justo</b>						
<b>Moeda estrangeira</b>						
Dólar	409.053	-	21.673	113.484	(20.878)	523.332
Marcação a mercado	(6.199)	-	(1.567)	-	-	(7.766)
<b>Total a valor justo</b>	<b>402.854</b>	<b>-</b>	<b>20.106</b>	<b>113.484</b>	<b>(20.878)</b>	<b>515.566</b>
<b>Total</b>	<b>402.854</b>	<b>-</b>	<b>20.106</b>	<b>113.484</b>	<b>(20.878)</b>	<b>515.566</b>
<b>Circulante</b>	<b>2.384</b>					<b>515.566</b>
<b>Não Circulante</b>	<b>400.470</b>					<b>-</b>

Modalidade	Consolidado					
	Saldo em 31/12/2024	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Atualização cambial	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2025
<b>Mensuradas ao custo</b>						
<b>Moeda nacional</b>						
<b>Pós Fixado</b>						
IPCA	38.455	(1.571)	2.842	-	(2.883)	36.843
Gastos com captação(*)	(416)	-	26	-	-	(390)
<b>Total a custo</b>	<b>38.039</b>	<b>(1.571)</b>	<b>2.868</b>	<b>-</b>	<b>(2.883)</b>	<b>36.453</b>
<b>Mensuradas ao valor justo</b>						
<b>Moeda estrangeira</b>						
Dólar	523.332	(458.388)	19.269	(61.729)	(22.484)	-
Marcação a mercado	(7.766)	-	8.193	-	-	427
<b>Total a valor justo</b>	<b>515.566</b>	<b>(458.388)</b>	<b>27.462</b>	<b>(61.729)</b>	<b>(22.484)</b>	<b>427</b>
<b>Total</b>	<b>553.605</b>	<b>(459.959)</b>	<b>30.330</b>	<b>(61.729)</b>	<b>(25.367)</b>	<b>36.880</b>
<b>Circulante</b>	<b>517.240</b>					<b>1.811</b>
<b>Não Circulante</b>	<b>36.365</b>					<b>35.068</b>

Modalidade	Consolidado						
	Saldo em 31/12/2023	Reestruturação Societária	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Atualização cambial	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2024
<b>Mensuradas ao custo</b>							
<b>Moeda nacional</b>							
<b>Pós Fixado</b>							
IPCA	-	39.691	(1.167)	2.175	-	(2.244)	38.455
Gastos com captação(*)	-	(435)	-	19	-	-	(416)
<b>Total a custo</b>	<b>-</b>	<b>(39.256)</b>	<b>(1.167)</b>	<b>2.194</b>	<b>-</b>	<b>(2.244)</b>	<b>38.039</b>
<b>Mensuradas ao valor justo</b>							
<b>Moeda estrangeira</b>							
Dólar	409.053	-	-	21.673	113.484	(20.878)	523.332
Marcação a mercado	(6.199)	-	-	(1.567)	-	-	7.766
<b>Total a valor justo</b>	<b>402.854</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>20.106</b>	<b>113.484</b>	<b>(20.878)</b>	<b>515.566</b>
<b>Total</b>	<b>402.854</b>	<b>(39.256)</b>	<b>(1.167)</b>	<b>22.300</b>	<b>113.484</b>	<b>(23.122)</b>	<b>553.605</b>
<b>Circulante</b>	<b>2.384</b>						<b>517.240</b>
<b>Não Circulante</b>	<b>400.470</b>						<b>36.365</b>

(\*) Gastos com captação: conforme CPC 48, referem-se aos custos de captação diretamente atribuíveis a emissão das respectivas dívidas, mensuradas ao custo.

O saldo de principal de empréstimos e financiamentos registrados no passivo não circulante tem seus vencimentos assim programados:

<u>Ano de vencimento</u>	<u>Consolidado</u>
2027	2.272
2028	2.349
2029	2.370
2030	14.000
2031 a 2035	11.646
2036 a 2040	-
<b>Subtotal</b>	<b>34.642</b>
Marcação a mercado	426
<b>Total</b>	<b>35.068</b>

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		
<b>Mensuradas ao custo - Moeda Nacional</b>					
BNB	IPCA + 1,06%	36.843	-	2022 a 2039	(i) Conta reserva; (ii) Fiança Bancária;
		<b>36.843</b>	-		
<b>Gastos com captação</b>		<b>(390)</b>	-		
<b>Total moeda nacional</b>		<b>36.453</b>	-		
<b>Mensuradas ao valor justo - Moeda Estrangeira</b>					
<b>Empréstimos bancários (Lei 4.131)</b>					
Dólar	US\$ + 4,4906%	-	409.053	2025	Fiança da CPFL Energia e nota promissória
		-	<b>409.053</b>		
<b>Marcação a mercado</b>		<b>427</b>	<b>(6.199)</b>		
<b>Total moeda estrangeira</b>		<b>427</b>	<b>402.854</b>		
<b>Total</b>		<b>36.880</b>	<b>402.854</b>		

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 29. A taxa efetiva dos empréstimos mensurados ao custo varia de 50% a 109% do CDI.

### Condições restritivas

Os empréstimos e financiamentos obtidos pela Companhia exigem o cumprimento de algumas cláusulas restritivas financeiras, sob pena de limitação à distribuição de dividendos, e/ou antecipação de vencimento das dívidas vinculadas. Algumas cláusulas contratuais estão vinculadas à índices financeiros da controladora CPFL Energia S.A. ("CPFL Energia") 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 semestralmente. Apresentamos abaixo os parâmetros 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 da Companhia não identificou eventos ou condições de não conformidade de cláusulas financeiras e não financeiras.

**(16) DEBÊNTURES**

A movimentação das debêntures está demonstrada a seguir:

Modalidade	Consolidado					
	Saldo em 31/12/2024	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2025
<b>Mensuradas ao custo</b>						
Pós fixado						
CDI	1.272.235	583.000	(1.000.000)	116.243	(116.356)	855.122
IPCA	-	500.000	-	28.818	(17.080)	511.738
Gastos com captação(*)	(2.120)	(15.991)	-	1.168	-	(16.943)
<b>Total a custo</b>	<b>1.270.115</b>	<b>1.067.009</b>	<b>(1.000.000)</b>	<b>146.228</b>	<b>(133.436)</b>	<b>1.349.917</b>
<b>Mensuradas ao valor justo</b>						
Pós fixado						
IPCA	1.679.699	300.000	-	211.823	(113.365)	2.078.157
Marcação a mercado	(139.451)	-	-	91.373	-	(48.078)
<b>Total a valor justo</b>	<b>1.540.248</b>	<b>300.000</b>	<b>-</b>	<b>303.196</b>	<b>(113.365)</b>	<b>2.030.079</b>
<b>Total</b>	<b>2.810.363</b>	<b>1.367.009</b>	<b>(1.000.000)</b>	<b>449.424</b>	<b>(246.801)</b>	<b>3.379.996</b>
<b>Circulante</b>	<b>29.767</b>					<b>43.841</b>
<b>Não circulante</b>	<b>2.780.596</b>					<b>3.336.155</b>

Modalidade	Consolidado						
	Saldo em 31/12/2023	Reestruturação Societária	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2024
<b>Mensuradas ao custo</b>							
Pós fixado							
CDI	1.272.950	-	260.000	(260.000)	150.054	(150.769)	1.272.235
Gastos com captação(*)	(2.491)	-	-	-	371	-	(2.120)
<b>Total a custo</b>	<b>1.270.459</b>	<b>-</b>	<b>260.000</b>	<b>(260.000)</b>	<b>150.425</b>	<b>(150.769)</b>	<b>1.270.115</b>
<b>Mensuradas ao valor justo</b>							
Pós fixado							
IPCA	456.106	536.018	635.000	-	126.789	(74.215)	1.679.698
Marcação a mercado	(1.528)	2.321	-	-	(140.244)	-	(139.451)
<b>Total a valor justo</b>	<b>454.578</b>	<b>538.339</b>	<b>635.000</b>	<b>-</b>	<b>(13.455)</b>	<b>(74.215)</b>	<b>1.540.247</b>
<b>Total</b>	<b>1.725.037</b>	<b>538.339</b>	<b>895.000</b>	<b>(260.000)</b>	<b>136.970</b>	<b>(224.983)</b>	<b>2.810.363</b>
<b>Circulante</b>	<b>16.047</b>						<b>29.767</b>
<b>Não circulante</b>	<b>1.708.990</b>						<b>2.780.596</b>

(\*) Conforme CPC 48, referem-se aos custos de captação diretamente atribuíveis a emissão das respectivas dívidas, mensuradas ao custo.

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\$ 48.078 (ganho de R\$ 139.451 em 31 de dezembro de 2024).

Os detalhes das debêntures estão demonstrados a seguir:

Modalidade	Encargos financeiros anuais	Consolidado		Faixa de vencimento	Garantia
		31/12/2025	31/12/2024		
<b>Mensuradas ao Custo - Pós Fixado</b>					
CDI	CDI + 1,34%, CDI + 1,47% + CDI + 1,20% (a)	855.122	1.272.235	2027 a 2029	Fiança da CPFL Energia
IPCA	IPCA + de 4,66% a 5,05%	511.738	-	2024 a 2027	Fiança da CPFL Energia
	<b>Gastos com captação</b>	<b>(16.943)</b>	<b>(2.120)</b>		
		<b>1.349.917</b>	<b>1.270.115</b>		
<b>Mensuradas ao valor justo - pós fixados</b>					
IPCA	IPCA + 6,18%	2.078.157	1.679.699	2031 a 2032	Fiança da CPFL Energia
<b>Marcação a mercado</b>					
		(48.078)	(139.451)		
	<b>Total</b>	<b>3.379.997</b>	<b>2.810.363</b>		

(a) Algumas debêntures possuem swap convertendo variação de IPCA para variação de CDI. Para mais informações sobre as taxas consideradas, vide nota 29. A taxa efetiva das debêntures mensuradas ao custo varia de CDI + 1,34% a 1,47% e IPCA + 4,66% a 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>
2029	446.999
2030	770.024
2031 a 2035	353.593
2036 a 2040	1.677.554
<b>Subtotal</b>	<b>3.384.233</b>
Marcação a mercado	(48.078)
<b>Total</b>	<b>3.336.155</b>

#### Adições no exercício

Modalidade Empresa	Emissão	Quantidade emitida	Montantes R\$ mil		Pagamento de juros	Destinação do recurso	Taxa efetiva anual
			Liberado em 2025				
<b>Moeda nacional - IPCA</b>							
14ª Emissão - EEELA4 - Única Série	06/03/2025	300.000	300.000		Semestral	Investimentos	IPCA+7,7082%
15ª Emissão - EEELB5 - 2ª Série	23/05/2025	500.000	500.000		Semestral	Investimentos	IPCA + 6,9249%
<b>CDI</b>							
15ª Emissão - EEELA5 - 1ª Série	23/05/2025	583.000	583.000		Trimestral	Capital de Giro	CDI+0,45%
			<b>1.383.000</b>				

#### Pré-pagamento:

Em 2025, foram liquidados antecipadamente R\$ 583.000 da 8ª emissão de debêntures 1ª série, cujos vencimentos originais eram até maio de 2027.

## Condições restritivas

As debêntures emitidas pela Companhia exigem o cumprimento de algumas cláusulas restritivas financeiras da sua controladora CPFL Energia. As apurações são feitas semestralmente.

Apresentamos abaixo os parâmetros 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 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 da Companhia não identificou eventos ou condições de não conformidade de cláusulas financeiras e não financeiras.

## (17) ENTIDADE DE PREVIDÊNCIA PRIVADA

### 17.1 Características:

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 seja concedida tutela provisória para determinar que o Banrisul 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\$ 147.036.919, dos quais R\$ 72.430.030 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\$ 145.050.105, 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 Banrisul o desbloqueio dos valores constrictos.

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 mil 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 nº 18.

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.

## 17.2 Movimentações dos planos de benefício definido

	Controladora			
	31/12/2025			
	Plano Único	CTP	CEEPREV BD	Total
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura	1.244.344	3.367	2.175.394	3.423.106
Valor justo dos ativos do plano	(858.471)	-	(1.372.722)	(2.231.193)
<b>Valor presente das obrigações (valor justo dos ativos) líquidos</b>	<b>385.873</b>	<b>3.367</b>	<b>802.672</b>	<b>1.191.915</b>
Efeito risk sharing (Parcela atribuída aos participantes)	(240.911)	-	(519.456)	(760.367)
<b>Passivo atuarial líquido reconhecido no balanço</b>	<b>144.962</b>	<b>3.367</b>	<b>283.216</b>	<b>431.547</b>

<b>Controladora</b>				
<b>31/12/2024</b>				
	<b>Plano Único</b>	<b>CTP</b>	<b>CEEEPREV BD</b>	<b>Total</b>
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura	1.216.684	3.115	2.080.162	3.299.961
Valor justo dos ativos do plano	(813.209)	-	(1.256.040)	(2.069.249)
<b>Valor presente das obrigações (valor justo dos ativos) líquidos</b>	<b>403.475</b>	<b>3.115</b>	<b>824.122</b>	<b>1.230.712</b>
Efeito risk sharing (Parcela atribuída aos participantes)	(297.929)	-	(544.353)	(842.282)
<b>Passivo atuarial líquido reconhecido no balanço</b>	<b>105.546</b>	<b>3.115</b>	<b>279.769</b>	<b>388.430</b>

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

<b>Controladora</b>				
	<b>Plano Único</b>	<b>CTP</b>	<b>CEEEPREV BD</b>	<b>Total</b>
<b>Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2023</b>	<b>1.109.127</b>	<b>3.405</b>	<b>1.897.913</b>	<b>3.010.445</b>
Custo do serviço corrente bruto	-	-	(5)	(5)
Juros sobre obrigação atuarial	65.262	313	114.103	179.678
Contribuições de participantes vertidas no exercício	-	-	628	628
Perda (ganho) atuarial: efeito de alteração de premissas demográficas	-	-	(31.307)	(31.307)
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	(89.050)	(294)	(209.219)	(298.563)
Efeito risk sharing (Parcela atribuída aos participantes)	(15.925)	-	(20.520)	(36.445)
Benefícios pagos no ano	(150.659)	-	(215.784)	(366.443)
Benefício pago diretamente pela empresa	-	(309)	-	(309)
<b>Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2024</b>	<b>918.754</b>	<b>3.115</b>	<b>1.535.809</b>	<b>2.457.678</b>
Custo do serviço corrente bruto	-	-	(184)	(184)
Juros sobre obrigação atuarial	100.180	345	169.041	269.566
Contribuições de participantes vertidas no exercício	30.323	-	11.949	42.272
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	51.654	967	139.850	192.471
Efeito risk sharing (Parcela atribuída aos participantes)	57.018	-	24.897	81.915
Benefícios pagos no ano	(154.496)	-	(225.423)	(379.919)
Benefício pago diretamente pela empresa	-	(1.060)	-	(1.060)
<b>Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2025</b>	<b>1.003.433</b>	<b>3.367</b>	<b>1.655.939</b>	<b>2.662.740</b>

<b>Controladora</b>			
	<b>Plano Único</b>	<b>CEEEPREV BD</b>	<b>Total</b>
<b>Valor justo dos ativos dos planos em 31/12/2023</b>	<b>(903.617)</b>	<b>(1.359.252)</b>	<b>(2.262.869)</b>
Rendimento esperado no exercício	(42.023)	(64.835)	(106.858)
Contribuições de participantes vertidas no exercício	-	(628)	(628)
Contribuições de patrocinadoras	(34.767)	(54.980)	(89.747)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	16.539	7.871	24.410
Benefícios pagos no exercício	150.659	215.784	366.443
<b>Valor justo dos ativos dos planos em 31/12/2024</b>	<b>(813.209)</b>	<b>(1.256.040)</b>	<b>(2.069.249)</b>
Rendimento esperado no exercício	(89.898)	(139.972)	(229.870)
Contribuições de participantes vertidas no exercício	(30.323)	(11.949)	(42.272)
Contribuições de patrocinadoras	(38.875)	(82.330)	(121.205)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	(40.668)	(107.854)	(148.522)
Benefícios pagos no exercício	154.496	225.423	379.919
<b>Valor justo dos ativos dos planos em 31/12/2025</b>	<b>(858.477)</b>	<b>(1.372.722)</b>	<b>(2.231.199)</b>

### 17.3 Movimentações dos passivos registrados

As movimentações ocorridas no passivo líquido são as seguintes:

	Controladora			Total
	Plano Único	CTP	CEEEPREV BD	
<b>Passivo atuarial líquido em 31/12/2023</b>	<b>205.510</b>	<b>3.405</b>	<b>538.661</b>	<b>747.577</b>
Despesas (receitas) reconhecidas na demonstração do resultado	23.239	313	49.264	72.816
Contribuições da patrocinadora vertidas do exercício	(34.767)	-	(54.980)	(89.747)
Perda (ganho) atuarial: efeito da alteração de premissas demográficas	-	-	(31.307)	(31.307)
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	(89.050)	(294)	(209.219)	(298.563)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	16.539	-	7.871	24.410
Efeito risk sharing	(15.925)	-	(20.520)	(36.445)
Benefício pago diretamente pela empresa	-	(309)	-	(309)
<b>Passivo atuarial líquido em 31/12/2024</b>	<b>105.546</b>	<b>3.115</b>	<b>279.770</b>	<b>388.430</b>
Circulante				<b>85.222</b>
Não circulante				<b>303.209</b>

	Controladora			Total
	Plano Único	CTP	CEEEPREV BD	
<b>Passivo atuarial líquido em 31/12/2024</b>	<b>105.546</b>	<b>3.115</b>	<b>279.770</b>	<b>388.430</b>
Despesas (receitas) reconhecidas na demonstração do resultado	10.288	345	28.884	39.517
Contribuições da patrocinadora vertidas do exercício	(38.875)	-	(82.330)	(121.205)
Perda (ganho) atuarial: efeito da alteração de premissas demográficas	-	-	-	-
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	51.654	967	139.850	192.471
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	(40.668)	-	(107.854)	(148.522)
Efeito risk sharing	57.018	-	24.897	81.915
Benefício pago diretamente pela empresa	-	(1.060)	-	(1.060)
<b>Passivo atuarial líquido em 31/12/2025</b>	<b>144.963</b>	<b>3.367</b>	<b>283.217</b>	<b>431.547</b>
Circulante				<b>38.846</b>
Não Circulante				<b>392.701</b>

## 17.4 Contribuições e benefícios esperados

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

	<b>2026</b>
CPFL Transmissão - Plano Único	41.520
CPFL Transmissão - CTP	421
CPFL Transmissão - CEEEPREV BD	75.445
<b>Total</b>	<b>623.618</b>

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

	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030 a 2035</b>	<b>Total</b>
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
<b>Total</b>	<b>364.935</b>	<b>372.132</b>	<b>378.271</b>	<b>384.106</b>	<b>2.379.203</b>	<b>3.878.647</b>

Em 31 de dezembro de 2025, a duração média da obrigação do benefício definido foi de 8,1 anos no Plano Único e 9,88 anos no plano CEEEPREV BD da CPFL Transmissão.

## 17.5 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

	<b>Plano Único</b>	<b>CTP</b>	<b>CEEEPREV BD</b>	<b>Total</b>
Custo do serviço	-	-	(350)	(350)
Juros sobre obrigações atuariais	106.940	363	177.680	284.983
Rendimento esperado dos ativos do plano	(94.513)	-	(150.500)	(245.013)
<b>Total da despesa (receita)</b>	<b>12.427</b>	<b>363</b>	<b>26.830</b>	<b>39.620</b>

### 2025 realizadas

	<b>Plano Único</b>	<b>CTP</b>	<b>CEEEPREV BD</b>	<b>Total</b>
Custo do serviço	-	-	(184)	(184)
Juros sobre obrigações atuariais	100.180	345	169.041	269.566
Rendimento esperado dos ativos do plano	(89.898)	-	(139.972)	(229.870)
<b>Total da despesa (receita)</b>	<b>10.282</b>	<b>345</b>	<b>28.885</b>	<b>39.512</b>

### 2024 realizadas

	<b>Plano Único</b>	<b>CTP</b>	<b>CEEEPREV BD</b>	<b>Total</b>
Custo do serviço	-	-	(5)	(5)
Juros sobre obrigações atuariais	65.262	313	114.103	179.678
Rendimento esperado dos ativos do plano	(42.023)	-	(64.835)	(106.858)
<b>Total da despesa (receita)</b>	<b>23.239</b>	<b>313</b>	<b>49.264</b>	<b>72.816</b>

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

	<b>(Plano Único e CEEEPREV BD)</b>	
	<b>31/12/2025</b>	<b>31/12/2024</b>
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial:	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.
Índice estimado de aumento nominal dos salários:	3,95% a.a.	3,89% a.a.
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios:	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.
Tábua biométrica de mortalidade geral:	BR-EMSsb v.2015 (segregada por sexo) (*)	BR-EMSsb v.2021 desagravada em 10% (segregada por sexo) (*)
Tábua biométrica de entrada em invalidez:	Light fraca	Light fraca
Taxa de rotatividade esperada:	Nula	Nula
Probabilidade de ingresso na aposentadoria:	100% na primeira elegibilidade a um benefício de aposentadoria integral	100% na primeira elegibilidade a um benefício de aposentadoria integral

(\*) Tábua biométrica de mortalidade geral para o para o Plano Único é AT-2000 MF por sexo em 2025 e 2024.

## 17.6 Ativos do plano

As tabelas abaixo demonstram a alocação (por segmento de ativo) dos ativos dos planos de pensão do Grupo CPFL, em 31 de dezembro de 2025 e 2024, administrados pela 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:

	<b>Ativos administrados pela Família Previdência</b>			
	<b>CPFL Transmissão</b>			
	<b>Plano Único</b>		<b>CEEEPREV BD</b>	
	<b>2025</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2024</b>
<b>Renda fixa</b>	<b>97%</b>	<b>82%</b>	<b>96%</b>	<b>80%</b>
Títulos públicos federais	65%	49%	61%	53%
Títulos privados (instituições financeiras)	1%	1%	1%	1%
Fundos de investimento multimercado	31%	32%	34%	25%
<b>Renda variável</b>	<b>0%</b>	<b>5%</b>	<b>1%</b>	<b>6%</b>
Fundos de investimento em ações	0%	5%	1%	6%
<b>Investimentos estruturados</b>	<b>0%</b>	<b>10%</b>	<b>0%</b>	<b>12%</b>
Fundos de investimento multimercado	0%	10%	0%	11%
<b>Cotados em mercado ativo</b>	<b>97%</b>	<b>97%</b>	<b>97%</b>	<b>97%</b>
<b>Imóveis</b>	<b>1%</b>	<b>1%</b>	<b>1%</b>	<b>1%</b>
<b>Operações com participantes</b>	<b>2%</b>	<b>3%</b>	<b>2%</b>	<b>3%</b>
<b>Outros ativos</b>	<b>0%</b>	<b>-1%</b>	<b>0%</b>	<b>-1%</b>
Depósitos judiciais e outros	0%	-1%	0%	-1%
<b>Não cotados em mercado ativo</b>	<b>3%</b>	<b>3%</b>	<b>3%</b>	<b>3%</b>
	100%	100%	100%	100%

Não há propriedades ocupadas pela Companhia entre os ativos dos planos

	FAMILIA PREVIDÊNCIA	
	Plano Único	CEEPREV BD
Renda Fixa	96,5%	95,1%
Renda variável	0,0%	0,3%
Imóveis	0,7%	0,5%
Empréstimos e financiamentos	2,5%	2,7%
Investimentos estruturados	0,3%	0,2%
Investimentos no exterior	0,0%	1,2%
	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>

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 das carteiras dos planos de benefícios.

### 17.7 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 tábua de mortalidade fosse desagravada (agravada) em um ano:

	Aumento (redução)	Plano Único	CEEEPREV BD	Total
Taxa de desconto nominal*	-0,25 p.p.	20.560	41.421	61.981
	+0,25 p.p.	(19.934)	(40.008)	(59.942)
Tábua de biométrica de mortalidade**	+1 ano	(34.793)	(46.199)	(80.992)
	-1 ano	34.388	44.975	79.363

\* 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 tábua de mortalidade foi de AT-2000 (-10) para os planos 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.

## 17.8 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 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.

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.

## (18) 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	435.134	212.537	336.476	181.001
Cíveis	98.242	1.930	46.040	1.441
Fiscais	8.911	1.334	12.949	1.274
Regulatórios	-	41.970	-	38.306
<b>Total</b>	<b>542.287</b>	<b>257.771</b>	<b>395.465</b>	<b>222.022</b>

## 18.1 Movimentação da provisão para contingências

	Consolidado					
	Saldo em 31/12/2024	Adições	Reversões	Pagamentos	Atualização monetária	Saldo em 31/12/2025
Trabalhistas	336.476	85.869	(4.165)	(35.816)	52.771	435.135
Cíveis	46.040	49.389	(1.075)	(1.360)	5.247	98.242
Fiscais	12.949	32	(3.228)	(1.281)	439	8.910
<b>Total</b>	<b>395.465</b>	<b>135.291</b>	<b>(8.468)</b>	<b>(38.456)</b>	<b>58.457</b>	<b>542.287</b>

	Consolidado					
	Saldo em 31/12/2023	Adições	Reversões	Pagamentos	Atualização monetária	Saldo em 31/12/2024
Trabalhistas	298.203	84.181	(71.557)	(10.584)	36.234	336.476
Cíveis	32.282	15.674	(3.346)	(453)	1.882	46.040
Fiscais	18.278	474	(7.642)	(88)	1.928	12.949
<b>Total</b>	<b>348.763</b>	<b>100.329</b>	<b>(82.546)</b>	<b>(11.126)</b>	<b>40.045</b>	<b>395.465</b>

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

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

- Trabalhistas** – A apuração dos valores contingentes é embasada em cálculos elaborados tendo em conta o histórico de dados referentes aos pagamentos com a finalização das discussões judiciais de assuntos de natureza trabalhista, bem como nas mais recentes orientações doutrinárias e jurisprudenciais sobre o temas. É realizada uma análise das chances de êxito da Empresa, com o objetivo de suportar o adequado julgamento quanto à necessidade ou não da constituição de provisões. As estimativas quanto ao desfecho e aos efeitos financeiros das contingências são determinadas com base em julgamento da Administração, considerando a prévia análise do escritório responsável pela condução do processo. As principais ações ingressadas contra a CPFL Transmissão referem-se a diferenças salariais (parcelas que teriam sido calculadas de forma incorreta) complementação de proventos de aposentadoria, compensação de contribuições extraordinárias, , correto enquadramento salarial e outras, que são responsáveis pelas principais movimentações na composição de riscos possíveis e prováveis. No decorrer de 2024 e 2025 decisões desfavoráveis para empresa, resultaram na necessidade de constituição de prováveis.
- Cíveis** - A Companhia está sendo citada em processos judiciais de natureza cível, para os quais foi registrada provisão para os valores cuja expectativa de pagamentos foi considerada provável pelos seus assessores jurídicos, a partir de análise efetuada individualmente por processo. As ações ingressadas contra a Companhia referem-se à complementação de planos de pensão, indenizações, desapropriação e revisão de contratos.
- Tributárias** - O saldo provisionado de R\$ 8.911 (R\$ 12.949 em 31 de dezembro de 2024) refere-se à maioria processos judiciais em andamento cuja matéria é a discussão com alguns municípios sobre a incidência do Imposto Predial e Territorial Urbano (IPTU) para imóveis que se encontram a serviço da concessão, para os quais a companhia vem classificando, através de opinião legal, como perda provável.

### Perdas possíveis:

Os riscos de perda possível são das mesmas naturezas descritas acima. A Companhia, suportada por seus consultores jurídicos externos, acredita que as chances de êxito são possíveis devido a existência de fatos ou fundamentos doutrinários e jurisprudenciais que apoiam a tese da empresa, muito embora ainda não consolidados. Por não haver, ainda, tendência firme nas decisões dos tribunais, nenhuma provisão foi constituída.

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

	2025	2024	Principais Causas
Trabalhistas	198.133	166.243	Diferença salarial ou de proventos, horas extras
Cíveis	143.051	129.753	Ações indenizatórias, revisão de contratos
Fiscais	28.570	-	Imposto de renda e contribuição social
Fiscais – Outros	53.574	694	IPTU, PIS e COFINS
<b>Total</b>	<b>423.328</b>	<b>296.690</b>	

Além dos processos contemplados acima, a Companhia está inserido em discussões judiciais, classificadas com risco possível de perda, relacionadas a litígios judiciais entre a Fundação Família Previdência e a PREVIC e entre a Fundação Família Previdência e a Companhia, envolvendo as contribuições não paritárias do Plano CEEE Prev (nota 17.2) no montante de R\$ 519.456. Em caso de eventuais decisões desfavoráveis nestas ações, os impactos esperados para a Companhia se darão, nos cenários atuais, por meio de aportes não paritários ao Plano CEEE Prev.

## (19) OUTRAS CONTAS A PAGAR

	Controladora				Consolidado			
	Circulante		Não circulante		Circulante		Não circulante	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
Consumidores e concessionárias	-	-	-	-	455	294	-	-
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	17.409	33.297	15.360	7.350	19.543	35.132	15.360	7.350
EPE / FNDCT / PROCEL (i)	728	853	-	-	801	939	-	-
Descontos tarifários - CDE	8.277	7.362	-	-	8.277	7.362	-	-
Folha de pagamento	5.269	6.864	-	-	5.269	6.864	-	-
Obrigações estimadas com pessoal	21.080	21.256	-	-	21.080	21.256	-	-
Taxas regulamentares	-	-	-	-	1.527	1.338	-	-
Participação nos lucros	-	-	2.937	2.722	-	-	2.937	2.722
Provisões de Efeitos Temporários (ii)	103.870	72.424	3	3	103.870	72.424	3	6
Provisões Ambientais	4.645	28.370	20.010	26.316	4.645	28.370	20.010	26.316
Outros	34.245	33.828	6.124	3.914	46.186	33.848	11.272	8.942
<b>Total</b>	<b>195.523</b>	<b>204.254</b>	<b>44.434</b>	<b>40.305</b>	<b>211.653</b>	<b>207.834</b>	<b>49.582</b>	<b>45.336</b>

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

(ii) Refere-se à constituição de efeitos temporários decorrentes do fato de que a receita efetivamente recebida pode ser superior ou inferior à receita homologada. Tais diferenças são compensadas no ciclo tarifário subsequente, caracterizando, portanto, um efeito temporário

## (20) CRÉDITOS E DÉBITOS FISCAIS DIFERIDOS

### 20.1 Composição dos créditos e débitos fiscais

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
<b><u>Crédito (Débito) de contribuição social</u></b>				
Bases negativas	-	-	163	163
Benefício fiscal da mais-valia incorporada	159.012	141.225	159.012	141.225
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis	(167.931)	(177.871)	(184.587)	(193.933)
<b>Subtotal</b>	<b>(8.919)</b>	<b>(36.646)</b>	<b>(25.412)</b>	<b>(52.545)</b>
<b><u>Crédito (Débito) de imposto de renda</u></b>				
Prejuízos fiscais	-	-	453	453
Benefício fiscal da mais-valia incorporada	441.700	392.292	441.700	392.292
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis	(466.476)	(494.087)	(497.320)	(523.831)
<b>Subtotal</b>	<b>(24.776)</b>	<b>(101.795)</b>	<b>(55.167)</b>	<b>(131.086)</b>
<b><u>Crédito (Débito) de PIS e COFINS</u></b>				
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis	-	-	(44.756)	(43.148)
<b>Total</b>	<b>(33.695)</b>	<b>(138.442)</b>	<b>(125.334)</b>	<b>(226.779)</b>

## 20.2 Saldos acumulados sobre diferenças temporariamente indedutíveis / tributáveis

	Consolidado			
	31/12/2025		31/12/2024	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
<b>Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis</b>				
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	48.255	134.042	35.450	98.471
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	2.349	6.525	1.176	3.267
Provisão relacionada a pessoal	763	2.118	828	2.300
Derivativos	(5.732)	(15.922)	(17.519)	(48.665)
Registro da concessão - ajuste do ativo financeiro	(238.822)	(647.971)	(221.296)	(599.838)
Outros	8.599	23.887	7.428	20.634
<b>Total</b>	<b>(184.587)</b>	<b>(497.320)</b>	<b>(193.933)</b>	<b>(523.831)</b>

### 20.3 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:

<u>Expectativa de recuperação</u>	<u>Consolidado</u>
2026	182.477
2027	138.418
2028	138.418
2029	138.418
2030 a 2032	174.832
á partir 2033	54.689
<b>Total</b>	<b>827.252</b>

#### 20.3.1 Benefício fiscal da Mais-Valia incorporada

Refere-se ao benefício fiscal calculado sobre a Mais-Valia de aquisição incorporada e está registrado de acordo com os conceitos da Resolução CVM nº 78/2022 e ICPC 09 (R3) – Demonstrações Contábeis Individuais, Demonstrações Separadas, Demonstrações Consolidadas e Aplicação do Método de Equivalência Patrimonial (nota 1).

## 20.4 Reconciliação dos montantes de contribuição social e imposto de renda registrados nos resultados dos períodos de 2025 e 2024:

	Controladora			
	2025		2024	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
<b>Lucro antes dos tributos</b>	<b>379.362</b>	<b>379.362</b>	<b>678.963</b>	<b>678.963</b>
<b>Ajustes para refletir a alíquota efetiva:</b>				
Resultado de participações societárias	(187.014)	(187.014)	(177.194)	(177.194)
Juros sobre o capital próprio	-	-	(17.097)	(17.097)
Outras adições (exclusões) permanentes líquidas	(4.983)	(9.166)	526	(3.184)
<b>Base de cálculo</b>	<b>187.365</b>	<b>183.182</b>	<b>485.198</b>	<b>481.489</b>
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
<b>Crédito (Débito) fiscal apurado</b>	<b>(16.863)</b>	<b>(45.796)</b>	<b>(43.668)</b>	<b>(120.372)</b>
Crédito fiscal reconhecido (não reconhecido), líquido	350	972	350	1.066
<b>Total</b>	<b>(16.513)</b>	<b>(44.823)</b>	<b>(43.318)</b>	<b>(119.306)</b>
Corrente	(26.435)	(72.384)	(13.003)	(35.097)
Diferido	9.922	27.561	(30.315)	(84.209)

	Consolidado			
	2025		2024	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
<b>Lucro antes dos tributos</b>	<b>575.409</b>	<b>575.409</b>	<b>698.243</b>	<b>698.243</b>
<b>Ajustes para refletir a alíquota efetiva:</b>				
Resultado de participações societárias	(187.014)	(187.014)	29.917	29.917
Efeito regime lucro presumido	(155.664)	(163.703)	(184.514)	(189.832)
Receita juros sobre o capital próprio	-	-	(17.097)	(17.097)
Outras adições (exclusões) permanentes líquidas	(4.983)	(9.166)	526	(3.184)
<b>Base de cálculo</b>	<b>227.748</b>	<b>215.526</b>	<b>527.075</b>	<b>518.047</b>
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
<b>Crédito (Débito) fiscal apurado</b>	<b>(20.497)</b>	<b>(53.881)</b>	<b>(47.437)</b>	<b>(129.512)</b>
Ajustes de créditos fiscais	(244)	(152)	(1.378)	(2.058)
<b>Total</b>	<b>(20.741)</b>	<b>(54.033)</b>	<b>(48.815)</b>	<b>(131.570)</b>
Corrente	(30.069)	(80.495)	(16.820)	(44.250)
Diferido	9.238	26.462	(31.995)	(87.320)

## (21) PATRIMÔNIO LÍQUIDO

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

	Quantidade de Ações							
	31/12/2025			31/12/2024				
	Ordinárias	Participação %	Preferenciais	Participação %	Total	Participação %	Total	Participação %
CPFL Energia	6.609.576	51	-	-	6.609.576	-	-	-
CPFL Brasil	6.350.377	49	9.071.967	100	15.422.344	100	15.422.344	100
<b>Total</b>	<b>12.959.953</b>	<b>100</b>	<b>9.071.967</b>	<b>100</b>	<b>22.031.920</b>	<b>100</b>	<b>15.422.344</b>	<b>100</b>

## 21.1 Gestão de Capital

A política da Companhia é manter uma base sólida de capital para manter a confiança do investidor, dos credores e a sustentabilidade do negócio. A Administração monitora o retorno de capital e a estratégia de subida de dividendos da Companhia para o controlador.

A Companhia gerencia o nível de alavancagem ponderando as vantagens e a segurança proporcionada por uma posição de capital próprio mais elevada. A Companhia 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 da Companhia permaneceram em níveis adequados. A dívida líquida da Companhia alcançou 2,30 vezes o EBITDA em 2025 (2,07 vezes em 2024), maior do que no ano anterior, no critério de medição dos covenants financeiros da Companhia. A política da Companhia é manter este índice abaixo de 3,75, visto que seus empréstimos utilizam esta medição. Historicamente, a Companhia não vem adquirindo suas próprias ações no mercado.

## 21.2 Capital Social

Foi aprovado em 05 de dezembro de 2025, em Assembleia Geral Extraordinária da CPFL Transmissão, o aumento de capital por meio de aporte realizado pela CPFL Energia, bem como a conversão de parte das ações ordinárias, detidas pela CPFL Brasil, em ações preferenciais.

Após a implementação da reestruturação, a CPFL Energia passou a deter 51% das ações ordinárias da CPFL Transmissão, correspondentes a 30% do capital social total da Companhia e passando a ter o controle direto da CPFL Transmissão. A CPFL Brasil permaneceu no quadro acionário da CPFL Transmissão, detendo 49% das ações ordinárias e 100% das ações preferenciais, que, em conjunto, representam 70% do capital social total.

Como resultado, a Companhia passou a ser uma controlada direta da CPFL Energia.

## 21.3 Reserva de capital

Saldo da reserva de capital em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 584.536, que compreende: (i) resgate compulsório de ações (R\$ 15.666); (ii) alteração na participação sem alteração no controle (R\$ 511), (iii) benefício fiscal da Mais-Valia Incorporada, oriundo da incorporação da CPFL Comercialização de Energia Cone Sul Ltda, de R\$ 533.517 e (iv) PPA (Purchase Price Allocation) alocação de preço de compra, de R\$ 67.195 .

## 21.4 Reserva de Lucros

O saldo da reserva de lucros em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 350.705, que compreende: i) Reserva Legal de R\$ 142.780; e ii) Reserva de lucros a realizar de R\$ 207.925.

## 21.5 Outros Resultados Abrangentes

	Controladora	
	31/12/2025	31/12/2024
Varição líquida no valor justo por meio de outros resultados abrangentes	(5.964)	(5.830)
Perda Atuarial	(384.015)	(258.150)
	<b>(389.979)</b>	<b>(263.981)</b>

Os valores registrados em outros resultados abrangentes relativos às perdas atuariais líquidas são originários de laudo atuarial elaborado por Atuário Independente. Representam as variações das taxas e premissas projetadas, porém ainda não realizadas, cujo impacto no resultado se dará no momento do efetivo pagamento.

## 21.6 Distribuição de Dividendo e Juros sobre Capital Próprio

A Companhia está propondo para o exercício de 2025, o montante de R\$ 35.531 de dividendo mínimo obrigatório, R\$ 40.000 de dividendo Intermediário e R\$ 229.054 de dividendo adicional proposto.

Em 2025, a Companhia efetuou pagamento de dividendos no montante de R\$ 797.826.

## 21.7 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:

	<b>2025</b>
<b>Lucro líquido do ano fiscal</b>	<b>318.026</b>
Dividendos Prescritos	(15.091)
Incorporação do acervo	2.461
<b>Lucro líquido considerado para destinação</b>	<b>304.585</b>
Dividendos mínimo Obrigatório	(35.531)
Reserva de lucro a realizar	(40.000)
Dividendo Adicional Proposto	(229.054)

## (22) 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 exercícios apresentados:

#### Básico

	Controladora		
	31/12/2025		
	Ordinárias	Preferenciais	Total
Lucro Líquido do Exercício	179.676	138.350	318.026
Média das Ações	15.054.162	911.435	15.965.597
Lucro Líquido Básico e Diluído por Ação - R\$	<b>11,94</b>	<b>151,79</b>	<b>19,92</b>

	31/12/2024		
	Ordinárias	Preferenciais	Total
Lucro Líquido do Exercício	510.291	6.048	516.339
Média das Ações	15.241.703	180.641	15.422.344
Lucro Líquido Básico e Diluído por Ação - R\$	<b>33,48</b>	<b>33,48</b>	<b>33,48</b>

#### Diluído

	Controladora	
	31/12/2025	31/12/2024
Lucro para as ações ordinárias	179.676	510.291
Lucro para as ações preferenciais	138.350	6.048
	318.026	516.339
Denominador Diluído		
Ações Ordinárias	15.054.162	15.241.703
Ações Preferenciais	911.435	180.641
	15.965.597	15.422.344
Lucro Diluído por Ação - R\$	<b>19,92</b>	<b>33,48</b>

## (23) RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	Controladora		Consolidado	
	2025	2024	2025	2024
<b>Receita Operacional</b>				
Remuneração/Atualização do Ativo Contratual	541.063	480.805	712.338	608.473
Receita de Operação e Manutenção	576.545	593.625	628.055	645.095
Receita com construção da infraestrutura	953.360	1.028.324	963.293	1.031.306
Outras Receitas	15.951	20.170	7.851	11.947
<b>Total da receita operacional bruta</b>	<b>2.086.919</b>	<b>2.122.925</b>	<b>2.311.537</b>	<b>2.296.821</b>
<b>Deduções da receita operacional</b>				
PIS/COFINS	(111.160)	(114.728)	(119.580)	(114.476)
Conta de desenvolvimento energético - CDE	(54.180)	(77.313)	(54.180)	(77.328)
Encargos Setoriais	(22.629)	(30.744)	(25.676)	(33.302)
Outras deduções	(4.464)	(4.725)	(5.144)	(6.143)
	<b>(192.433)</b>	<b>(227.510)</b>	<b>(204.580)</b>	<b>(231.249)</b>
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>1.894.486</b>	<b>1.895.415</b>	<b>2.106.957</b>	<b>2.065.572</b>

**(24) CUSTO DE OPERAÇÃO E DESPESAS OPERACIONAIS**

	Controladora									
	Custo com operação		Custo com serviço prestado a terceiros		Despesas operacionais				Total	
					Gerais e administrativas		Outros			
	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Pessoal	(116.786)	(122.388)	-	-	(14.780)	(14.387)	-	-	(131.566)	(136.775)
Entidade de previdência privada	(39.512)	(72.815)	-	-	-	-	-	-	(39.512)	(72.815)
Material	(7.688)	(8.186)	-	-	(2.271)	(2.161)	-	-	(9.959)	(10.347)
Serviços de terceiros	(19.832)	(25.600)	-	-	(59.561)	(59.828)	-	-	(79.393)	(85.428)
Custos com construção da infraestrutura	-	-	(797.766)	(711.821)	-	-	-	-	(797.766)	(711.821)
Outros	737	892	-	-	(138.008)	(59.012)	7.774	11.765	(129.497)	(46.355)
Arrendamentos e aluguéis	1.046	1.088	-	-	(1.132)	(1.429)	-	-	(86)	(341)
Legais, judiciais e indenizações	-	-	-	-	(129.515)	(61.757)	-	-	(129.515)	(61.757)
Perda (ganho) na alienação, desativação e outros de ativos não circulante	-	-	-	-	-	-	6.279	(12.952)	6.279	(12.952)
Outros	(309)	(196)	-	-	(7.361)	4.174	1.495	24.717	(6.175)	28.695
<b>Total</b>	<b>(183.081)</b>	<b>(228.097)</b>	<b>(797.766)</b>	<b>(711.821)</b>	<b>(214.620)</b>	<b>(135.388)</b>	<b>7.774</b>	<b>11.765</b>	<b>(1.187.693)</b>	<b>(1.063.541)</b>

	Consolidado											
	Outros custos com operação		Custo com serviço prestado a terceiros		Outras despesas Operacionais						Total	
					Vendas		Gerais e administrativas		Outros			
	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Pessoal	(116.786)	(122.388)	-	-	(539)	(346)	(14.796)	(14.403)	-	-	(132.121)	(137.137)
Entidade de previdência privada	(39.512)	(72.815)	-	-	-	-	-	-	-	-	(39.512)	(72.815)
Material	(7.762)	(8.228)	-	-	-	-	(2.583)	(2.241)	-	-	(10.345)	(10.469)
Serviços de terceiros	(21.279)	(28.678)	-	-	-	-	(70.657)	(68.477)	-	-	(91.936)	(97.155)
Custos com construção da infraestrutura	-	-	(807.457)	(698.379)	-	-	-	-	-	-	(807.457)	(698.379)
Outros	973	1.382	-	-	-	-	(142.510)	(61.265)	7.719	11.831	(133.818)	(48.052)
Arrendamentos e aluguéis	1.046	1.033	-	-	-	-	(1.154)	(1.541)	-	-	(108)	(508)
Publicidade e propaganda	-	-	-	-	-	-	(1)	(2)	-	-	(1)	(2)
Legais, judiciais e indenizações	-	-	-	-	-	-	(132.949)	(63.381)	-	-	(132.949)	(63.381)
Perda (ganho) na alienação, desativação e outros de ativos não circulante	-	-	-	-	-	-	-	-	6.294	(12.835)	6.294	(12.835)
Outros	(73)	349	-	-	-	-	(8.406)	3.659	1.425	24.666	(7.054)	28.674
<b>Total</b>	<b>(184.366)</b>	<b>(230.727)</b>	<b>(807.457)</b>	<b>(698.379)</b>	<b>(539)</b>	<b>(346)</b>	<b>(230.546)</b>	<b>(146.386)</b>	<b>7.719</b>	<b>11.831</b>	<b>(1.215.189)</b>	<b>(1.064.007)</b>

## (25) RESULTADO FINANCEIRO

	Controladora		Consolidado	
	2025	2024	2025	2024
<b>Receitas</b>				
Rendas de aplicações financeiras	27.419	42.063	41.683	63.618
Acréscimos e multas moratórias	1.432	2.263	1.432	2.263
Atualização de créditos fiscais	-	-	1	9
Atualização de depósitos judiciais	8.905	7.941	12.313	11.513
Atualizações monetárias e cambiais	29	95	29	107
PIS e COFINS - Sobre outras receitas financeiras	(1.786)	(2.442)	(1.786)	(2.442)
Outros	735	222	1.032	388
<b>Total</b>	<b>36.734</b>	<b>50.142</b>	<b>54.704</b>	<b>75.456</b>
<b>Despesas</b>				
Encargos de dívidas	(324.821)	(244.465)	(327.808)	(246.566)
Atualizações monetárias e cambiais	(251.147)	(114.836)	(252.467)	(116.170)
(-) Juros capitalizados	51.283	-	51.283	-
Outros	(5.340)	(7.194)	(6.012)	(7.929)
<b>Total</b>	<b>(530.025)</b>	<b>(366.495)</b>	<b>(535.004)</b>	<b>(370.665)</b>
<b>Resultado financeiro</b>	<b>(493.291)</b>	<b>(316.352)</b>	<b>(480.299)</b>	<b>(295.208)</b>

Despesas com atualizações monetárias e cambiais no montante de R\$ 252.467 (R\$ 116.170 em 31 de dezembro de 2024) aumento refere-se a despesas com marcação a mercado e SWAP dos empréstimos e debêntures.

Despesas com encargos de dívidas no montante R\$ 327.808 (R\$ 246.566 em 31 de dezembro de 2024), aumento refere-se principalmente a encargos e atualização monetária de empréstimos e debêntures, o reflexo é devido a novas captações em 2025.

## (26) TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Companhia é controlada diretamente pela CPFL Cone Sul, empresa controlada indiretamente pela CPFL Energia S.A, que por sua vez possui as seguintes empresas como acionistas controladores:

- State Grid Brazil Power Participações S.A.

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.

Foram considerados como partes relacionadas os acionistas controladores e coligadas, entidades sob o controle comum e que de alguma forma exerçam influência significativa sobre a Companhia.

As principais naturezas e transações estão relacionadas a seguir:

- Disponibilização do Sistema de Transmissão:** Trata-se dos valores faturados sobre o uso do sistema de transmissão que impactam na Receita Operacional da CPFL-T. O faturamento é realizado conforme os valores listados nos Avisos de Créditos emitidos pelo ONS – Operador Nacional do Sistema.
- Alocação de despesas entre empresas:** As despesas operacionais são relacionadas às contribuições da Patrocinadora dos Planos de Benefícios Previdenciários e compartilhamento.
- Materiais e Prestação de Serviços e Outras operações:** Referem-se aos contratos de prestação de serviços, que tratam do escopo de revisões, acompanhamento técnico de engenharia, financeiro, administrativo, ambiental e avaliações de áreas e fiscalizações das obras.

A Companhia possui plano de suplementação de aposentadoria mantidos junto à Instituição Família previdência, oferecidos aos respectivos empregados. Mais informações, vide nota 17 - Entidade de Previdência Privada.

A controladora, CPFL Energia, possui um “Comitê de Partes Relacionadas”, formado por dois membros independentes e um executivo da Companhia, 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\$ 4.335 (R\$ 5.100 em 2024). Este valor é composto por R\$ 3.216 (R\$ 3.851 em 2024) referente a benefícios de curto prazo, R\$ 126 (R\$ 106 em 2024) de benefícios pós-emprego e outros encargos R\$ 993 (R\$ 1.250 em 2024).

Transações envolvendo acionistas controladores, entidades sob o controle comum ou influência significativa e empreendimento controlados em conjunto:

Empresas	Consolidado							
	Ativo		Passivo		Receita		Despesa	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024	2025	2024	2025	2024
<b>Alocação de despesas entre empresas</b>								
Entidades sob o controle da CPFL Energia	572	1.510	1.012	1.546	20.340	17.452	13.918	24.356
<b>Arrendamento e aluguel</b>								
Entidade sob o controle da CPFL Energia	-	-	-	-	-	-	81	-
<b>Materiais e Prestação de Serviços</b>								
Entidades sob o controle da CPFL Energia	-	167	27.693	31.239	10.076	7.674	163.993	51.206
Entidades sob o controle comum	-	-	50	702	477	-	24.923	89.099
<b>Dividendos e Juros sobre Capital Próprio</b>								
Entidades sob o controle da CPFL Energia	668	-	-	114.553	-	-	-	-
<b>Disponibilização do Sistema de Transmissão</b>								
Entidades sob o controle da CPFL Energia	942	2.572	-	-	471.835	404.063	-	-
<b>Outras operações financeiras</b>								
Entidades sob o controle da CPFL Energia	-	-	-	-	-	166	-	-
<b>Outras</b>								
Entidades sob o controle comum	-	15.355	-	-	-	-	-	-

**(27) SEGUROS**

Companhia 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. As principais coberturas de seguros são:

<u>Descrição</u>	<u>Ramo da apólice</u>	<u>31/12/2025</u>
Ativo vinculados a Concessão	Riscos Nomeados	856.577
Transporte	Nacional e Internacional	72.849
Responsabilidade Civil	Geral, Obras Civis Instalação e Montagem, Concessionárias ou não de Distribuição de Energia Elétrica, Riscos Ambientais e Resp. Civil Profissional (E&O)	78.404
Pessoas	Vida em Grupo e Acidentes Pessoais	132.904
Garantia	Seguro Garantia	53.503
Outros	D&O	152.200
<b>Total</b>		<b>1.346.437</b>

**(28) 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 Riscos(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 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 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 no histórico de 95 anos. As regiões mais impactadas foram SE/CO e NE, contudo, 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.

## **(29) 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 pela Companhia são como segue:

	Nota explicativa	Categoria / Mensuração	Nível (*)	Controladora		Consolidado	
				31/12/2025		31/12/2025	
				Contábil	Valor Justo	Contábil	Valor Justo
<b>Ativo</b>							
Caixa e equivalentes de caixa	5	(a)	Nível 2	58.676	58.676	92.641	92.641
Títulos e valores mobiliários	6	(a)	Nível 1	29.678	29.678	42.242	42.242
Derivativos	29	(a)	Nível 2	89.069	89.069	89.069	89.069
<b>Total</b>				<b>177.423</b>	<b>177.423</b>	<b>223.952</b>	<b>223.952</b>
<b>Passivo</b>							
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	15	(b)	Nível 2 (**)	-	-	36.452	36.452
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos (**)	15	(a)	Nível 2	427	427	427	427
Debêntures - principal e encargos	16	(b)	Nível 2 (**)	1.349.917	1.360.773	1.349.917	1.360.773
Debêntures - principal e encargos (**)	16	(a)	Nível 2	2.030.079	2.030.079	2.030.079	2.030.079
Derivativos	29	(a)	Nível 2	73.030	73.030	73.030	73.030
<b>Total</b>				<b>3.453.453</b>	<b>3.464.309</b>	<b>3.489.905</b>	<b>3.500.761</b>

(\*) Refere-se a hierarquia para determinação do valor justo.

(\*\*) 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 ativos financeiros em custo amortizado ou a valor justo contra resultado baseia-se no modelo de negócios e nas características de fluxo de caixa esperado pela Companhia para cada instrumento.

Os instrumentos financeiros cujos valores contábeis se aproximam dos valores justos devido à sua natureza, na data destas demonstrações contábeis regulatórias, são:

- Ativos financeiros: (i) concessionárias e permissionárias, (ii) Arrendamentos; e (iii) serviços prestados a terceiros.
- Passivos financeiros: (i) fornecedores, (ii) taxas regulamentares, (iii) consumidores e concessionárias apagar, e (iv) Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT.

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.

O CPC 40 (R1) requer a classificação em uma hierarquia de três níveis para mensurações a valor justo dos instrumentos financeiros, baseada em informações observáveis e não observáveis referentes à valorização de um instrumento financeiro na data de mensuração.

O CPC 40 (R1) também define informações observáveis como dados de mercado, obtidos de fontes independentes e informações não observáveis que refletem premissas de mercado.

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); e

Nível 3: Instrumentos cujos fatores relevantes não são dados observáveis de mercado.

#### 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 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. 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 empreendimento controlados em conjunto. Em 31 de dezembro de 2025 e 31 de dezembro de 2024, a Companhia havia emitido garantias para certas instituições financeiras em relação às linhas de crédito concedidas às suas controladas, conforme apresentado nas notas 15 e 16.

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 (nota 15 e 16). 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 justos, líquidos	Valores a custo, líquidos <sup>(1)</sup>	Ganho (Perda) na marcação a mercado	Moeda / indexador dívida	Moeda / indexador swap	Faixa de vencimento	Nocional
	Ativo	Passivo							
<b>Derivativos de proteção de dívidas designadas a valor justo</b>									
<b>Hedge variação índice de preços</b>									
Debêntures	89.069	(72.596)	16.473	19.691	(3.218)	IPCA+6,0265% a 7,7082%	CDI-0,02% a +0,660%	abr/24 a abr/39	1.764.136
<b>Outros derivativos</b>									
NDF	-	(434)	(434)	(427)	(7)	USD	dez/25	5.809	33.301
<b>Total</b>	<b>89.069</b>	<b>(73.030)</b>	<b>16.040</b>	<b>19.265</b>	<b>(3.225)</b>				
<b>Circulante</b>	-	-							
<b>Não circulante</b>	<b>89.069</b>	<b>(73.030)</b>							
<b>Total Dívida + Mútuos</b>	<b>89.069</b>	<b>(73.030)</b>	<b>16.040</b>	<b>19.265</b>	<b>(3.225)</b>				

Para mais detalhes referentes a prazos e informações sobre dívidas e debêntures, vide notas 15 e 16.

(1) Os valores a custo representam o saldo do derivativo sem a respectiva marcação a mercado, enquanto o nocional refere-se ao saldo principal da dívida e reduz-se conforme ocorre a amortização dela.

A movimentação dos derivativos está demonstrada a seguir:

	<b>Consolidado</b>			
	<b>Saldo em 31/12/2024</b>	<b>Atualização monetária e cambial e marcação a mercado</b>	<b>Liquidação</b>	<b>Saldo em 31/12/2025</b>
<b>Derivativos</b>				
Para dívidas designadas a valor justo	143.810	(159.663)	35.550	19.697
Marcação a mercado	(96.365)	92.707	-	(3.658)
<b>Total</b>	<b>47.445</b>	<b>(66.955)</b>	<b>35.550</b>	<b>16.040</b>
<b>Ativo - circulante</b>	<b>1.711</b>			-
<b>Ativo - não circulante</b>	<b>124.525</b>			<b>89.069</b>
<b>Passivo - não circulante</b>	<b>(78.791)</b>			<b>(73.030)</b>

Conforme mencionado acima, algumas controladas optaram por marcar a mercado dívidas para as quais possuem instrumentos derivativos totalmente atrelados (nota 15 e 16).

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:

<b>Risco protegido / operação</b>	<b>Ganho (Perda) no resultado</b>	
	<b>2025</b>	<b>2024</b>
Varição de taxas de juros	(58.112)	7.993
Marcação a mercado	82.348	(148.080)
Varição cambial	(101.985)	64.819
Marcação a mercado	10.360	(1.439)
<b>Total</b>	<b>(67.389)</b>	<b>(76.706)</b>

#### c) 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 da Companhia 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.

#### d) Análise de sensibilidade

A Companhia realizou análise de sensibilidade dos principais riscos aos quais seus instrumentos financeiros 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 conseqüente impacto negativo no resultado da Companhia. 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 a Companhia está quantificando os riscos através da exposição líquida das variáveis (dólar, CDI, IGP-M, IPCA, TJLP e SELIC), conforme demonstrado:

**d.1) Variação cambial**

Instrumentos	Consolidado				
	Exposição (a)	Risco	Receita (despesa)		
			Depreciação cambial (b)	Depreciação cambial de 25%	Depreciação cambial de 50%
Instrumentos financeiros passivos	(427)		(34)	(149)	(265)
<b>Total</b>	<b>(427)</b>	alta dólar	<b>(34)</b>	<b>(149)</b>	<b>(265)</b>
<b>Efeitos no resultado do período</b>			<b>(34)</b>	<b>(149)</b>	<b>(265)</b>

(a) taxa de câmbio considerada em 31/12/2025 foi de R\$ 5,50 para o dólar.

(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 o dólar respectivamente em 31/12/2025.

Em função da exposição cambial líquida do dólar e do euro serem ativas, o risco é baixa do dólar e do euro, portanto o câmbio foi apreciado em 25% e 50% em relação ao câmbio provável.

**d.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	Consolidado						
	Exposição	Risco	Taxa no período	Taxa cenário provável (a)	Receita (despesa)		
					Cenário provável	Elevação/Redução de índice em 25%	Elevação/Redução de índice em 50%
Instrumentos financeiros ativos	104.446				14.257	17.821	21.385
Instrumentos financeiros passivos	(843.000)				(115.070)	(143.837)	(172.604)
Derivativos - swap plain vanilla	(2.096.347)				(286.151)	(357.689)	(429.227)
	<b>(2.834.901)</b>	alta CDI/SELIC	<b>14,90%</b>	<b>13,65%</b>	<b>(386.964)</b>	<b>(483.705)</b>	<b>(580.446)</b>
Instrumentos financeiros passivos	(2.083.106)				(200.603)	(150.452)	(100.302)
Derivativos - swap plain vanilla	2.112.387				203.423	152.567	101.711
Instrumentos financeiros ativos	<u>29.678</u>				<u>2.858</u>	<u>2.143</u>	<u>1.429</u>
	<b>58.959</b>	baixa IPCA	<b>4,26%</b>	<b>9,63%</b>	<b>5.678</b>	<b>4.258</b>	<b>2.838</b>
<b>Total</b>	<b>(2.775.942)</b>				<b>(381.286)</b>	<b>(479.447)</b>	<b>(577.608)</b>

**Efeitos no resultado do período**

(a) Os índices considerados foram obtidos através de informações disponibilizadas pelo mercado.

**e) Risco de crédito**

O risco de crédito nas operações de concessionárias e permissionárias é decorrente da exposição a perdas financeiras resultantes do descumprimento de obrigações financeiras pelas contrapartes. Mensalmente, o risco é monitorado e classificado de acordo com a exposição atual, considerando o limite aprovado pela Administração.

Concessionárias e Permissionárias

A exposição da Empresa 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.

As taxas de perda são baseadas na experiência real de perda de crédito verificada nos últimos anos.

Fatores macroeconômicos

Após estudos desenvolvidos pela Companhia 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 possuísem correlação direta ao nível de inadimplência.

#### Caixa e equivalentes de caixa

A Companhia 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-.

A Companhia 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 29.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.

#### **f) Análise de liquidez**

A Companhia 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 a Companhia deve liquidar as respectivas obrigações.

31/12/2025	Nota Explicativa	Menos de 1 mês	1-3 meses	3 meses a 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores	13	154.083	1.295	5.688	-	-	-	161.066
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	15	368	855	3.210	9.218	8.500	33.452	55.603
Derivativos	29	-	-	-	-	73.030	-	73.030
Debêntures - principal e encargos	16	-	59.583	339.405	660.755	973.890	4.002.085	6.035.718
Taxas regulamentares	19	162	-	1.365	-	-	-	1.527
Outros		1.256	-	-	-	-	-	1.256
Consumidores e concessionárias	19	455	-	-	-	-	-	455
EPE / FNDCT / PROCEL	19	801	-	-	-	-	-	801
<b>Total</b>		<b>155.869</b>	<b>61.733</b>	<b>349.668</b>	<b>669.973</b>	<b>1.055.420</b>	<b>4.035.537</b>	<b>6.328.200</b>

### (30) COMPROMISSOS

Os compromissos da Companhia relacionados a contratos de longo prazo, 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	
Projetos de construção de usina	4	344.346	290.672	19.694	-	654.712
Fornecedores de materiais e serviços	30	496.432	471.631	41.250	626	1.009.939
<b>Total</b>		<b>840.778</b>	<b>762.304</b>	<b>60.944</b>	<b>626</b>	<b>1.664.651</b>

---

**CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO**

---

**Roberto Sartori**

Presidente

**Fu Li**

**Bruno Augusto Pereira Rovea**

**Futao Huang**

Conselheiros

---

**DIRETORIA**

---

**Fu Li**

Diretor Presidente e Diretor interino Financeiro e de Relações com Investidores

**Celso Guimarães Filho**

Diretor de Operações

**José Alexandre Almeida Serra**

Diretor de Engenharia

---

**CONTABILIDADE**

---

**Ricardo Fernando Ferreira**

Gerente de Serviços Financeiros

CRC 1SP 321353/O-4

---

---



# CPFL Transmissão S.A.

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



## **Relatório do auditor independente sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas**

Aos Administradores e Acionistas  
CPFL Transmissão S.A.

### **Opinião**

Examinamos as demonstrações financeiras individuais da CPFL Transmissão 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**

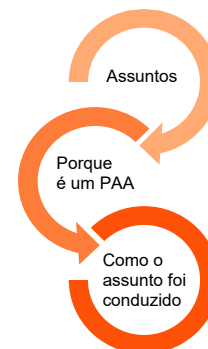
Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção intitulada "Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas". Somos 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.



CPFL Transmissão S.A.

## 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.



<b>Porque é um PAA</b>	<b>Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria</b>
<p><b>Mensuração do ativo contratual e correspondente receita de remuneração/atualização do ativo contratual (Notas 3.2 e 10)</b></p> <p>O ativo contratual da concessão 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.</p> <p>A mensuração desse ativo requer o exercício de julgamento por parte da administração sobre o critério de apuração e remuneração do ativo.</p> <p>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.</p> <p>Consideramos essa área como foco de auditoria, pois a utilização de diferentes premissas poderia modificar significativamente o valor do ativo mensurado pela Companhia.</p>	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>Consideramos que as premissas e critérios adotados pela administração são consistentes com as divulgações em notas explicativas e as informações obtidas em nossos trabalhos</p>



CPFL Transmissão S.A.

### **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



CPFL Transmissão S.A.

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



CPFL Transmissão S.A.

nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia e suas controladas, em seu conjunto, a não mais se manter em continuidade operacional.

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



<b>DECLARAÇÃO</b>	<b>STATEMENT</b>
<p>Em atendimento ao disposto nos incisos V e VI do artigo 25 da Instrução CVM nº 480, de 07 de dezembro de 2009, alterada pela Instrução CVM nº 586, de 8 de junho de 2017, o presidente e os diretores da <b>CPFL Transmissão S.A.</b>, sociedade por ações de capital aberto, com sede na Rua Dr. João Inácio, nº 859, Navegantes, CEP 90.230-181, na Cidade de Porto Alegre, Estado do Rio Grande do Sul – Brasil, inscrita no CNPJ sob nº. 92.715.812/0001-31, declaram que:</p> <p>a) reviram, discutiram e concordam com as opiniões expressas no parecer da PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes, relativamente às demonstrações contábeis da <b>CPFL Transmissão S.A.</b>, de 31 de dezembro de 2025;</p> <p>b) reviram, discutiram e concordam com as demonstrações contábeis da <b>CPFL Transmissão S.A.</b> de 31 de dezembro de 2025.</p> <p>Porto Alegre, 04 de março de 2026.</p>	<p>In compliance with the provisions in items V and VI of article 25 of the Brazilian Securities &amp; Exchange Commission (CVM) Instruction No. 480, of December 7, 2009, as amended by CVM Instruction No. 586, of June 8, 2017, the chief executive officers and the officers of <b>CPFL Transmissão S.A.</b> a publicly traded company, with its registered office at Rua Dr. João Inácio, nº 859, Navegantes, CEP 90.230-181, in the City of Porto Alegre, State of Rio Grande do Sul – Brazil, enrolled with the National Register of Legal Entities (CNPJ) under No. 92.715.812/0001-31, hereby stated that:</p> <p>a) they have reviewed and discussed, and agree with, the opinions expressed in the opinion of PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes on the financial statements of <b>CPFL Transmissão S.A.</b>, of December 31, 2025;</p> <p>b) they have reviewed and discussed, and agree with, the financial statements of <b>CPFL Transmissão S.A.</b>, of december 31, 2025;</p> <p>Porto Alegre, March 04, 2026.</p>

**Ricardo Fernando Ferreira**  
 Gerente de Serviços Financeiros  
 Financial Services Manager  
 CRC 1SP 321353/O-4  
 CPF: 400.474.638-80

**Mingzhi Han**  
 Diretora Financeira e de Relações com  
 Investidores  
 Financial and Investor Relations  
 Executive Officer  
 CPF: 240.791.968-81

**José Alexandre Almeida Serra**  
 Diretor de Engenharia  
 Enginner Executive Officer  
 CPF: 147.727.268-29





## SUMÁRIO

Relatório de Administração Regulatório	03
Demonstrações Financeiras	
Balanços Patrimoniais Regulatórios	22
Demonstração dos Resultados Regulatórios	23
Demonstração dos Resultados Abrangentes Regulatórios	24
Demonstração dos Fluxos de Caixa Regulatório	25
Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido Regulatório	26
Notas Explicativas	
Notas Explicativas Regulatórias	28
Parecer dos Auditores Independentes	48
Termo de Responsabilidade	55



## Relatório da Administração Demonstrações Contábeis Regulatórias

### Introdução

Apresentamos a seguir relatório das principais atividades no **exercício de 2025**, em conjunto com as Demonstrações Contábeis Regulatórias elaboradas de acordo com a legislação societária brasileira e com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE, os quais consideramos importantes para divulgar o desempenho da CPFL Transmissão S.A. (“CPFL Transmissão” ou “Companhia” ou “Concessionária”) para a sociedade, parceiros, investidores e consumidores.

### Considerações Iniciais

A CPFL Transmissão tem o objetivo principal de atuar na operação da concessão de serviço público de transmissão de energia elétrica para construção, operação e manutenção das instalações de transmissão, sendo sua atividade regulamentada e fiscalizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Em 2025, a CPFL Transmissão cumpriu com sua agenda estratégica. Reconhecida por seus processos de gestão fundados na excelência operacional, a Companhia e as empresas nas quais detém participação reafirmam o compromisso de ampliar sua capacidade de transmissão, com investimentos considerados indispensáveis para o desenvolvimento sustentável das regiões em que atuam.

Em 31 de outubro de 2025, a CPFL Transmissão, no Leilão de Transmissão ANEEL nº 4/2025 adquiriu o lote 3, localizado nos estados do Paraná e Rio Grande do Sul, com uma RAP de R\$ 81.156 mil e deságio de 53,93%, CAPEX previsto pela ANEEL de R\$ 1.069.082 mil e início da operação previsto para fevereiro de 2030.

Em 6 de dezembro de 2025, foi implementado o projeto de alteração do controle acionário da CPFL Transmissão, mediante aprovação pela Assembleia Geral Extraordinária da CPFL Transmissão do aporte de capital pela CPFL Energia S.A. (“CPFL Energia”) e da conversão de ações ordinárias, detidas pela CPFL Comercialização Brasil S.A. (“CPFL Brasil”), em ações preferenciais. Após a implementação, a CPFL Energia passou a deter 51% das ações ordinárias da CPFL Transmissão, que representam 30% do capital social total. A CPFL Brasil permaneceu no quadro acionário, detendo 49% das ações ordinárias e 100% das ações preferenciais, que representam 70% do capital social total da CPFL Transmissão. A troca do controle acionário da CPFL Transmissão foi anuída pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), por meio do Despacho nº 3.286, de 4 de novembro de 2025.

A CPFL Transmissão atua no segmento transmissão de energia elétrica, através dos três contratos de concessão nº 055/2001, nº 080/2002 e nº 4/2021-ANEEL. Além destes, a Companhia possui participações diretas nas seguintes empresas: CPFL Piracicaba, CPFL Morro Agudo, CPFL Maracanaú, CPFL Sul I, CPFL Sul II, TESB, ETAU e TPAE.

A Companhia possui, equipamentos sob sua concessão distribuídos em 83 subestações. Todas estão situadas no Estado do Rio Grande do Sul, com potência instalada de 16.343 MVA. A Companhia opera 6.635,84 km de extensão de linhas de transmissão em tensões de 525 kV, 440 kV, 230 kV, 138 kV e 69 kV, além de ter participação em outros em 8 empreendimentos.

A CPFL Transmissão recebe pela prestação do serviço público de transmissão o pagamento da receita anual permitida (RAP), salvo o montante necessário à cobertura das contribuições sociais recuperáveis, relativas ao Programa de Integração Social – PIS, ao Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público - PASEP e a Contribuição Social para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS. A RAP é reajustada anualmente, no mês de julho de cada ano, e revisada, durante o período de concessão, em intervalos periódicos de cinco anos.

A seguir temos tabelas demonstrando as características operacionais e financeiras das linhas de transmissão, subestações e controladas.



## **Perfil**

Atualmente, as linhas de transmissão da companhia alimentam regiões do Estado do Rio Grande do Sul. Além de usar suas linhas de transmissão para prover energia a consumidores no Estado Rio Grande do Sul, a Outorgada transmite energia para outras empresas usuárias do Sistema Interligado Brasileiro. Concessionária privada do serviço público de transmissão de energia, a Companhia detém as concessões de linhas de transmissão da Rede Básica que compreendem 83 subestações e 6.635,84 km de linhas de transmissão, nas tensões de 525 kV, 440 kV, 230 kV, 138 kV e 69 kV, conforme quadro a seguir:



### Linhas de Transmissão em Operação – Características Físicas

Linhas de Transmissão e Subestações em Operação - Características Físicas							
Instalação	Circuitos	Extensão (km)	Capacidade de Transferência	Início de operação	Comercial	Vencimento de Outorga	
Integral		6.356,75	16.643,75				
LT 138kV ALEGRETE/ELETROSUL/SANTA MARIA3	CS	138	190,80			19/05/2016	01/01/2043
LT 138kV CACHOEIRINHA1/CACHOEIRINHA3 C1	CS	138	2,07			30/12/1966	01/01/2043
LT 138kV CACHOEIRINHA1/CACHOEIRINHA3 C2	CS	138	2,18			27/03/2013	01/01/2043
LT 138kV CACHOEIRINHA3/CANOAS3 C1	CS	138	6,87			28/11/2023	01/01/2043
LT 138kV CACHOEIRINHA3/TAQUARA C1	CS	138	44,48			28/11/2023	01/01/2043
LT 138kV CANOAS3/CIDADE INDUSTRIAL C1	CS	138	3,98			27/03/2013	01/01/2043
LT 138kV CIDADE INDUSTRIAL/SANREMO C1	CD	138	5,98			30/03/1963	01/01/2043
LT 138kV CIDADE INDUSTRIAL/SCHARLAU C1	CD	138	24,78			30/03/1963	01/01/2043
LT 138kV CRUZ ALTA1/UHE JACUÍ C1	CS	138	65,91			30/08/1962	01/01/2043
LT 138kV ERECHIM1/PASSO FUNDO ELETROSUL C1	CS	138	45,66			30/10/1973	01/01/2043
LT 138kV JULIO DE CASTILHOS/SANTA MARIA1 C1	CS	138	52,12			30/08/1962	01/01/2043
LT 138kV JULIO DE CASTILHOS/UHE JACUÍ C1	CS	138	35,05			30/08/1962	01/01/2043
LT 138kV LAGOA VERMELHA1 / PASSO FUNDO 1	CS	138	83,33			28/02/1979	01/01/2043
LT 138kV LAGOA VERMELHA2/VACARIA C1	CS	138	65,88			28/02/1979	01/01/2043
LT 138kV OSORIO2/TAQUARA C1	CS	138	55,65			30/12/1966	01/01/2043
LT 138kV PASSO FUNDO 1/SANTA MARTA C1	CS	138	11,69			28/02/1979	01/01/2043
LT 138kV SANTA MARIA1/SANTA MARIA3 C1	CS	138	9,96			19/05/2016	01/01/2043
LT 138kV SCHARLAU/SANREMO C1	CD	138	17,83			24/04/2023	01/01/2043
LT 138kV TAQUARA/TRÊS COROAS C1	CS	138	16,92			14/03/2017	01/01/2043
LT 138kV TRÊS COROAS/UHE CANASTRA C1	CS	138	14,18			30/06/2021	01/01/2043
LT 138kV UHE JACUÍ/UHE PASSO REAL C1	CD	138	7,90			30/06/1968	01/01/2043
LT 138kV UHE JACUÍ/UHE PASSO REAL C2	CD	138	7,90			30/06/1968	01/01/2043
LT 230 kv GRAVATAI3/FIBRAPLAC C1	CS	230	24,81			30/03/2010	01/01/2043
LT 230kV ALEGRETE2/LIVRAMENTO2 C1	CS	230	127,80			22/12/1985	01/01/2043
LT 230kV ALEGRETE2/MAÇAMBARÁ C1	CS	230	82,79			10/12/1984	01/01/2043
LT 230kV ALEGRETE2/SÃO VICENTE C1	CS	230	101,94			25/06/2015	01/01/2043
LT 230kV ALEGRETE2/URUGUAIANAS C1	CS	230	127,04			18/12/1983	01/01/2043
LT 230kV ALEGRETE2/UTE URUGUAIANA C1	CS	230	129,22			18/03/2000	15/11/2053
LT 230kV BAGÉ2/CANDIOTA 2 C2	CD	230	51,06			09/09/2022	01/01/2043
LT 230kV BAGÉ2/LIVRAMENTO2 C1	CS	230	151,54			22/12/1985	01/01/2043
LT 230kV CACHOEIRINHA3/CANOAS2 C1	CS	230	5,77			26/11/2023	01/01/2043
LT 230kV CACHOEIRINHA3/CIDADE INDUSTRIAL C1	CT	230	7,71			26/11/2023	01/01/2043
LT 230kV CACHOEIRINHA3/GRAVATAI2 C1	CT	230	5,07			26/11/2023	01/01/2043
LT 230kV CACHOEIRINHA3/GRAVATAI2 C2	CS	230	5,07			26/11/2023	01/01/2043
LT 230kV CAMAQUÁ/GUAIBA2 C1	CS	230	89,55			30/08/1974	01/01/2043
LT 230kV CAMAQUÁ/UTE PRESIDENTE MÉDICI C1	CS	230	196,02			30/08/1974	01/01/2043
LT 230kV CAMAQUÁ3/GUAIBA2 C1	CS	230	87,81			09/12/2014	01/01/2043
LT 230kV CAMAQUÁ3/PELOTAS3 C1	CS	230	123,35			09/12/2014	01/01/2043
LT 230kV CAMPO BOM/CAXIAS ELETROSUL C1	CD	230	59,84			11/09/1982	01/01/2043
LT 230kV CAMPO BOM/CAXIAS ELETROSUL C2	CD	230	59,76			13/01/1985	01/01/2043
LT 230kV CAMPO BOM/GRAVATAI2 C1	CD	230	22,60			11/09/1982	01/01/2043
LT 230kV CAMPO BOM/GRAVATAI2 C2	CD	230	22,59			11/09/1982	01/01/2043
LT 230kV CANDELARIA2/NOVA SANTA RITA C1	CS	230	157,89			30/09/1978	01/01/2043
LT 230kV CANDELARIA2/UHE ITAUBA C1	CS	230	64,88			30/09/1978	01/01/2043
LT 230kV CANDIOTA2/USINA PRESIDENTE MÉDICI C1	CS	230	5,58			22/12/1985	01/01/2043
LT 230kV CANOAS1/CIDADE INDUSTRIAL	CS	230	13,65			16/11/2017	01/01/2043
LT 230kV CANOAS1/PORTO ALEGRE9	CS	230	3,46			16/11/2017	01/01/2043
LT 230kV CANOAS2/CIDADE INDUSTRIAL C1	CS	230	8,31			11/09/1982	01/01/2043
LT 230kV CASTERTECH/CAXIAS DO SUL2 C1	CS	230	1,70			14/04/2003	01/01/2043
LT 230kV CASTERTECH/CAXIAS6 C1	CS	230	4,23			29/05/2013	01/01/2043
LT 230kV CAXIAS DO SUL2/CAXIAS NORTE C1	CS	230	21,63			30/12/1977	01/01/2043
LT 230kV CAXIAS NORTE/FARROUPILHA C2	CS	230	16,85			09/03/2025	01/01/2043
LT 230kV CAXIAS ELETROSUL/FARROUPILHA ELETROSUL C1	CD	230	21,28			11/09/1982	01/01/2043
LT 230kV CAXIAS ELETROSUL/FARROUPILHA ELETROSUL C2	CD	230	21,28			13/01/1985	01/01/2043
LT 230kV CAXIAS ESUL/NOVA PETROPOLIS2 C1	CS	230	22,95			29/05/2013	01/01/2043
LT 230kV CAXIAS6/CAXIAS ELETROSUL C1	CS	230	19,37			29/05/2013	01/01/2043
LT 230kV CHARQUEADAS ELETROSUL/SANTA CRUZ	CS	230	129,75			30/07/1981	01/01/2043
LT 230kV CHARQUEADAS ELETROSUL/SCHARLAU	CS	230	67,21			30/10/1978	01/01/2043
LT 230kV CHARQUEADAS3/CHARQUEADAS C1 R5	CD	230	2,81			21/11/2024	01/01/2043
LT 230kV CHARQUEADAS3/CHARQUEADAS C2	CS	230	2,77			31/03/1982	01/01/2043
LT 230kV CIDADE INDUSTRIAL/CHARQUEADAS3 C1	CS	230	52,23			21/11/2024	01/01/2043
LT 230kV CIDADE INDUSTRIAL/GRAVATAI2 C3	CT	230	12,65			10/02/1985	01/01/2043
LT 230kV CIDADE INDUSTRIAL/GRAVATAI2 C4	CT	230	12,65			10/02/1985	01/01/2043
LT 230kV CIDADE INDUSTRIAL/GUAIBA2 C1	CS	230	38,23			29/01/2012	01/01/2043
LT 230kV CIDADE INDUSTRIAL/NOVA SANTA RITA C1	CT	230	21,94			09/12/1982	01/01/2043
LT 230kV CIDADE INDUSTRIAL/NOVA SANTA RITA C2	CT	230	21,87			30/09/1978	01/01/2043
LT 230kV CIDADE INDUSTRIAL/NOVA SANTA RITA C3	CT	230	21,53			30/07/1973	01/01/2043
LT 230kV CIDADE INDUSTRIAL/PÓLO PETROQUÍMICO	CS	230	23,47			30/12/1981	01/01/2043
LT 230kV CIDADE INDUSTRIAL/PORTO ALEGRE9	CS	230	14,81			30/12/1971	01/01/2043
LT 230kV CIDADE INDUSTRIAL/VENÂNCIO AIRES	CS	230	99,94			30/08/1974	01/01/2043
LT 230kV COMPLEXO IND. AUT. GRAVATAI/GRAVATAI3	CS	230	11,61			16/12/2007	01/01/2043
LT 230kV CRUZ ALTA 2/LIUI2 C1	CS	230	43,47			13/12/2022	01/01/2043
LT 230kV CRUZ ALTA 2/PASSO REAL C1	CS	230	61,41			13/12/2022	01/01/2043
LT 230kV ELDORADO DO SUL/GUAIBA2	CS	230	14,65			30/04/2018	01/01/2043
LT 230kV ELDORADO DO SUL/PORTO ALEGRE9	CS	230	26,62			30/04/2018	01/01/2043
LT 230kV FARROUPILHA ELETROSUL/GARIBALDI	CS	230	21,23			17/08/2000	01/01/2043
LT 230kV FARROUPILHA ELETROSUL/SCHARLAU	CS	230	65,07			30/10/1978	01/01/2043
LT 230kV FIBRAPLAC/OSORIO 2 C1	CS	230	47,23			30/03/2010	01/01/2043
LT 230kV GRAVATAI2/GRAVATAI3 C1	CD	230	13,09			30/11/2007	01/01/2043
LT 230kV GRAVATAI2/GRAVATAI3 C2	CD	230	13,12			30/03/2010	01/01/2043
LT 230kV GRAVATAI2/JARDIM BOTÂNICO C1	CS	230	33,18			19/03/2019	01/01/2043
LT 230kV JARDIM BOTÂNICO/PORTO ALEGRE 1 C1 R5	CS	230	3,57			02/09/2022	01/01/2049
LT 230kV GRAVATAI2/PORTO ALEGRE6 C1	CD	230	29,23			13/01/1985	01/01/2043
LT 230kV GRAVATAI2/PORTO ALEGRE6 C2	CD	230	29,23			13/01/1985	01/01/2043
LT 230kV GRAVATAI2/PORTO ALEGRE8 C1	CS	230	18,02			08/06/2008	01/01/2043
LT 230kV GRAVATAI2/VIAMÃO3 C1	CS	230	20,54			20/12/2016	01/01/2043
LT 230kV GUARITA/PASSO FUNDO ELETROSUL C1	CS	230	87,12			20/01/1983	01/01/2043
LT 230kV GUARITA/SANTA ROSA1 C1	CS	230	93,05			30/04/1980	01/01/2043
LT 230kV LIUI2/SANTO ANGELO2 C1	CS	230	43,25			02/05/2013	01/01/2043
LT 230kV ITÁ / XANXERÉ C1	CS	230	53,00			14/12/2022	01/01/2049
LT 230kV ITÁ / XANXERÉ C2	CS	230	53,01			14/12/2022	01/01/2049
LT 230kV ITÁ/PINHALZINHO C1	CS	230	100,70			01/02/2023	01/01/2049
LT 230kV ITÁ/PINHALZINHO C2	CS	230	100,70			01/02/2023	01/01/2049
LT 230kV JD BOTÂNICO/PORTO ALEGRE10 C1	CS	230	3,54			19/03/2019	01/01/2043
LT 230kV LAJEADO2/NOVA SANTA RITA C1	CS	230	96,94			30/07/1973	01/01/2043



LT 230kV LAJEADO2/UHE PASSO REAL C1	CS	230	141,66		30/07/1973	01/01/2043
LT 230kV MACAMBARA/SÃO BORJA2 C1	CS	230	53,64		12/12/1982	01/01/2043
LT 230kV MISSOES/SANTO ANGELO ELETROSUL	CS	230	64,33		19/12/1999	01/01/2043
LT 230kV MISSOES/SÃO BORJA2 C1	CS	230	111,78		19/12/1999	01/01/2043
LT 230kV NOVA PETROPOLIS/TAQUARA C1	CS	230	41,74		29/05/2013	01/01/2043
LT 230kV NOVA SANTA RITA/PÓLO PETROQUÍMICO	CS	230	22,58		09/12/1982	01/01/2043
LT 230kV OSÓRIO 3/GRAVATAI 3 C1	CS	230	65,93		11/03/2023	01/01/2049
LT 230kV OSÓRIO2/OSÓRIO3 C1	CS	230	1,32		11/03/2023	01/01/2049
LT 230kV OSÓRIO2/TAQUARA C1	CD	230	56,86		04/08/2003	01/01/2043
LT 230kV PASSO FUNDO ELETROSUL/SANTA MARTA	CS	230	95,99		30/05/1978	01/01/2043
LT 230kV PELOTAS 3/QUINTA C1	CS	230	43,68		29/01/1983	01/01/2043
LT 230kV PELOTAS 3/UTE PRESIDENTE MÉDICI	CS	230	127,06		01/05/2005	01/01/2043
LT 230kV PÓLO PETROQUÍMICO/UHE ITAUBA C1	CS	230	200,98		09/12/1982	01/01/2043
LT 230kV PORTO ALEGRE 1/PORTO ALEGRE 8	CS	230	4,25		02/09/2022	01/01/2049
LT 230kV PORTO ALEGRE4/PORTO ALEGRE10 C1	CS	230	3,52		30/12/1974	01/01/2043
LT 230kV PORTO ALEGRE4/PORTO ALEGRE6 C1	CS	230	10,26		30/12/1974	01/01/2043
LT 230kV PORTO ALEGRE6/PORTO ALEGRE13 C1	CS	230	9,64		30/01/1972	01/01/2043
LT 230kV PORTO ALEGRE6/VIAMÃO3 C1	CS	230	8,85		20/12/1966	01/01/2043
LT 230kV QUINTA/UTE PRESIDENTE MÉDICI C1	CS	230	153,08		13/12/1974	01/01/2043
LT 230kV SANTA CRUZ1/UHE ITAUBA C1	CS	230	127,52		30/07/1981	01/01/2043
LT 230kV SANTA MARIA3/SÃO VICENTE C1	CS	230	83,75		25/06/2015	01/01/2043
LT 230kV SANTA MARIA3/UHE DONA FRANCISCA	CS	230	66,91		30/07/1979	01/01/2043
LT 230kV SANTA MARTA/TAPERÁ2 C1	CS	230	60,50		30/08/1963	01/01/2043
LT 230kV SANTA ROSA1/SANTO ANGELO ELETROSUL C1	CS	230	50,21		19/12/1999	01/01/2043
LT 230kV SANTO ANGELO2/SANTO ANGELO ELETROSUL	CS	230	5,59		19/12/1999	01/01/2043
LT 230kV TAPERÁ2/UHE PASSO REAL C1	CS	230	58,00		30/08/1963	01/01/2043
LT 230kV UHE DONA FRANCISCA/UHE ITAUBA C1	CD	230	23,06		30/07/1979	01/01/2043
LT 230kV UHE DONA FRANCISCA/UHE ITAUBA C2	CD	230	23,11		02/10/2005	01/01/2043
LT 230kV UHE ITAUBA/UHE PASSO REAL C1	CS	230	30,31		30/09/1978	01/01/2043
LT 230kV UHE PASSO REAL/VEÂNANCIO AIRES C1	CS	230	136,60		30/08/1974	01/01/2043
LT 230kV URUGUAIANA5/UTE URUGUAIANA C1	CS	230	5,12		22/12/1999	15/11/2053
LT 69kV ALEGRETE2/ALEGRETE ELETROSUL C1	CS	69	4,55		30/12/1981	01/01/2043
LT 69kV CARAZINHO/SANTA MARTA C1	CS	69	41,35		30/07/1980	01/01/2043
LT 69kV CHARQUEADAS ELETROSUL/SÃO JERÔNIMO C1	CS	69	12,42		30/06/1962	01/01/2043
LT 69kV CHARQUEADAS ELETROSUL/TRIUNFO C1	CS	69	18,01		30/12/1954	01/01/2043
LT 69kV CRUZ ALTA1/IJUI1 C1	CS	69	38,15	166,00	30/09/1962	01/01/2043
LT 69kV CRUZ ALTA1/PANAMBI C1	CS	69	39,60		30/07/1968	01/01/2043
LT 69kV IJUI1/SANTO ANGELO1 C1	CS	69	33,97		30/04/1963	01/01/2043
LT 69kV LAJEADO1/LAJEADO2 C1	CD	69	3,86		22/05/1994	01/01/2043
LT 69kV LAJEADO1/LAJEADO2 C2	CD	69	3,87		22/05/1994	01/01/2043
LT 69kV SANTO ANGELO1/SANTO ANGELO2 C1	CD	69	8,53		27/09/1992	01/01/2043
LT 69kV SANTO ANGELO1/SANTO ANGELO2 C2	CD	69	12,76		27/09/1992	01/01/2043
LT 69kV SÃO JERÔNIMO ELETROSUL/TRIUNFO C1	CS	69	4,25		30/12/1954	01/01/2043
LT 69kV UHE BUGRES/UHE CANASTRA C1	CS	69	7,64		30/12/1952	01/01/2043
SE ALEGRETE 2	230				13/12/1981	01/01/2043
SE BAGÉ 2	230			200,00	01/08/1988	01/01/2043
SE CACHOEIRINHA 1	138			127,00	01/01/1956	01/01/2043
SE CACHOEIRINHA 3	230			495,00	26/11/2023	01/01/2051
SE CAMAQUÁ	230			216,00	03/08/1975	01/01/2043
SE CAMAQUÁ 3	230			-	07/12/2014	01/01/2043
SE CAMPO BOM	230			349,00	27/07/1985	01/01/2043
SE CANOAS 1	230			100,00	26/07/1998	01/01/2043
SE CANOAS 2	230			-	17/08/2002	01/01/2043
SE CANOAS 3	138			-	30/01/2011	01/01/2043
SE CASTERTECH	230			-	29/11/2009	01/01/2043
SE CAXIAS 2	230			207,00	01/05/1988	01/01/2043
SE CAXIAS 5	230			50,00	18/07/1998	01/01/2043
SE CAXIAS 6	230			-	20/08/2012	01/01/2043
SE CAXIAS NORTE	230			-	09/03/2025	01/01/2043
SE CIDADE INDUSTRIAL	230			600,00	07/07/1973	01/01/2043
SE CRUZ ALTA 1	138			116,00	01/01/1950	01/01/2043
SE CRUZ ALTA 2	230			-	13/12/2022	01/01/2043
SE EL DORADO	230			125,00	28/12/1989	01/01/2043
SE ERECHIM 1	138			108,00	28/06/1973	01/01/2043
SE FARROUPILHA	69			25,00	01/10/1967	01/01/2043
SE FIBRAPLAC	230			-	15/06/2003	01/01/2043
SE GARIBALDI 1	230			330,00	06/08/2000	01/01/2043
SE GRAVATAI 2	230			480,00	11/09/1982	01/01/2043
SE GRAVATAI 3	230			-	16/12/2007	01/01/2043
SE GUAIBA 2	230			150,00	19/10/1997	01/01/2043
SE GUARITA	230			274,00	01/05/1977	01/01/2043
SE IJUI 1	69			50,00	01/01/1962	01/01/2043
SE IJUI 2	230			-	14/04/2013	01/01/2043
SE JÚLIO DE CASTILHOS 1	138			-	08/03/2021	01/01/2043
SE LAJEADO 2	230			299,00	26/03/1995	01/01/2043
SE LIVRAMENTO 2	230			100,00	08/12/1993	01/01/2043
SE MACAMBARA	230			299,00	04/12/1983	01/01/2043
SE MARACANAU	230			450,00	14/06/2022	01/01/2048
SE MISSOES	230			-	11/06/2010	01/01/2043
SE MORRO AGUDO	525			800,00	02/07/2017	01/01/2045
SE NOVA PETROPOLIS 2	230			-	03/11/2012	01/01/2043
SE NOVA PRATA 2	230			380,00	08/11/1992	01/01/2043
SE NOVA SANTA RITA	230			-	02/04/2006	01/01/2043
SE OSÓRIO 2	230			303,00	24/09/1995	01/01/2043
SE OSÓRIO 3	230			-	11/03/2023	01/01/2049
SE PANAMBI	69			25,00	01/01/1970	01/01/2043
SE PELOTAS 3	230			299,00	12/01/1986	01/01/2043
SE PINHALZINHO 2	230			-	01/02/2023	01/01/2049
SE PIRACICABA	440			800,00	02/07/2015	01/01/2043
SE POLO PETROQUÍMICO	230			100,00	18/01/1982	01/01/2043
SE PORTO ALEGRE 1	230			249,00	18/06/2023	01/01/2049
SE PORTO ALEGRE 10	230			266,00	30/08/1984	01/01/2043
SE PORTO ALEGRE 13	230			150,00	31/01/1972	01/01/2043
SE PORTO ALEGRE 6	230			322,25	24/10/1975	01/01/2043
SE PORTO ALEGRE 8	230			249,00	08/06/2008	01/01/2043
SE PORTO ALEGRE 9	230			465,00	20/04/1980	01/01/2043
SE QUINTA	230			505,00	13/01/1976	01/01/2043
SE SANREMO	138			-	24/04/2023	01/01/2043
SE SANTA CRUZ 1	230			349,00	02/12/1962	01/01/2043
SE SANTA MARIA 1	138			98,00	25/10/1962	01/01/2043
SE SANTA MARIA 3	230			249,00	20/01/1990	01/01/2043
SE SANTA MARTA	230			361,50	25/01/1962	01/01/2043
SE SANTA ROSA 1	230			274,00	30/01/1983	01/01/2043
SE SANTO ANGELO 2	230			216,00	24/09/1992	01/01/2043
SE SÃO BORJA 2	230			200,00	22/11/1987	01/01/2043
SE SÃO VICENTE	230			175,00	13/11/1969	01/01/2043
SE SCHARLAU	230			235,00	01/01/1954	01/01/2043
SE SCHARLAU 2	230			-	09/12/2010	01/01/2043
SE TAPERÁ 2	230			-	23/03/2005	01/01/2043
SE TAQUARA	230			342,00	01/09/1970	01/01/2043
SE URUGUAIANA 5	230			249,00	18/12/1983	01/01/2043
SE USINA DE BUGRES	69			24,25	16/09/1952	01/01/2043
SE USINA DE CANASTRA	138			85,25	15/12/1956	01/01/2043
SE USINA DE DONA FRANCISCA	230			-	21/01/2001	01/01/2043
SE USINA DE ITAUBA	230			-	19/01/1977	01/01/2043
SE USINA DE JACUÍ	138			25,00	01/10/1967	01/01/2043
SE USINA DE PASSO REAL	230			300,00	29/12/1975	01/01/2043
SE USINA DE PRESIDENTE MÉDICI	230			216,50	05/03/1974	01/01/2043
SE USINA TÉRMICA DE URUGUAIANA	230			-	17/02/2009	01/01/2043
SE VEÂNANCIO AIRES	230			241,00	24/10/1975	01/01/2043
SE VILA MARIA	230			300,00	16/12/2022	01/01/2049
SE XANXERÊ	230			-	14/12/2022	01/01/2049
SE YTA	525			1.344,00	14/12/2022	01/01/2049


**Sociedade de Propósito Específico**

<b>ETAU - EMPRESA TRANSMISSORA DO ALTO URUGUAI S.A.</b>							
LT 230 kV BARRA GRANDE / CAMPOS NOVOS - SC	CS	230	34,63			25/07/2005	18/12/2032
LT 230 kV BARRA GRANDE / LAGOA VERMELHA 2	CS	230	57,89			25/07/2005	18/12/2032
LT 230 kV LAGOA VERMELHA 2 / SANTA MARTA RS	CS	230	95,46			17/04/2005	18/12/2032
SE LAGOA VERMELHA 2		230		300,00		17/04/2005	16/04/2035
<b>TPAE - TRANSMISSORA PORTO ALEGRENSE DE ENERGIA S.A.</b>							
LT 230kV PORTO ALEGRE9/PORTO ALEGRE4 C1	CS	230	10,84			22/11/2013	19/11/2039
SE PORTO ALEGRE 4		230			-	22/11/2013	19/11/2039
SE PORTO ALEGRE 9		230			-	22/11/2013	19/11/2039
<b>TESB - TRANSMISSORA SUL BRASILEIRA DE ENERGIA S.A.</b>							
LT 230kV NOVA SANTA RITA/PORTO ALEGRE 9 C1		230	27,45			21/10/2022	27/07/2041
LT 230kV GRAVATAÍZ/JARDIM BOTÂNICO C1	CD - CD	230	1,62			17/03/2019	27/07/2041
LT 230kV JD BOTÂNICO/PORTO ALEGRE10 C1	CS	230	1,61			17/03/2019	27/07/2041
LT 230kV PORTO ALEGRE 8/PORTO ALEGRE 9 C1		230	10,81			28/10/2023	27/07/2041
LT 230kV RESTINGA/PORTO ALEGRE 13 C1		230	10,88			15/12/2022	27/07/2041
LT 230kV RESTINGA/VIAMÃO3 C1	CS	230	17,19			06/12/2018	27/07/2041
LT 230kV TAQUARA/CAMPO BOM C1		230	29,30			28/09/2022	27/07/2041
SE CANDELÁRIA 2		230		166,00		20/05/2020	27/07/2041
SE JARDIM BOTANICO		230		249,00		19/03/2019	27/07/2041
SE PORTO ALEGRE 13		230			-	11/03/2019	27/07/2041
SE RESTINGA		230		166,00		06/12/2018	27/07/2041
SE VIAMAO 3		230		249,00		04/07/2017	27/07/2041



### Linhas de Transmissão em Operação – Características Financeiras

Linhas de Transmissão e Subestações em Operação - Características Financeiras					
Instalação	Propriedade	RAP (R\$ x mil)	Ano de Degrau da RAP	Mês Base Reajuste	Índice de Correção
		<b>1.068.301.771,78</b>			
ALEGRETE 2	100%	12.626.409,69	Não aplicável	Julho	IPCA
BAGE 2	100%	13.203.878,80	Não aplicável	Julho	IPCA
BUGRES	100%	1.969.181,92	Não aplicável	Julho	IPCA
C.INDUSTRIAL	100%	41.684.125,22	Não aplicável	Julho	IPCA
CACHOEIRINHA 1	100%	11.072.057,08	Não aplicável	Julho	IPCA
CACHOEIRINHA 3	100%	1.719.410,30	Não aplicável	Julho	IPCA
CAMAQUA	100%	11.260.966,52	Não aplicável	Julho	IPCA
CAMAQUA 3	100%	128.864,39	Não aplicável	Julho	IPCA
CAMPO BOM	100%	17.304.591,50	Não aplicável	Julho	IPCA
CANASTRA	100%	3.965.293,70	Não aplicável	Julho	IPCA
CANDELARIA 2	100%	106.439,09	Não aplicável	Julho	IPCA
CANOAS 1	100%	17.676.808,71	Não aplicável	Julho	IPCA
CANOAS 2	100%	1.464.082,67	Não aplicável	Julho	IPCA
CANOAS 3	100%	916.755,92	Não aplicável	Julho	IPCA
CASTERTECH	100%	406.259,99	Não aplicável	Julho	IPCA
CAXIAS	100%	2.702.392,79	Não aplicável	Julho	IPCA
CAXIAS SUL 2	100%	8.978.778,74	Não aplicável	Julho	IPCA
CAXIAS SUL 5	100%	7.683.527,66	Não aplicável	Julho	IPCA
CAXIAS SUL 6	100%	154.435,02	Não aplicável	Julho	IPCA
CHARQUEADAS 3	100%	540.058,99	Não aplicável	Julho	IPCA
CRUZ ALTA 1	100%	9.058.289,75	Não aplicável	Julho	IPCA
CRUZ ALTA 2	100%	325.485,50	Não aplicável	Julho	IPCA
ELDORADO SUL	100%	11.508.973,79	Não aplicável	Julho	IPCA
EREXIM 1	100%	8.553.372,85	Não aplicável	Julho	IPCA
FARROUPILHA 1	100%	3.867.710,44	Não aplicável	Julho	IPCA
FIBRAPLAC	100%	1.128.637,13	Não aplicável	Julho	IPCA
GARIBALDI 1	100%	9.577.505,80	Não aplicável	Julho	IPCA
GRAVATAI 2	100%	42.323.294,08	Não aplicável	Julho	IPCA
GRAVATAI 3	100%	1.295.364,94	Não aplicável	Julho	IPCA
GUAIBA 2	100%	11.065.032,73	Não aplicável	Julho	IPCA
GUARITA	100%	15.436.998,47	Não aplicável	Julho	IPCA
IJUI	100%	6.395.649,66	Não aplicável	Julho	IPCA
IJUI 2	100%	251.708,91	Não aplicável	Julho	IPCA
ITAUBA	100%	8.709.005,61	Não aplicável	Julho	IPCA
JACUI	100%	6.796.809,47	Não aplicável	Julho	IPCA
JULIO DE CASTILHOS	100%	3.414.473,10	Não aplicável	Julho	IPCA
LAJEADO 2	100%	23.847.575,78	Não aplicável	Julho	IPCA
LIVRAMENTO 2	100%	14.798.360,18	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 138 kv C.INDUSTRIAL /CANOAS 3 RS	100%	618.171,45	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 138 kv CACHOEIRINHA 3 /CACHOEIRINHA 1 RS	100%	841.581,45	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 138 kv CANASTRA /TRES COROAS RS	100%	320.933,48	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 138 kv CANOAS 3 /CACHOEIRINHA 3 RS	100%	329.293,32	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 138 kv EREXIM 1 /PASSO FUNDO RS	100%	3.437.440,81	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 138 kv JACUI /CRUZ ALTA 1 RS	100%	1.295.726,24	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 138 kv JACUI /JULIO DE CASTILHOS RS	100%	1.465.163,83	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 138 kv JACUI /PASSO REAL RS	100%	285.667,65	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 138 kv JULIO DE CASTILHOS /SANTA MARIA 1 RS	100%	1.599.362,96	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 138 kv L. VERMELHA 1 /VACARIA RS	100%	3.763.740,67	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 138 kv MASSEY-SPRINGER /RL (SCHARLAU / C.INDUSTRIAL) RS	100%	73.392,94	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 138 kv P.LANSUL /RL (SCHARLAU / C.INDUSTRIAL) RS	100%	7.195,39	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 138 kv S. LUIZ /RL (SCHARLAU / C.INDUSTRIAL) RS	100%	6.394,02	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 138 kv SANREMO /C.INDUSTRIAL RS	100%	505.340,35	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 138 kv SANTA MARIA 1 /SANTA MARIA 3 RS	100%	158.744,26	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 138 kv SANTA MARIA 3 /ALEGRETE RS	100%	3.586.944,38	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 138 kv SANTA MARTA /L. VERMELHA 1 RS	100%	5.330.120,97	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 138 kv SCHARLAU /C.INDUSTRIAL RS	100%	375.444,66	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 138 kv SCHARLAU /SANREMO RS	100%	785.831,13	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 138 kv TAQUARA /CACHOEIRINHA 3 RS	100%	512.288,12	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 138 kv TAQUARA /OSORIO 2 RS	100%	1.445.065,93	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 138 kv TRES COROAS /TAQUARA RS	100%	351.329,19	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kv ALEGRETE 2 /LIVRAMENTO 2 RS	100%	10.310.418,08	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kv ALEGRETE 2 /MACAMBARA RS	100%	6.656.886,19	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kv ALEGRETE 2 /S.VICENTE SUL RS	100%	18.866.561,07	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kv ALEGRETE 2 /URUGUAIANA 5 RS	100%	10.307.009,95	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kv BAGE 2 /CANDIOTA 2 RS	100%	3.900.261,83	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kv BAGE 2 /LIVRAMENTO 2 RS	100%	12.162.901,80	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kv C.INDUSTRIAL /CACHOEIRINHA 3 RS	100%	752.663,35	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kv C.INDUSTRIAL /CANOAS 1 RS	100%	563.299,00	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kv C.INDUSTRIAL /CANOAS 2 RS	100%	841.163,45	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kv C.INDUSTRIAL /CHARQUEADAS 3 RS	100%	1.977.095,17	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kv C.INDUSTRIAL /CHARQUEADAS RS	100%	2.033.001,54	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kv C.INDUSTRIAL /GRAVATAI 3 RS	100%	1.903.037,16	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kv C.INDUSTRIAL /GUAIBA 2 RS	100%	11.551.682,48	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kv C.INDUSTRIAL /NOVA STA RITA RS	100%	4.834.610,07	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kv C.INDUSTRIAL /P.PETROQUIMIC RS	100%	2.283.527,32	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kv C.INDUSTRIAL /PORTO ALEGRE 9 RS	100%	1.126.598,00	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kv C.INDUSTRIAL /V.AIRES RS	100%	2.740.753,83	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kv CACHOEIRINHA 3 /GRAVATAI 2 RS	100%	1.004.634,18	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kv CAMAQUA /GUAIBA 2 RS	100%	2.473.209,91	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kv CAMAQUA 3 /PELOTAS 3 RS	100%	5.730.407,87	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kv CAMPO BOM /CAXIAS RS	100%	6.475.169,90	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kv CAMPO BOM /GRAVATAI 2 RS	100%	2.564.331,21	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kv CANDELARIA 2 /NOVA STA RITA RS	100%	13.678.890,87	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kv CANOAS 1 /PORTO ALEGRE 9 RS	100%	2.136.160,03	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kv CANOAS 2 /CACHOEIRINHA 3 RS	100%	572.414,04	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kv CASTERTECH /CAXIAS SUL 6 RS	100%	103.283,10	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kv CAXIAS /FARROUPILHA RS	100%	3.681.319,76	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kv CAXIAS NORTE /FARROUPILHA RS	100%	407.225,24	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kv CAXIAS SUL 2 /CASTERTECH RS	100%	61.551,48	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kv CAXIAS SUL 2 /CAXIAS NORTE RS	100%	511.882,13	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kv CAXIAS SUL 6 /CAXIAS RS	100%	599.308,15	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kv CHARQUEADAS 3 /CHARQUEADAS RS	100%	515.754,00	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kv CHARQUEADAS 3 /SANTA CRUZ 1 RS	100%	4.898.324,63	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kv CHARQUEADAS /SANTA CRUZ 1 RS	100%	5.529.931,54	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kv CRUZ ALTA 2 /IJUI 2 RS	100%	8.099.867,14	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kv ELDORADO SUL /PORTO ALEGRE 9 RS	100%	639.110,72	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kv FARROUPILHA /SCHARLAU RS	100%	5.215.083,24	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kv FIBRAPLAC /OSORIO 2 RS	100%	3.820.697,45	Não aplicável	Julho	IPCA



LT 230 kV GARIBALDI 1 /FARROUPILHA RS	100%	637.295,63	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV GRAVATAI 2 /GRAVATAI 3 RS	100%	2.468.432,40	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV GRAVATAI 2 /PORTO ALEGRE 6 RS	100%	4.287.970,35	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV GRAVATAI 2 /PORTO ALEGRE 8 RS	100%	541.100,07	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV GRAVATAI 2 /VIAMAO 3 RS	100%	778.001,72	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV GRAVATAI 3 /FIBRAPLAC RS	100%	2.225.150,40	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV GUAIBA 2 /CAMAQUA 3 RS	100%	4.320.049,79	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV GUAIBA 2 /ELDORADO SUL RS	100%	1.319.409,06	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV GUARITA /SANTA ROSA 1 RS	100%	7.474.229,34	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV IJUI 2 /SANTO ANGELO 2 RS	100%	7.419.892,00	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV ITAUBA /CANDELARIA 2 RS	100%	6.107.395,11	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV ITAUBA /P.PETROQUIMIC RS	100%	16.166.838,42	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV ITAUBA /PASSO REAL RS	100%	3.439.211,64	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV ITAUBA /SANTA CRUZ 1 RS	100%	10.459.098,98	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV JARDIM BOTANICO /PORTO ALEGRE 10 RS	100%	202.881,37	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV LAJEADO 2 /NOVA STA RITA RS	100%	2.626.794,88	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV LAJEADO 2 /PASSO REAL RS	100%	3.918.912,64	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV MACAMBARA /SAO BORJA 2 RS	100%	4.299.691,07	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV MISSOES /SAO BORJA 2 RS	100%	3.056.840,11	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV N. PETROPOLIS 2 /CAXIAS RS	100%	763.394,46	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV P.PETROQUIMIC /NOVA STA RITA RS	100%	1.101.363,86	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV PASSO FUNDO /GUARITA RS	100%	6.992.020,99	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV PASSO FUNDO /SANTA MARTA RS	100%	7.715.333,50	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV PASSO REAL /CRUZ ALTA 2 RS	100%	9.822.202,41	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV PASSO REAL /TAPERA 2 RS	100%	1.570.283,33	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV PASSO REAL /V.AIRES RS	100%	3.717.193,50	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV PELOTAS 3 /QUINTA RS	100%	3.526.550,36	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV PORTO ALEGRE 10 /PORTO ALEGRE 4 RS	100%	3.104.293,69	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV PORTO ALEGRE 6 /PORTO ALEGRE 13 RS	100%	2.089.881,76	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV PORTO ALEGRE 6 /PORTO ALEGRE 4 RS	100%	432.661,31	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV PRE.MEDICI /CAMAQUA RS	100%	5.383.672,40	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV PRE.MEDICI /CANDIOTA 2 RS	100%	695.878,14	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV PRE.MEDICI /QUINTA RS	100%	4.188.059,87	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV S.VICENTE SUL /SANTA MARIA 3 RS	100%	14.938.933,44	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV SANTA MARIA 3 /U.D.FRANCISCA RS	100%	10.502.862,84	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV SANTA MARTA /TAPERA 2 RS	100%	1.675.223,95	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV SANTO ANGELO /MISSOES RS	100%	1.748.908,33	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV SANTO ANGELO /SANTA ROSA 1 RS	100%	8.742.327,14	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV SANTO ANGELO /SANTO ANGELO 2 RS	100%	184.301,96	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV SCHARLAU /CHARQUEADAS RS	100%	5.419.218,11	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV TAQUARA /N. PETROPOLIS 2 RS	100%	954.115,54	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV TAQUARA /OSORIO 2 RS	100%	1.549.513,83	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV U.D.FRANCISCA /ITAUBA RS	100%	2.387.382,67	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV UTE URUGUAIANA /ALEGRETE 2 RS	100%	1.807.887,33	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV UTE URUGUAIANA /URUGUAIANA 5 RS	100%	44.482,13	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV VIAMAO 3 /PORTO ALEGRE 6 RS	100%	218.348,67	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 69 kV ALEGRETE 2 /ALEGRETE RS	100%	283.160,52	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 69 kV BUGRES /CANASTRA RS	100%	147.405,60	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 69 kV CRUZ ALTA 1 /IJUI RS	100%	613.382,92	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 69 kV CRUZ ALTA 1 /PANAMBI RS	100%	629.524,58	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 69 kV IJUI /SANTO ANGELO RS	100%	548.816,30	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 69 kV LAJEADO 2 /LAJEADO 1 RS	100%	889.138,58	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 69 kV SANTA MARTA /CARAZINHO RS	100%	2.098.242,39	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 69 kV SANTO ANGELO 2 /SANTO ANGELO RS	100%	2.103.049,55	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 69 kV SAO JERONIMO /TRIUNFO RS	100%	43.537,13	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 69 kV TRIUNFO /CHARQUEADAS 3 RS	100%	158.827,83	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 69 kV UTE SAO JERONIMO /CHARQUEADAS RS	100%	132.813,31	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 69 kV SAO JERONIMO /CHARQUEADAS RS	100%	137.850,53	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 69 kV TRIUNFO /CHARQUEADAS RS	100%	148.015,40	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 69 kV TRIUNFO /SAO JERONIMO RS	100%	45.645,52	Não aplicável	Julho	IPCA
MACAMBARA	100%	12.038.442,47	Não aplicável	Julho	IPCA
MISSOES	100%	122.694,94	Não aplicável	Julho	IPCA
N. PETROPOLIS 2	100%	157.730,36	Não aplicável	Julho	IPCA
NOVA PRATA 2	100%	21.580.673,89	Não aplicável	Julho	IPCA
NOVA STA RITA	100%	2.868.155,66	Não aplicável	Julho	IPCA
OSORIO 2	100%	20.931.877,34	Não aplicável	Julho	IPCA
P.MEDICI	100%	859.091,06	Não aplicável	Julho	IPCA
P.PETROQUIMIC	100%	7.177.541,69	Não aplicável	Julho	IPCA
PANAMBI	100%	2.083.834,49	Não aplicável	Julho	IPCA
PASSO REAL	100%	14.363.370,76	Não aplicável	Julho	IPCA
PORTO ALEGRE 10	100%	12.399.175,05	Não aplicável	Julho	IPCA
PORTO ALEGRE 13	100%	18.266.422,13	Não aplicável	Julho	IPCA
PORTO ALEGRE 6	100%	15.300.348,52	Não aplicável	Julho	IPCA
PORTO ALEGRE 8	100%	4.832.000,34	Não aplicável	Julho	IPCA
PORTO ALEGRE 9	100%	15.371.756,42	Não aplicável	Julho	IPCA
PRE.MEDICI	100%	8.017.142,92	Não aplicável	Julho	IPCA
QUINTA	100%	23.241.013,83	Não aplicável	Julho	IPCA
S.VICENTE SUL	100%	15.934.755,57	Não aplicável	Julho	IPCA
SANREMO	100%	2.240.026,22	Não aplicável	Julho	IPCA
SANTA CRUZ 1	100%	10.714.381,77	Não aplicável	Julho	IPCA
SANTA MARIA 1	100%	6.673.576,79	Não aplicável	Julho	IPCA
SANTA MARIA 3	100%	16.264.188,30	Não aplicável	Julho	IPCA
SANTA MARTA	100%	19.555.150,21	Não aplicável	Julho	IPCA
SANTA ROSA 1	100%	13.508.597,48	Não aplicável	Julho	IPCA
SANTO ANGELO 2	100%	19.409.413,17	Não aplicável	Julho	IPCA
SAO BORJA 2	100%	11.686.681,43	Não aplicável	Julho	IPCA
SCHARLAU	100%	20.600.680,55	Não aplicável	Julho	IPCA
TAPERA 2	100%	1.586.644,76	Não aplicável	Julho	IPCA
TAQUARA	100%	14.808.867,82	Não aplicável	Julho	IPCA
U.D.FRANCISCA	100%	1.871.257,39	Não aplicável	Julho	IPCA
URUGUAIANA 5	100%	9.735.990,29	Não aplicável	Julho	IPCA
UTE URUGUAIANA	100%	550.072,47	Não aplicável	Julho	IPCA
V.AIRES	100%	9.818.270,08	Não aplicável	Julho	IPCA
VIAMAO 3	100%	183.277,96	Não aplicável	Julho	IPCA



Licitadas		220.930.044,65				
<b>CPFL TRANSMISSÃO S.A. (CC 080/2002)</b>						
LT 230 KV PRE.MEDICI /PELOTAS 3 RS	100%	20.527.893,60	2017	Julho	IGPM	
PELOTAS 3	100%	896.223,43	2017	Julho	IGPM	
PRE.MEDICI	100%	1.036.707,77	2017	Julho	IGPM	
<b>CPFL TRANSMISSÃO S.A. (CC 004/2021)</b>						
CACHOEIRINHA 3	100%	11.300.431,56	Não aplicável	Julho	IPCA	
LT 138 KV CACHOEIRINHA 3 /CACHOEIRINHA 1 RS	100%	267.818,27	Não aplicável	Julho	IPCA	
LT 138 KV CANOAS 3 /CACHOEIRINHA 3 RS	100%	144.061,03	Não aplicável	Julho	IPCA	
LT 138 KV TAQUARA /CACHOEIRINHA 3 RS	100%	123.757,24	Não aplicável	Julho	IPCA	
LT 230 KV C.INDUSTRIAL /CACHOEIRINHA 3 RS	100%	163.891,43	Não aplicável	Julho	IPCA	
LT 230 KV CACHOEIRINHA 3 /GRAVATAI 2 RS	100%	249.156,66	Não aplicável	Julho	IPCA	
LT 230 KV CANOAS 2 /CACHOEIRINHA 3 RS	100%	85.265,23	Não aplicável	Julho	IPCA	
<b>TESB - TRANSMISSORA SUL BRASILEIRA DE ENERGIA S.A.</b>						
CAMPO BOM	94%	487.761,43	Não aplicável	Julho	IPCA	
CANDELARIA 2	94%	4.314.908,58	Não aplicável	Julho	IPCA	
JARDIM BOTANICO	94%	17.059.383,17	Não aplicável	Julho	IPCA	
LT 230 KV CAMPO BOM /TAQUARA RS	94%	2.151.242,26	Não aplicável	Julho	IPCA	
LT 230 KV JARDIM BOTANICO FIC /JARDIM BOTANICO RS	94%	2.711.757,16	Não aplicável	Julho	IPCA	
LT 230 KV PORTO ALEGRE 9 /NOVA STA RITA RS	94%	3.384.027,53	Não aplicável	Julho	IPCA	
LT 230 KV PORTO ALEGRE 9 /PORTO ALEGRE 8 RS	94%	2.367.905,74	Não aplicável	Julho	IPCA	
LT 230 KV RESTINGA /PORTO ALEGRE 13 RS	94%	605.541,66	Não aplicável	Julho	IPCA	
LT 230 KV RESTINGA /VIAMAO 3 RS	94%	1.409.434,77	Não aplicável	Julho	IPCA	
NOVA STA RITA	94%	487.761,43	Não aplicável	Julho	IPCA	
PORTO ALEGRE 13	94%	487.761,43	Não aplicável	Julho	IPCA	
PORTO ALEGRE 8	94%	487.761,43	Não aplicável	Julho	IPCA	
PORTO ALEGRE 9	94%	975.522,87	Não aplicável	Julho	IPCA	
RESTINGA	94%	5.181.800,80	Não aplicável	Julho	IPCA	
TAQUARA	94%	487.761,43	Não aplicável	Julho	IPCA	
VIAMAO 3	94%	6.270.176,37	Não aplicável	Julho	IPCA	
<b>CPFL TRANSMISSÃO S.A.</b>						
PIRACICABA	100%	17.727.062,11	Não aplicável	Julho	IPCA	
<b>CPFL MORRO AGUDO S.A.</b>						
MORRO AGUDO	100%	20.532.551,65	Não aplicável	Julho	IPCA	
<b>CPFL MARACANAÚ S.A.</b>						
MARACANAÚ	100%	11.690.288,16	Não aplicável	Julho	IPCA	
<b>CPFL SUL I S.A.</b>						
LT 230 KV ITA /PINHALZINHO SC	100%	17.845.780,00	Não aplicável	Julho	IPCA	
LT 230 KV ITA /XANXERE ESU SC	100%	11.368.952,69	Não aplicável	Julho	IPCA	
ITA	100%	6.457.783,86	Não aplicável	Julho	IPCA	
PINHALZINHO	100%	1.273.263,53	Não aplicável	Julho	IPCA	
XANXERE ESU	100%	1.273.274,86	Não aplicável	Julho	IPCA	
<b>CPFL SUL II S.A.</b>						
LT 230 KV OSORIO 2 /OSORIO 3 RS	100%	1.308.712,51	Não aplicável	Julho	IPCA	
LT 230 KV OSORIO 3 /GRAVATAI 3 RS	100%	6.644.243,64	Não aplicável	Julho	IPCA	
LT 230 KV PORTO ALEGRE 12 /PORTO ALEGRE 1 RS	100%	4.779.107,15	Não aplicável	Julho	IPCA	
LT 230 KV PORTO ALEGRE 8 /PORTO ALEGRE 1 RS	100%	4.062.241,07	Não aplicável	Julho	IPCA	
GRAVATAI 3	100%	944.274,72	Não aplicável	Julho	IPCA	
OSORIO 2	100%	442.598,37	Não aplicável	Julho	IPCA	
OSORIO 3	100%	5.075.481,27	Não aplicável	Julho	IPCA	
PORTO ALEGRE 1	100%	12.036.823,68	Não aplicável	Julho	IPCA	
PORTO ALEGRE 8	100%	988.421,95	Não aplicável	Julho	IPCA	
PORTO ALEGRE 12	100%	1.214.692,70	Não aplicável	Julho	IPCA	
VILA MARIA	100%	11.598.776,43	Não aplicável	Julho	IPCA	
<b>Não Controladas</b>		<b>66.131.310,12</b>				
<b>ETAU - EMPRESA TRANSMISSORA DO ALTO URUGUAI S.A.</b>						
C.NOVOIS	10%	2.036.406,31	2020	Julho	IPCA	
L.VERMELHA 2	10%	27.672.700,81	2020	Julho	IPCA	
LT 230 KV BARRA GRANDE /C.NOVOIS SC	10%	4.234.772,29	2020	Julho	IPCA	
LT 230 KV BARRA GRANDE /L.VERMELHA 2 SC/RS	10%	7.262.332,69	2020	Julho	IPCA	
LT 230 KV L.VERMELHA 2 /SANTA MARTA RS	10%	10.529.251,52	2020	Julho	IPCA	
SANTA MARTA	10%	1.953.219,26	2020	Julho	IPCA	
<b>TPAE - TRANSMISSORA PORTO ALEGRENSE DE ENERGIA S.A.</b>						
LT 230 KV PORTO ALEGRE 9 /PORTO ALEGRE 4 RS	10%	11.506.172,59	Não aplicável	Julho	IPCA	
PORTO ALEGRE 4	10%	468.227,33	Não aplicável	Julho	IPCA	
PORTO ALEGRE 9	10%	468.227,33	Não aplicável	Julho	IPCA	



## Projetos de Linhas – Características Físicas

### Projetos de Linhas e Subestações - Características Físicas

Instalação	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Capacidade Transformação (MVA)	Início de operação Comercial	Vencimento de Outorga
<b>Integral</b>			<b>0</b>	<b>440</b>		
SE Porto Alegre 9 (Ampliação)		230		90		01/01/2043
SE Porto Alegre 6 (Ampliação)		230		100		01/01/2043
SE Gravataí 2 (Ampliação)		230		100		01/01/2043
SE Pelotas 3 (Adequação)		230		-		01/01/2043
SE Eldorado (Ampliação)		230		100		01/01/2043
SE Quinta (Adequação)		230		-		01/01/2043
SE Caxias 2 (Adequação)		230		-		01/01/2043
SE Scharlau (Ampliação)		230		50		01/01/2043
SE Guarita (Adequação)		230		-		01/01/2043
SE Porto Alegre 9 - TR2 (Adequação)		230		-		01/01/2043
SE Gravataí 2 - BCs (Adequação)		230		-		01/01/2043
SE Bagé 2 (Adequação)		230		-		01/01/2043
SE Usina Presidente Médici (Adequação)		230		-		01/01/2043
2 LTs CAC3-TAQ e OSO2-TAQ (Adequação)	C1	138		-		01/01/2043
SE Alegrete 2 - RT (Adequação)		230		-		01/01/2043
SE Santa Rosa 1 (Adequação)		230		-		01/01/2043
SE Venâncio Aires (Ampliação)		69		17		01/01/2043
SE Santa Cruz 1 (Ampliação)		69		-		01/01/2043
SE Caxias 5 (Adequação)		230		-		01/01/2043
SE Nova Santa Rita (Adequação)		230		-		01/01/2043
SE Garibaldi 1 (Ampliação)		69		-		01/01/2043
SE Taquara (Ampliação)		230		150		01/01/2043
<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>607</b>		



### Projetos de Linhas – Características Financeiras

Projetos de Linhas e Subestações – Características Financeiras					
Instalação	Propriedade	RAP (Mil Reais)	Ano de Degrau da RAP	Mês Base	Índice de Correção
<b>Integral</b>		<b>163.622.241,03</b>			
SE Porto Alegre 9 (Ampliação)	100%	14.673.748,54	Não aplicável	Julho	IPCA
SE Porto Alegre 6 (Ampliação)	100%	15.845.164,32	Não aplicável	Julho	IPCA
SE Gravataí 2 (Ampliação)	100%	69.985.997,30	Não aplicável	Julho	IPCA
SE Pelotas 3 (Adequação)	100%	(sem RAP Prévia)	Não aplicável	Julho	IPCA
SE Eldorado (Ampliação)	100%	11.966.819,76	Não aplicável	Julho	IPCA
SE Quinta (Adequação)	100%	7.084.106,08	Não aplicável	Julho	IPCA
SE Caxias 2 (Adequação)	100%	1.693.762,94	Não aplicável	Julho	IPCA
SE Scharlau (Ampliação)	100%	11.101.824,89	Não aplicável	Julho	IPCA
SE Guarita (Adequação)	100%	4.754.331,68	Não aplicável	Julho	IPCA
SE Porto Alegre 9 - TR2 (Adequação)	100%	7.020.380,41	Não aplicável	Julho	IPCA
SE Gravataí 2 - BCs (Adequação)	100%	1.261.280,14	Não aplicável	Julho	IPCA
SE Bagé 2 (Adequação)	100%	(sem RAP Prévia)	Não aplicável	Julho	IPCA
SE Usina Presidente Médici (Adequação)	100%	5.566.412,64	Não aplicável	Julho	IPCA
2 LTs CAC3-TAQ e OSO2-TAQ (Adequação)	100%	(sem RAP Prévia)	Não aplicável	Julho	IPCA
SE Alegrete 2 - RT (Adequação)	100%	2.070.268,22	Não aplicável	Julho	IPCA
SE Santa Rosa 1 (Adequação)	100%	2.794.945,83	Não aplicável	Julho	IPCA
SE Venâncio Aires (Ampliação)	100%	850.592,58	Não aplicável	Julho	IPCA
SE Santa Cruz 1 (Ampliação)	100%	(sem RAP Prévia)	Não aplicável	Julho	IPCA
SE Caxias 5 (Adequação)	100%	(sem RAP Prévia)	Não aplicável	Julho	IPCA
SE Nova Santa Rita (Adequação)	100%	(sem RAP Prévia)	Não aplicável	Julho	IPCA
SE Garibaldi 1 (Ampliação)	100%	(sem RAP Prévia)	Não aplicável	Julho	IPCA
SE Taquara (Ampliação)	100%	6.952.605,70	Não aplicável	Julho	IPCA



**Projetos de Linhas – Evolução Física e Investimentos**

<b>Projetos de Linhas e Subestações – Evolução Geral e Investimentos</b>		
<b>Controladora</b>		
<b>Instalação</b>	<b>Evolução Geral</b>	<b>Investimento Realizado (Mil Reais)</b>
<b>Integral</b>		<b>1.037.563.907,36</b>
SE Porto Alegre 9 (Ampliação)	84%	166.314.313,57
SE Porto Alegre 6 (Ampliação)	80%	154.197.793,05
SE Gravataí 2 (Ampliação)	70%	322.584.283,07
SE Pelotas 3 (Adequação)	51%	34.580.706,71
SE Eldorado (Ampliação)	64%	51.845.995,94
SE Quinta (Adequação)	3%	41.238.588,46
SE Caxias 2 (Adequação)	61%	28.692.227,91
SE Scharlau (Ampliação)	1%	21.602.681,46
SE Guarita (Adequação)	4%	23.951.146,72
SE Porto Alegre 9 - TR2 (Adequação)	96%	40.196.885,36
SE Gravataí 2 - BCs (Adequação)	31%	7.554.502,41
SE Bagé 2 (Adequação)	1%	12.318.763,23
SE Usina Presidente Médici (Adequação)	22%	62.763.664,80
2 LTs CAC3-TAQ e OSO2-TAQ (Adequação)	77%	21.855.722,62
SE Alegrete 2 - RT (Adequação)	41%	2.660.815,85
SE Santa Rosa 1 (Adequação)	1%	4.100.422,40
SE Venâncio Aires (Ampliação)	1%	7.967.276,01
SE Santa Cruz 1 (Ampliação)	1%	6.758.231,82
SE Caxias 5 (Adequação)	5%	5.210.550,85
SE Nova Santa Rita (Adequação)	2%	7.891.375,31
SE Garibaldi 1 (Ampliação)	1%	1.318.833,15
SE Taquara (Ampliação)	1%	11.959.126,66



RAP Esperada – R\$ Mi

Controladora	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>CPFL-T - CC 055/2001</b>	<b>1.118.219.921</b>	<b>1.082.614.300</b>	<b>1.168.004.118</b>	<b>1.210.396.166</b>	<b>1.095.117.186</b>	<b>970.614.411</b>	<b>970.614.411</b>
ALEGRETE 2	14.189.750,72	12.626.409,69	14.015.977,10	14.015.977,10	12.329.669,01	10.643.360,91	10.643.360,91
BAGE 2	13.955.143,05	13.203.878,80	12.692.180,15	12.692.180,15	11.622.045,74	10.551.911,32	10.551.911,32
BUGRES	1.659.998,79	1.969.181,92	2.215.894,47	2.215.894,47	2.050.143,56	1.884.392,64	1.884.392,64
C.INDUSTRIAL	32.208.058,52	41.684.125,22	43.593.323,73	43.593.323,73	42.434.385,89	41.275.448,05	41.275.448,05
CACHOEIRINHA 1	10.729.924,09	11.072.057,08	11.815.080,78	11.815.080,78	11.815.080,78	11.815.080,78	11.815.080,78
CACHOEIRINHA 3	6.018.749,41	1.719.410,30	1.699.958,15	1.699.958,15	1.699.958,15	1.699.958,15	1.699.958,15
CAMAQUA	11.392.299,91	11.260.966,52	10.772.675,82	10.772.675,82	9.652.488,61	8.532.301,39	8.532.301,39
CAMAQUA 3	152.801,18	128.864,39	126.552,76	126.552,76	126.552,76	126.552,76	126.552,76
CAMPO BOM	17.459.157,46	17.304.591,50	16.343.348,96	18.860.249,74	23.263.279,39	20.864.333,11	20.864.333,11
CANASTRA	2.878.875,16	3.965.293,70	5.448.806,61	5.448.806,61	5.394.760,65	5.340.714,68	5.340.714,68
CANDELARIA 2	-	106.439,09	210.469,83	210.469,83	210.469,83	210.469,83	210.469,83
CANOA 1	15.593.019,66	17.676.808,71	14.142.878,81	14.142.878,81	13.406.797,98	12.670.717,14	12.670.717,14
CANOA 2	1.500.659,32	1.464.082,67	1.414.268,17	1.414.268,17	1.414.268,17	1.414.268,17	1.414.268,17
CANOA 3	937.795,55	916.755,92	885.275,80	885.275,80	885.275,80	885.275,80	885.275,80
CASTERTECH	420.719,81	406.259,99	399.620,38	399.620,38	399.620,38	399.620,38	399.620,38
CAXIAS	2.769.426,41	2.702.392,79	2.610.514,80	2.610.514,80	2.610.514,80	2.610.514,80	2.610.514,80
CAXIAS SUL 2	10.624.172,59	8.978.778,74	10.163.738,09	10.163.738,09	8.545.755,25	6.927.772,40	6.927.772,40
CAXIAS SUL 5	7.354.025,17	7.683.527,66	7.312.913,46	7.312.913,46	6.260.300,31	5.207.687,15	5.207.687,15
CAXIAS SUL 6	165.073,32	154.435,02	151.766,13	151.766,13	151.766,13	151.766,13	151.766,13
CHARQUEADAS 3	-	540.058,99	1.067.898,31	1.067.898,31	1.067.898,31	1.067.898,31	1.067.898,31
CRUZ ALTA 1	9.592.200,49	9.058.289,75	8.503.323,02	8.503.323,02	6.952.216,29	5.401.109,56	5.401.109,56
CRUZ ALTA 2	406.386,24	325.485,50	319.565,86	319.565,86	319.565,86	319.565,86	319.565,86
ELDORADO SUL	9.781.538,49	11.508.973,79	11.249.903,37	23.853.333,29	23.370.085,34	22.886.837,39	22.886.837,39
EREXIM 1	8.185.332,64	8.553.372,85	8.182.154,73	8.182.154,73	7.430.033,31	6.677.911,88	6.677.911,88
FARROUPILHA 1	4.013.098,72	3.867.710,44	3.668.641,64	3.668.641,64	3.264.527,89	2.860.414,14	2.860.414,14
FIBRAPLAC	1.169.357,66	1.128.637,13	1.089.488,10	1.089.488,10	1.089.488,10	1.089.488,10	1.089.488,10
GARIBALDI 1	8.928.812,54	9.577.505,80	9.111.897,44	9.111.897,44	9.111.897,44	9.111.897,44	9.111.897,44
GRAVATAI 2	36.785.979,45	42.323.294,08	106.385.455,35	106.385.455,35	101.788.819,95	97.192.184,55	97.192.184,55
GRAVATAI 3	1.334.981,39	1.295.364,94	1.252.476,28	1.252.476,28	1.252.476,28	1.252.476,28	1.252.476,28
GUAIBA 2	10.649.740,32	11.065.032,73	10.720.706,72	10.720.706,72	10.135.502,60	9.550.298,47	9.550.298,47
GUARITA	17.297.496,54	15.436.998,47	20.065.250,22	20.065.250,22	19.610.525,02	19.155.799,82	19.155.799,82
IJUI	7.051.309,22	6.395.649,66	6.212.610,15	6.212.610,15	5.932.263,25	5.651.916,34	5.651.916,34
IJUI 2	257.371,58	251.708,91	247.526,64	247.526,64	247.526,64	247.526,64	247.526,64
ITAUBA	8.391.932,73	8.709.005,61	8.215.991,00	8.215.991,00	7.636.522,08	7.057.053,16	7.057.053,16
JACUI	6.360.302,63	6.796.809,47	6.634.038,56	6.634.038,56	6.634.038,56	6.634.038,56	6.634.038,56
JULIO DE CASTILHOS	2.704.586,60	3.414.473,10	3.383.087,28	3.383.087,28	3.383.087,28	3.383.087,28	3.383.087,28
LAJEADO 2	23.207.665,07	23.847.575,78	22.892.978,07	22.892.978,07	20.319.904,35	17.746.830,62	17.746.830,62
LIVRAMENTO 2	13.600.547,20	14.798.360,18	13.863.532,68	13.863.532,68	12.092.583,88	10.321.635,08	10.321.635,08
LT 138 kv C.INDUSTRIAL /CANOAS 3 RS	566.101,28	618.171,45	609.861,51	609.861,51	609.861,51	609.861,51	609.861,51
LT 138 kv CACHOEIRINHA 3 /CACHOEIRINHA 1 RS	536.373,64	841.581,45	820.976,03	820.976,03	820.976,03	820.976,03	820.976,03
LT 138 kv CANASTRA /TRES COROAS RS	332.512,56	320.933,48	309.801,26	309.801,26	309.801,26	309.801,26	309.801,26
LT 138 kv CANOAS 3 /CACHOEIRINHA 3 RS	227.423,64	329.293,32	323.800,94	323.800,94	323.800,94	323.800,94	323.800,94
LT 138 kv EREXIM 1 /PASSO FUNDO RS	1.655.020,50	3.437.440,81	3.378.494,60	3.378.494,60	3.378.494,60	3.378.494,60	3.378.494,60
LT 138 kv JACUI /CRUZ ALTA 1 RS	1.306.330,39	1.295.726,24	1.252.296,97	1.252.296,97	1.252.296,97	1.252.296,97	1.252.296,97
LT 138 kv JACUI /JULIO DE CASTILHOS RS	1.421.633,27	1.465.163,83	1.433.296,27	1.433.296,27	1.433.296,27	1.433.296,27	1.433.296,27
LT 138 kv JACUI /PASSO REAL RS	139.965,62	285.667,65	275.758,70	275.758,70	275.758,70	275.758,70	275.758,70
LT 138 kv JULIO DE CASTILHOS /SANTA MARIA 1 RS	1.832.837,40	1.599.362,96	1.558.603,30	1.558.603,30	1.558.603,30	1.558.603,30	1.558.603,30
LT 138 kv L. VERMELHA 1 /VACARIA RS	3.947.634,21	3.763.740,67	3.428.206,10	3.428.206,10	2.331.816,11	1.235.426,11	1.235.426,11
LT 138 kv MASSEY-SPRINGER /RL (SCHARLAW /C.INDUSTRIAL) RS	102.992,83	73.392,94	66.850,02	66.850,02	45.470,42	24.090,81	24.090,81
LT 138 kv P.LANSUL /RL (SCHARLAW /C.INDUSTRIAL) RS	10.097,34	7.195,39	6.553,92	6.553,92	4.457,88	2.361,84	2.361,84
LT 138 kv S. LUIZ /RL (SCHARLAW /C.INDUSTRIAL) RS	8.972,77	6.394,02	5.824,00	5.824,00	3.961,40	2.098,80	2.098,80
LT 138 kv SANREMO /C.INDUSTRIAL RS	245.104,24	505.340,35	492.959,39	492.959,39	492.959,39	492.959,39	492.959,39
LT 138 kv SANTA MARIA 1 /SANTA MARIA 3 RS	168.266,32	158.744,26	153.532,57	153.532,57	153.532,57	153.532,57	153.532,57
LT 138 kv SANTA MARIA 3 /ALEGRETE RS	3.720.153,78	3.586.944,38	3.462.818,72	3.462.818,72	3.462.818,72	3.462.818,72	3.462.818,72
LT 138 kv SANTA MARTA /L. VERMELHA 1 RS	5.590.546,68	5.330.120,97	4.854.944,81	4.854.944,81	3.302.263,10	1.749.581,39	1.749.581,39
LT 138 kv SCHARLAW /C.INDUSTRIAL RS	594.028,20	375.444,66	362.421,61	362.421,61	362.421,61	362.421,61	362.421,61
LT 138 kv SCHARLAW /CANOAS RS	377.155,61	785.831,13	774.829,17	774.829,17	774.829,17	774.829,17	774.829,17
LT 138 kv TAQUARA /CACHOEIRINHA 3 RS	308.950,01	512.288,12	497.175,09	497.175,09	497.175,09	497.175,09	497.175,09
LT 138 kv TAQUARA /OSORIO 2 RS	1.524.351,26	1.445.065,93	1.403.341,72	1.403.341,72	1.403.341,72	1.403.341,72	1.403.341,72
LT 138 kv TRES COROAS /TAQUARA RS	386.999,84	351.329,19	339.142,63	339.142,63	339.142,63	339.142,63	339.142,63
LT 230 kv ALEGRETE 2 /LIVRAMENTO 2 RS	14.468.682,38	10.310.418,08	9.391.252,27	9.391.252,27	6.387.793,69	3.384.335,11	3.384.335,11
LT 230 kv ALEGRETE 2 /MACAMBARA RS	9.341.655,32	6.656.886,19	6.063.429,93	6.063.429,93	4.124.257,16	2.185.084,39	2.185.084,39
LT 230 kv ALEGRETE 2 /S.VICENTE SUL RS	17.140.445,85	18.866.561,07	18.005.778,79	18.005.778,79	15.445.181,57	12.884.584,35	12.884.584,35
LT 230 kv ALEGRETE 2 /URUGUAIANA 5 RS	14.521.776,68	10.307.009,95	9.394.554,77	9.394.554,77	6.418.253,51	3.441.952,24	3.441.952,24
LT 230 kv BAGE 2 /CANDIOTA 2 RS	5.473.264,92	3.900.261,83	3.552.556,50	3.552.556,50	2.416.397,45	1.280.238,39	1.280.238,39
LT 230 kv BAGE 2 /LIVRAMENTO 2 RS	17.068.285,86	12.162.901,80	11.078.588,49	11.078.588,49	7.535.495,33	3.992.402,17	3.992.402,17
LT 230 kv C.INDUSTRIAL /CACHOEIRINHA 3 RS	467.004,06	752.663,35	685.690,45	685.690,45	466.910,39	248.130,32	248.130,32
LT 230 kv C.INDUSTRIAL /CANOAS 1 RS	648.467,00	563.299,00	513.081,33	513.081,33	348.990,49	184.899,64	184.899,64
LT 230 kv C.INDUSTRIAL /CANOAS 2 RS	1.180.410,60	841.163,45	766.174,38	766.174,38	521.140,71	276.107,04	276.107,04
LT 230 kv C.INDUSTRIAL /CHARQUEADAS 3 RS	-	1.977.095,17	3.909.455,49	3.909.455,49	2.823.162,89	1.736.870,28	1.736.870,28
LT 230 kv C.INDUSTRIAL /CHARQUEADAS RS	5.289.431,78	2.033.001,54	-	-	-	-	-
LT 230 kv C.INDUSTRIAL /GRAVATAI 2 RS	3.780.807,47	1.903.037,16	1.733.382,86	1.733.382,86	1.179.021,90	624.660,94	624.660,94
LT 230 kv C.INDUSTRIAL /GUAIBA 2 RS	17.103.858,60	11.551.682,48	10.639.125,34	10.639.125,34	7.712.924,64	4.786.723,93	4.786.723,93
LT 230 kv C.INDUSTRIAL /NOVA STA RITA RS	5.799.569,00	4.834.610,07	4.433.015,11	4.433.015,11	3.229.709,25	2.026.403,38	2.026.403,38
LT 230 kv C.INDUSTRIAL /P.PETROQUIMIC RS	3.028.860,67	2.283.527,32	2.076.624,10	2.076.624,10	1.469.634,70	862.645,29	862.645,29
LT 230 kv C.INDUSTRIAL /PORTO ALEGRE 9 RS	1.181.642,73	1.126.598,00	1.026.162,66	1.026.162,66	697.980,97	369.799,28	369.799,28
LT 230 kv C.INDUSTRIAL /V.AIRES RS	2.839.638,53	2.740.753,83	2.645.685,31	2.645.685,31	2.645.685,31	2.645.685,31	2.645.685,31
LT 230 kv CACHOEIRINHA 3 /GRAVATAI 2 RS	637.853,61	1.004.634,18	915.324,72	915.324,72	623.617,97	331.911,22	331.911,22
LT 230 kv CAMAQUA /GUAIBA 2 RS	2.562.441,79	2.473.209,91	2.387.421,68	2.387.421,68	2.387.421,68	2.387.421,68	2.387.421,68
LT 230 kv CAMAQUA 3 /PELOTAS 3 RS	8.041.092,13	5.730.407,87	5.219.732,86	5.219.732,86	3.551.211,55	1.882.690,23	1.882.690,23
LT 230 kv CAMPO BOM /CAXIAS RS	8.484.609,76	6.475.169,90	5.987.200,19	5.987.200,19	4.578.531,53	3.169.862,86	3.169.862,86
LT 230 kv CAMPO BOM /GRAVATAI 2 RS	3.351.5						



LT 230 kv CAXIAS SUL 2 /CASTERTECH RS	64.007,68	61.551,48	59.435,52	59.435,52	59.435,52	59.435,52	59.435,52	59.435,52
LT 230 kv CAXIAS SUL 2 /CAXIAS NORTE RS	-	511.882,13	1.012.182,13	1.012.182,13	688.471,62	364.761,10	-	364.761,10
LT 230 kv CAXIAS SUL 2 /FARROUPILHA RS	2.092.786,51	-	-	-	-	-	-	-
LT 230 kv CAXIAS SUL 6 /CAXIAS RS	621.125,65	599.308,15	578.535,73	578.535,73	578.535,73	578.535,73	578.535,73	578.535,73
LT 230 kv CHARQUEADAS 3 /CHARQUEADAS RS	-	515.754,00	1.019.838,27	1.019.838,27	958.754,49	897.670,71	-	897.670,71
LT 230 kv CHARQUEADAS 3 /SANTA CRUZ 1 RS	-	4.898.324,63	9.685.817,04	9.685.817,04	6.871.268,91	4.056.720,77	-	4.056.720,77
LT 230 kv CHARQUEADAS /SANTA CRUZ 1 RS	14.403.464,67	5.529.931,54	-	-	-	-	-	-
LT 230 kv CRUZ ALTA 2 /IUII 2 RS	7.362.159,12	8.099.867,14	7.730.749,00	7.730.749,00	6.631.679,13	5.532.609,26	-	5.532.609,26
LT 230 kv EL DORADO SUL /PORTO ALEGRE 9 RS	628.957,97	639.110,72	618.910,63	618.910,63	618.910,63	618.910,63	-	618.910,63
LT 230 kv FARROUPILHA /SCHARLAU RS	5.469.888,29	5.215.083,24	4.750.162,60	4.750.162,60	3.230.991,76	1.711.820,91	-	1.711.820,91
LT 230 kv FIBRAPLAC /OSORIO 2 RS	5.361.611,67	3.820.697,45	3.480.085,22	3.480.085,22	2.367.103,53	1.254.121,84	-	1.254.121,84
LT 230 kv GARIBALDI 1 /FARROUPILHA RS	660.288,87	637.295,63	615.189,76	615.189,76	615.189,76	615.189,76	-	615.189,76
LT 230 kv GRAVATAI 2 /GRAVATAI 3 RS	3.045.640,30	2.468.432,40	2.301.839,27	2.301.839,27	1.915.619,54	1.529.399,80	-	1.529.399,80
LT 230 kv GRAVATAI 2 /JARDIM BOTANICO RS	4.831.562,09	3.443.030,84	3.136.118,19	3.136.118,19	2.133.278,83	1.130.439,46	-	1.130.439,46
LT 230 kv GRAVATAI 2 /PORTO ALEGRE 6 RS	5.835.463,26	4.287.970,35	3.891.258,04	3.891.258,04	2.704.186,44	1.517.114,84	-	1.517.114,84
LT 230 kv GRAVATAI 2 /PORTO ALEGRE 8 RS	560.622,62	541.100,07	522.330,93	522.330,93	522.330,93	522.330,93	-	522.330,93
LT 230 kv GRAVATAI 2 /VIAMAO 3 RS	806.181,95	778.001,72	751.023,75	751.023,75	751.023,75	751.023,75	-	751.023,75
LT 230 kv GRAVATAI 3 /FIBRAPLAC RS	3.122.569,25	2.225.150,40	2.026.779,96	2.026.779,96	1.378.586,36	730.392,75	-	730.392,75
LT 230 kv GUAIBA 2 /CAMAQUA 3 RS	6.061.926,69	4.320.049,79	3.935.107,11	3.935.107,11	2.677.427,73	1.419.748,34	-	1.419.748,34
LT 230 kv GUAIBA 2 /ELDORADO SUL RS	1.294.155,11	1.319.409,06	1.291.516,23	1.291.516,23	1.291.516,23	1.291.516,23	-	1.291.516,23
LT 230 kv GUARITA /SANTA ROSA 1 RS	7.839.414,57	7.474.229,34	6.807.907,56	6.807.907,56	4.630.640,06	2.453.372,55	-	2.453.372,55
LT 230 kv IUII 2 /SANTO ANGELO 2 RS	6.743.945,02	7.419.992,00	7.081.783,25	7.081.783,25	6.075.089,68	5.068.396,10	-	5.068.396,10
LT 230 kv ITAUBA /CANDELARIA 2 RS	6.316.214,14	6.107.395,11	5.751.318,94	5.751.318,94	4.410.124,18	3.068.929,42	-	3.068.929,42
LT 230 kv ITAUBA /P. PETROQUIMIC RS	22.687.038,34	16.166.836,42	14.725.577,26	14.725.577,26	10.016.124,24	5.306.671,21	-	5.306.671,21
LT 230 kv ITAUBA /PASSO REAL RS	1.748.158,21	3.439.211,64	3.189.610,99	3.189.610,99	2.417.032,20	1.644.453,41	-	1.644.453,41
LT 230 kv ITAUBA /SANTA CRUZ 1 RS	14.677.327,35	10.459.098,98	9.526.678,39	9.526.678,39	6.479.908,57	3.433.138,75	-	3.433.138,75
LT 230 kv JARDIM BOTANICO /PORTO ALEGRE 10 RS	284.637,50	202.881,37	184.825,54	184.825,54	125.852,34	66.879,13	-	66.879,13
LT 230 kv LAJEADO 2 /NOVA STA RITA RS	2.721.568,01	2.626.794,88	2.535.679,25	2.535.679,25	2.535.679,25	2.535.679,25	-	2.535.679,25
LT 230 kv LAJEADO 2 /PASSO REAL RS	4.051.905,73	3.918.912,64	3.783.329,49	3.783.329,49	3.783.329,49	3.783.329,49	-	3.783.329,49
LT 230 kv MACAMBARA /SAO BORJA 2 RS	6.033.786,79	4.299.691,07	3.916.376,93	3.916.376,93	2.663.862,83	1.411.348,73	-	1.411.348,73
LT 230 kv MISSOES /SAO BORJA 2 RS	3.167.163,91	3.056.840,11	2.950.810,32	2.950.810,32	2.950.810,32	2.950.810,32	-	2.950.810,32
LT 230 kv N. PETROPOLIS 2 /CAXIAS RS	791.041,17	763.394,46	736.923,02	736.923,02	736.923,02	736.923,02	-	736.923,02
LT 230 kv P. PETROQUIMIC /NOVA STA RITA RS	1.545.551,67	1.101.363,86	1.003.178,12	1.003.178,12	682.347,22	361.516,32	-	361.516,32
LT 230 kv PASSO FUNDO /GUARITA RS	9.811.952,36	6.992.020,99	6.368.687,72	6.368.687,72	4.331.889,09	2.295.090,45	-	2.295.090,45
LT 230 kv PASSO FUNDO /SANTA MARTA RS	8.092.298,91	7.715.333,50	7.027.517,48	7.027.517,48	4.780.015,54	2.532.513,60	-	2.532.513,60
LT 230 kv PASSO REAL /CRUZ ALTA 2 RS	9.827.202,41	9.827.202,41	9.374.567,43	9.374.567,43	8.041.652,91	6.708.738,39	-	6.708.738,39
LT 230 kv PASSO REAL /TAPERA 2 RS	1.626.938,18	1.570.283,33	1.515.814,91	1.515.814,91	1.515.814,91	1.515.814,91	-	1.515.814,91
LT 230 kv PASSO REAL /V. AIRES RS	3.851.307,54	3.717.193,50	3.588.255,21	3.588.255,21	3.588.255,21	3.588.255,21	-	3.588.255,21
LT 230 kv PELOTAS 3 /QUINTA RS	4.948.832,98	3.526.550,36	3.212.161,12	3.212.161,12	2.184.865,44	1.157.569,76	-	1.157.569,76
LT 230 kv PORTO ALEGRE 10 /PORTO ALEGRE 4 RS	4.356.277,22	3.104.293,69	2.827.548,30	2.827.548,30	1.923.257,38	1.018.966,45	-	1.018.966,45
LT 230 kv PORTO ALEGRE 6 /PORTO ALEGRE 13 RS	1.898.959,89	2.089.881,76	1.994.609,41	1.994.609,41	1.710.862,29	1.427.115,17	-	1.427.115,17
LT 230 kv PORTO ALEGRE 6 /PORTO ALEGRE 4 RS	450.068,49	432.661,31	419.624,44	419.624,44	419.624,44	419.624,44	-	419.624,44
LT 230 kv PRE.MEDICI /CAMAQUA RS	5.577.911,97	5.383.672,40	5.196.928,96	5.196.928,96	5.196.928,96	5.196.928,96	-	5.196.928,96
LT 230 kv PRE.MEDICI /CANDIOTA 2 RS	671.101,22	695.876,14	670.343,35	670.343,35	614.858,15	559.372,94	-	559.372,94
LT 230 kv PRE.MEDICI /QUINTA RS	4.339.162,48	4.188.059,87	4.042.788,64	4.042.788,64	4.042.788,64	4.042.788,64	-	4.042.788,64
LT 230 kv S.VICENTE SUL /SANTA MARIA 3 RS	13.574.182,01	14.938.933,44	14.257.905,81	14.257.905,81	12.229.619,12	10.201.332,43	-	10.201.332,43
LT 230 kv SANTA MARIA 3 /U.D.FRANCISCA RS	9.543.370,17	10.502.862,84	10.024.064,28	10.024.064,28	8.598.071,12	7.172.077,96	-	7.172.077,96
LT 230 kv SANTA MARTA /TAPERA 2 RS	1.735.664,99	1.675.223,95	1.617.115,46	1.617.115,46	1.617.115,46	1.617.115,46	-	1.617.115,46
LT 230 kv SANTO ANGELO /MISSOES RS	1.812.042,76	1.748.908,33	1.688.246,77	1.688.246,77	1.688.246,77	1.688.246,77	-	1.688.246,77
LT 230 kv SANTO ANGELO /SANTA ROSA 1 RS	7.943.668,82	8.742.327,14	8.343.786,88	8.343.786,88	7.156.824,92	5.969.862,96	-	5.969.862,96
LT 230 kv SANTO ANGELO /SANTO ANGELO 2 RS	190.951,46	184.301,96	177.909,08	177.909,08	177.909,08	177.909,08	-	177.909,08
LT 230 kv SCHARLAU /CHARQUEADAS RS	5.683.997,04	5.419.218,11	4.936.099,00	4.936.099,00	3.357.463,00	1.778.827,00	-	1.778.827,00
LT 230 kv TAQUARA /N. PETROPOLIS 2 RS	988.643,35	954.115,54	921.028,55	921.028,55	921.028,55	921.028,55	-	921.028,55
LT 230 kv TAQUARA /OSORIO 2 RS	1.605.419,33	1.549.513,83	1.495.765,85	1.495.765,85	1.495.765,85	1.495.765,85	-	1.495.765,85
LT 230 kv U.D.FRANCISCA /ITAUBA RS	1.214.334,81	2.387.382,67	2.212.417,68	2.212.417,68	1.719.512,41	1.226.607,14	-	1.226.607,14
LT 230 kv UTE URUGUAIANA /ALEGRETE 2 RS	2.257.245,08	1.807.887,33	1.775.006,99	1.775.006,99	1.775.006,99	1.775.006,99	-	1.775.006,99
LT 230 kv UTE URUGUAIANA /URUGUAIANA 5 RS	55.538,35	44.482,13	43.673,13	43.673,13	43.673,13	43.673,13	-	43.673,13
LT 230 kv VIAMAO 3 /PORTO ALEGRE 6 RS	226.336,97	218.348,67	210.783,38	210.783,38	210.783,38	210.783,38	-	210.783,38
LT 69 kv ALEGRETE 2 /ALEGRETE RS	400.136,23	283.160,52	257.817,09	257.817,09	176.023,50	94.229,91	-	94.229,91
LT 69 kv BUGRES /CANASTRA RS	152.723,91	147.405,60	142.292,54	142.292,54	142.292,54	142.292,54	-	142.292,54
LT 69 kv CRUZ ALTA 1 /IUII RS	635.513,40	613.382,92	592.106,51	592.106,51	592.106,51	592.106,51	-	592.106,51
LT 69 kv CRUZ ALTA 1 /PANAMBI RS	652.237,44	629.524,58	607.688,26	607.688,26	607.688,26	607.688,26	-	607.688,26
LT 69 kv IUII /SANTO ANGELO RS	568.617,25	548.816,30	529.779,51	529.779,51	529.779,51	529.779,51	-	529.779,51
LT 69 kv LAJEADO 2 /LAJEADO 1 RS	830.195,40	889.138,58	850.657,61	850.657,61	738.068,63	625.479,65	-	625.479,65
LT 69 kv SANTA MARTA /CARAZINHO RS	2.221.756,07	2.098.242,39	1.912.533,38	1.912.533,38	1.306.859,79	701.186,19	-	701.186,19
LT 69 kv SANTO ANGELO 2 /SANTO ANGELO RS	1.910.924,74	2.103.049,55	2.007.176,92	2.007.176,92	1.721.641,99	1.436.107,05	-	1.436.107,05
LT 69 kv SAO JERONIMO /TRIUNFO RS	-	43.537,13	86.089,17	86.089,17	86.089,17	86.089,17	-	86.089,17
LT 69 kv TRIUNFO /CHARQUEADAS 3 RS	-	158.827,83	314.061,94	314.061,94	314.061,94	314.061,94	-	314.061,94
LT 69 kv UTE SAO JERONIMO /CHARQUEADAS RS	-	132.813,31	262.621,51	262.621,51	262.621,51	262.621,51	-	262.621,51
LT 69 kv SAO JERONIMO /CHARQUEADAS RS	287.668,27	137.850,53	-	-	-	-	-	-
LT 69 kv TRIUNFO /CHARQUEADAS RS	299.627,85	148.015,40	-	-	-	-	-	-
LT 69 kv TRIUNFO /SAO JERONIMO RS	95.629,94	45.645,52	-	-	-	-	-	-
MACAMBARA	13.193.679,34	12.038.442,47	11.579.440,85	11.579.440,85	10.763.130,59	9.946.820,32	-	9.946.820,32
MISSOES	141.218,88	122.694,94	120.551,82	120.551,82	120.551,82	120.551,82	-	120.551,82
N. PETROPOLIS 2	166.649,91	157.730,36	155.025,64	155.025,64	155.025,64	155.025,64	-	155.025,64
NOVA PRATA 2	20.949.096,03	21.580.673,89	20.733.402,75	20.733.402,75	18.077.867,71	15.422.332,66	-	15.422.332,66
NOVA STA RITA	2.913.733,36	2.868.155,66	2.773.690,14	2.773.690,14	2.773.690,14	2.773.690,14	-	2.773.690,14
OSORIO 2	21.505.375,88	20.931.877,34	19.920.342,70	19.920.342,70	17.532.810,12	15.145.277,54	-	15.145.277,54
P.MEDICI	1.724.224,53	859.091,06	5.862.534,32	5.862.534,32	5.862.534,32	5.862.534,32	-	5.862.534,32
P. PETROQUIMIC	7.078.130,34	7.171.541,69	6.829.124,96	6.829.124,96	18.818.852,88	17.044.238,95	-	17.044.238,95
PANAMBI	2.337.096,43	2.083.834,49	1.985.429,92	1.985.429,92	1.800.439,82	1.615.449,71	-	1.615.449,71
PASSO REAL	14.397.561,45	14.363.370,76	13.920.340,07	13.920.340,07	13.840.871,15	12.761.402,23	-	12.761.402,23
PELOTAS 3	10.075.775,08	10.869.497,16	10.881.269,48	10.881.269,48	10.823.979,93	10.766.690,37	-	10.766.690,37
PORTO ALEGRE 10	13.329.019,35	12.399.175,05	12.091.136,36	12.091.136,36	11.774.071,37	11.457.006,37	-	11.457.006,37
PORTO ALEGRE 13	10.939.162,10	18.266.422,13	18.823.762,98	18.823.762,98	18.202.939,13	17.582.115,28	-	17.582.115,28
PORTO ALEGRE 6	13.731.403,20	15.300.348,52	28.577.456,49	28.577.456,49	27.731.321,38	26.885.186,27	-	26.885.186,27
PORTO ALEGRE 8	5.069.780,20	4.832.000,34	4.711.161,48</					



<b>CPFL-T - CC 080/2002</b>	<b>21.398.982,64</b>	<b>22.460.824,80</b>	<b>22.862.653,12</b>	<b>22.862.653,12</b>	<b>22.862.653,12</b>	<b>22.862.653,12</b>	<b>22.862.653,12</b>
LT 230 kv PRE.MEDICI /PELOTAS 3 RS	19.557.431,34	20.527.893,60	20.895.141,43	20.895.141,43	20.895.141,43	20.895.141,43	20.895.141,43
PELOTAS 3	853.854,20	896.223,43	912.257,03	912.257,03	912.257,03	912.257,03	912.257,03
PRE.MEDICI	987.697,10	1.036.707,77	1.055.254,66	1.055.254,66	1.055.254,66	1.055.254,66	1.055.254,66
<b>CPFL-T - CC 004/2021</b>	<b>11.367.526,05</b>	<b>12.334.381,43</b>	<b>12.635.057,92</b>	<b>12.635.057,92</b>	<b>12.635.057,92</b>	<b>12.635.057,92</b>	<b>12.635.057,92</b>
CACHOEIRINHA 3	10.625.039,70	11.300.431,56	11.612.805,42	11.612.805,42	11.612.805,42	11.612.805,42	11.612.805,42
LT 138 kv CACHOEIRINHA 3 /CACHOEIRINHA 1 RS	246.664,85	267.818,27	264.788,37	264.788,37	264.788,37	264.788,37	264.788,37
LT 138 kv CANOAS 3 /CACHOEIRINHA 3 RS	132.682,48	144.061,03	142.431,23	142.431,23	142.431,23	142.431,23	142.431,23
LT 138 kv TAQUARA /CACHOEIRINHA 3 RS	113.982,37	123.757,24	122.357,14	122.357,14	122.357,14	122.357,14	122.357,14
LT 230 kv C.INDUSTRIAL /CACHOEIRINHA 3 RS	81.945,72	163.891,43	162.037,28	162.037,28	162.037,28	162.037,28	162.037,28
LT 230 kv CACHOEIRINHA 3 /GRAVATAI 2 RS	124.578,33	249.156,66	246.337,88	246.337,88	246.337,88	246.337,88	246.337,88
LT 230 kv CANOAS 2 /CACHOEIRINHA 3 RS	42.632,62	85.265,23	84.300,60	84.300,60	84.300,60	84.300,60	84.300,60
<b>TESB - CC 001/2011</b>	<b>38.188.470,27</b>	<b>48.870.508,06</b>	<b>52.062.117,73</b>	<b>52.062.117,73</b>	<b>52.062.117,73</b>	<b>52.062.117,73</b>	<b>52.062.117,73</b>
CAMPO BOM	233.464,06	487.761,43	482.243,25	482.243,25	482.243,25	482.243,25	482.243,25
CANDELARIA 2	4.051.756,41	4.314.908,58	4.266.092,81	4.266.092,81	4.266.092,81	4.266.092,81	4.266.092,81
JARDIM BOTANICO	14.034.611,59	17.059.383,17	16.866.385,64	16.866.385,64	16.866.385,64	16.866.385,64	16.866.385,64
LT 230 kv CAMPO BOM /TAQUARA RS	1.029.679,09	2.151.242,26	2.126.904,66	2.126.904,66	2.126.904,66	2.126.904,66	2.126.904,66
LT 230 kv JARDIM BOTANICO FIC /JARDIM BOTANICO RS	2.546.375,94	2.711.757,16	2.681.078,30	2.681.078,30	2.681.078,30	2.681.078,30	2.681.078,30
LT 230 kv PORTO ALEGRE 9 /NOVA STA RITA RS	1.619.744,31	3.384.027,53	3.345.743,09	3.345.743,09	3.345.743,09	3.345.743,09	3.345.743,09
LT 230 kv PORTO ALEGRE 9 /PORTO ALEGRE 8 RS	1.133.383,76	2.367.905,74	2.341.116,96	2.341.116,96	2.341.116,96	2.341.116,96	2.341.116,96
LT 230 kv RESTINGA /PORTO ALEGRE 13 RS	289.838,85	605.541,66	598.691,00	598.691,00	598.691,00	598.691,00	598.691,00
LT 230 kv RESTINGA /VIAMAO 3 RS	1.323.477,95	1.409.434,77	1.393.489,44	1.393.489,44	1.393.489,44	1.393.489,44	1.393.489,44
NOVA STA RITA	233.464,06	487.761,43	482.243,25	482.243,25	482.243,25	482.243,25	482.243,25
PORTO ALEGRE 13	233.464,06	487.761,43	482.243,25	482.243,25	482.243,25	482.243,25	482.243,25
PORTO ALEGRE 8	233.464,06	487.761,43	482.243,25	482.243,25	482.243,25	482.243,25	482.243,25
PORTO ALEGRE 9	466.928,12	975.522,87	964.486,50	964.486,50	964.486,50	964.486,50	964.486,50
RESTINGA	4.637.575,13	5.181.800,80	8.867.672,97	8.867.672,97	8.867.672,97	8.867.672,97	8.867.672,97
TAQUARA	233.464,06	487.761,43	482.243,25	482.243,25	482.243,25	482.243,25	482.243,25
VIAMAO 3	5.887.778,80	6.270.176,37	6.199.240,11	6.199.240,11	6.199.240,11	6.199.240,11	6.199.240,11
<b>PIRACICABA - CC 003/2013</b>	<b>16.660.382,85</b>	<b>17.727.062,11</b>	<b>17.526.510,92</b>	<b>17.526.510,92</b>	<b>17.526.510,92</b>	<b>17.526.510,92</b>	<b>17.526.510,92</b>
PIRACICABA	16.660.382,85	17.727.062,11	17.526.510,92	17.526.510,92	17.526.510,92	17.526.510,92	17.526.510,92
<b>MORRO AGUDO - CC 006/2015</b>	<b>20.198.509,48</b>	<b>20.532.551,65</b>	<b>19.739.506,47</b>	<b>19.739.506,47</b>	<b>19.739.506,47</b>	<b>19.739.506,47</b>	<b>19.739.506,47</b>
MORRO AGUDO	20.198.509,48	20.532.551,65	19.739.506,47	19.739.506,47	19.739.506,47	19.739.506,47	19.739.506,47
<b>MARACANAÚ - CC 020/2018</b>	<b>11.243.527,62</b>	<b>11.690.288,16</b>	<b>11.558.032,67</b>	<b>11.558.032,67</b>	<b>11.558.032,67</b>	<b>11.558.032,67</b>	<b>11.558.032,67</b>
MARACANAÚ	11.243.527,62	11.690.288,16	11.558.032,67	11.558.032,67	11.558.032,67	11.558.032,67	11.558.032,67
<b>SUL I - CC 005/2019</b>	<b>36.763.309,51</b>	<b>38.219.054,94</b>	<b>37.786.672,13</b>	<b>37.786.672,13</b>	<b>37.786.672,13</b>	<b>37.786.672,13</b>	<b>37.786.672,13</b>
ITA	17.166.042,83	17.845.780,00	17.643.885,73	17.643.885,73	17.643.885,73	17.643.885,73	17.643.885,73
LT 230 kv ITA /PINHALZINHO SC	10.935.914,74	11.368.952,69	11.240.332,56	11.240.332,56	11.240.332,56	11.240.332,56	11.240.332,56
LT 230 kv ITA /XANXERE ESU SC	6.211.809,97	6.457.783,86	6.384.725,16	6.384.725,16	6.384.725,16	6.384.725,16	6.384.725,16
PINHALZINHO	1.224.765,54	1.273.263,53	1.258.858,74	1.258.858,74	1.258.858,74	1.258.858,74	1.258.858,74
XANXERE ESU	1.224.776,43	1.273.274,86	1.258.869,94	1.258.869,94	1.258.869,94	1.258.869,94	1.258.869,94
<b>SUL II - CC 011/2019</b>	<b>46.383.403,74</b>	<b>49.095.373,49</b>	<b>48.539.943,88</b>	<b>48.539.943,88</b>	<b>48.539.943,88</b>	<b>48.539.943,88</b>	<b>48.539.943,88</b>
LT 230 kv OSORIO 2 /OSORIO 3 RS	3.837.425,68	1.308.712,51	1.293.906,68	1.293.906,68	1.293.906,68	1.293.906,68	1.293.906,68
LT 230 kv OSORIO 3 /GRAVATAI 3 RS	3.235.914,64	6.644.243,64	6.569.075,47	6.569.075,47	6.569.075,47	6.569.075,47	6.569.075,47
LT 230 kv PORTO ALEGRE 12 /PORTO ALEGRE 1 RS	4.597.129,22	4.779.107,15	4.725.039,78	4.725.039,78	4.725.039,78	4.725.039,78	4.725.039,78
LT 230 kv PORTO ALEGRE 8 /PORTO ALEGRE 1 RS	3.907.559,83	4.062.241,07	4.016.283,81	4.016.283,81	4.016.283,81	4.016.283,81	4.016.283,81
GRAVATAI 3	1.084.443,66	944.274,72	933.591,88	933.591,88	933.591,88	933.591,88	933.591,88
OSORIO 2	267.534,64	442.598,37	437.591,13	437.591,13	437.591,13	437.591,13	437.591,13
OSORIO 3	4.882.218,06	5.075.481,27	5.018.060,93	5.018.060,93	5.018.060,93	5.018.060,93	5.018.060,93
PORTO ALEGRE 1	11.406.207,94	12.036.823,68	11.900.647,75	11.900.647,75	11.900.647,75	11.900.647,75	11.900.647,75
PORTO ALEGRE 8	950.785,01	988.421,95	977.239,66	977.239,66	977.239,66	977.239,66	977.239,66
PORTO ALEGRE 12	1.168.439,86	1.214.692,70	1.200.950,54	1.200.950,54	1.200.950,54	1.200.950,54	1.200.950,54
VILA MARIA	11.045.745,20	11.598.776,43	11.467.556,25	11.467.556,25	11.467.556,25	11.467.556,25	11.467.556,25
<b>Não Controladora</b>							
<b>ETAU - CC 082/2002</b>	<b>54.450.206,66</b>	<b>53.688.682,88</b>	<b>53.506.601,46</b>	<b>53.506.601,46</b>	<b>53.506.601,46</b>	<b>53.506.601,46</b>	<b>53.506.601,46</b>
C.NOVOIS	1.975.177,92	2.036.406,31	2.029.499,98	2.029.499,98	2.029.499,98	2.029.499,98	2.029.499,98
L.VERMELHA 2	29.216.444,06	27.672.700,81	27.578.850,78	27.578.850,78	27.578.850,78	27.578.850,78	27.578.850,78
LT 230 kv BARRA GRANDE /C.NOVOIS SC	4.107.445,89	4.234.772,29	4.220.410,35	4.220.410,35	4.220.410,35	4.220.410,35	4.220.410,35
LT 230 kv BARRA GRANDE /L.VERMELHA 2 SC/RS	7.043.976,98	7.262.332,69	7.237.702,99	7.237.702,99	7.237.702,99	7.237.702,99	7.237.702,99
LT 230 kv L.VERMELHA 2 /SANTA MARTA RS	10.212.669,76	10.529.251,52	10.493.542,30	10.493.542,30	10.493.542,30	10.493.542,30	10.493.542,30
SANTA MARTA	1.894.492,05	1.953.219,26	1.946.595,06	1.946.595,06	1.946.595,06	1.946.595,06	1.946.595,06
<b>TPAE - CC 019/2009</b>	<b>12.129.759,83</b>	<b>12.442.627,24</b>	<b>12.076.107,55</b>	<b>12.076.107,55</b>	<b>12.076.107,55</b>	<b>12.076.107,55</b>	<b>12.076.107,55</b>
LT 230 kv PORTO ALEGRE 9 /PORTO ALEGRE 4 RS	11.216.852,14	11.506.172,59	11.167.237,83	11.167.237,83	11.167.237,83	11.167.237,83	11.167.237,83
PORTO ALEGRE 4	456.453,84	468.227,33	454.434,86	454.434,86	454.434,86	454.434,86	454.434,86
PORTO ALEGRE 9	456.453,84	468.227,33	454.434,86	454.434,86	454.434,86	454.434,86	454.434,86

## Tecnologia da informação

O desenvolvimento das diversas áreas de negócios de uma Outorgada de energia depende substancialmente de soluções adequadas de Tecnologia da Informação, a qual permeia e dá suporte a praticamente tudo o que a Outorgada faz, mediante sistemas de informação (*software*), redes de computadores (comunicação lógica) e atendimento ao consumidor (processamento, suporte e infraestrutura).

Em 2025, os principais projetos e sistemas desenvolvidos na área de Tecnologia da Informação foram: (i) Integração Sistemas CPFL T; (ii) OTS – Módulo treinamento CPFL Transmissão; (iii) [Reforma Tributária] NF3e SP; (iv) Reforma Tributária.

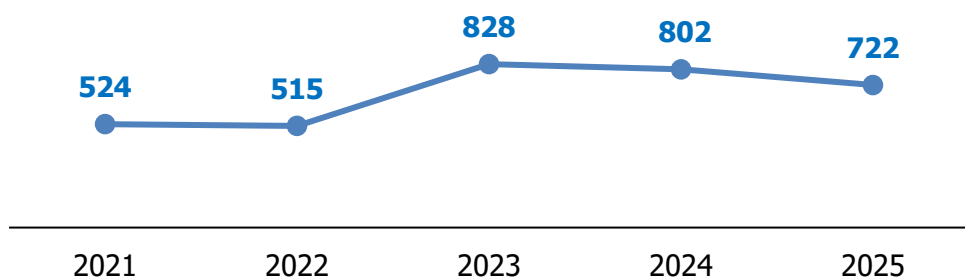
## Desempenho econômico-financeiro

Em 2025, a receita operacional líquida atingiu **R\$ 996 milhões**, uma redução de 2,7% (R\$ 28 milhões) em relação a 2024. Já os custos gerenciáveis totalizaram **R\$ 535 milhões**, um aumento de 11,8% (R\$ 57 milhões).

Em 2025, o EBITDA (lucro antes dos juros, impostos, depreciação e amortização) foi de **R\$ 722 milhões**, redução de 9,9% (R\$ 80 milhões) em relação a 2024. Sua evolução pode ser observada conforme gráfico abaixo:



**Evolução do EBITDA | Últimos 5 anos**  
(R\$ milhões)



O resultado financeiro em 2025 foi uma despesa financeira líquida de **R\$ 493 milhões** ante uma despesa financeira líquida de R\$ 316 milhões em 2024. Juntamente a isso, tivemos um Efeito Positivo dos Tributos sobre o Lucro de **R\$ 10,7 milhões** na visão regulatória, decorrente de variações das diferenças de práticas ocorridas no período.

<b>Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA</b>		
<b>Em R\$ mil</b>	<b>2025</b>	<b>2024</b>
<b>Resultado Líquido</b>	<b>101.409</b>	<b>306.630</b>
Depreciação e Amortização	138.516	108.606
Resultado Financeiro	492.925	315.936
Impostos Sobre o Lucro	-10.744	70.445
<b>EBITDA</b>	<b>722.105</b>	<b>801.617</b>

O resultado líquido do exercício foi de **R\$ 101 milhões**, redução de 66,9% (R\$ 205 milhões) em relação a 2024.

**Investimentos** - Em 2025, foram realizados investimentos de **R\$ 792 milhões** pela CPFL Transmissão.

**Captações de recursos** - Para viabilizar o programa de investimentos e reforço de capital de giro, a Companhia utilizou recursos de emissão de debêntures (R\$ 1.383 milhões).

**Valor adicionado** – Em 2025, o valor adicionado líquido gerado como riqueza pela CPFL Transmissão foi de R\$ 1.316 milhões, representando 110,7% da Receita Operacional Bruta, com a seguinte distribuição:



R\$ mil	2025	2024	%
<b>Pessoal e Encargos</b>	<b>150.327</b>	<b>187.651</b>	<b>11,4%</b>
Remuneração direta	70.677	69.073	5,4%
Benefícios	71.508	110.422	5,4%
F.G.T.S.	8.141	8.156	0,6%
<b>Impostos, taxas e contribuições</b>	<b>311.735</b>	<b>432.210</b>	<b>23,7%</b>
Federais	306.925	429.351	23,3%
Estaduais	643	645	0,0%
Municipais	4.167	2.214	0,3%
<b>Remuneração de capital de terceiros</b>	<b>535.179</b>	<b>371.134</b>	<b>40,7%</b>
Despesas de Locações	243	508	0,0%
Despesas Financeiras	534.936	370.626	40,6%
<b>Remuneração de capital próprio</b>	<b>318.725</b>	<b>517.859</b>	<b>24,2%</b>
Juros sobre o capital próprio (incluindo adicional proposto)	-	17.097	0,0%
Dividendo (incluindo adicional proposto)	304.586	289.131	23,1%
Lucros retidos	14.139	210.519	1,1%
Incoporação do acervo	-	(11.964)	0,0%
Reestruturação Societária	-	13.076	0,0%
Reestruturação Societária		0	0,0%
<b>Total</b>	<b>1.315.965</b>	<b>1.508.854</b>	<b>100,0%</b>

**Composição acionária** - A CPFL Transmissão é uma empresa de capital aberto, cujo controle (levando-se em conta a posição de ações ordinárias) é 51% detido pela CPFL Energia e 49% pela CPFL Comercialização Brasil S.A., em 31 de dezembro de 2025. O capital social da CPFL Transmissão era de R\$ 2.707,1 milhões, dividido em 12.959.953 ações ordinárias e 9.071.967 ações preferenciais, totalmente subscrito e integralizado em moeda corrente nacional.

	31/12/2025	31/12/2024
Capital Social	2.707.070	1.577.763

**Política de reinvestimento e distribuição de dividendos** – De acordo com a legislação brasileira, a Companhia é requerida a distribuir como dividendo anual mínimo obrigatório 25% do lucro líquido ajustado quando previsto no Estatuto Social.

A Companhia está propondo para o exercício de 2025, o montante de R\$ 35.531 mil de dividendo mínimo obrigatório, R\$ 40.000 mil de dividendo intermediário e R\$ 229.054 mil de dividendo adicional proposto.

Em 2024, a Companhia efetuou pagamento de dividendos no montante de R\$ 433.883 mil.

**Planejamento empresarial** – Desde 2002, a Diretoria de Estratégia e Inovação realiza o Planejamento Estratégico e para o grupo CPFL Energia, com aprovação do Conselho de Administração e o desdobramento para cada unidade de negócio.

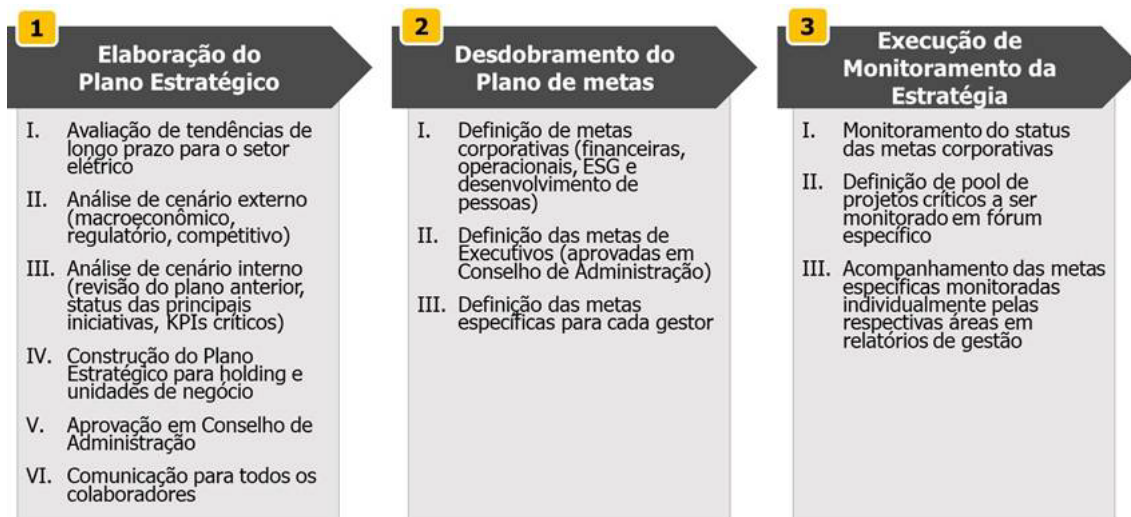
O Plano Estratégico é realizado anualmente, para o ciclo de 5 anos. O processo segue as seguintes etapas:

- Definição das macrotendências globais para o setor elétrico, com base em *desk research* e suporte dos especialistas internos, integrado com o *Roadmap* Tecnológico da empresa;
- Análise de cenário externo suportadas por especialistas externos em temas críticos (Tendências do Mercado de Energia, Projeções Macroeconômicas; Cenário Competitivo; ESG; inteligência artificial; Digitalização e experiência do consumidor, entre outros);
- Análise interna, com avaliação do status de atingimento das metas traçadas no ciclo anterior de Planejamento e projetos estratégicos;
- Construção do Planejamento Estratégico para o próximo ciclo de 5 anos.



Ao longo do processo, cada uma das etapas é validada junto à Diretoria Executiva, com aprovação final em Conselho de Administração, seguindo as melhores práticas de governança.

O desdobramento possibilita a visão de desempenho dos processos sob a responsabilidade de cada uma das VPs e Negócios, e é composto por três principais etapas (figura abaixo):



Paralelamente à elaboração do Plano Estratégico, acontece o planejamento orçamentário plurianual, administrado pela Vice-Presidência Financeira e de Relações com Investidores, e submetido ao Conselho de Administração.

**Análises de Cenários Externo & Interno** - Na elaboração do Plano Estratégico, são realizadas análises de cenário externo com suporte externo de especialistas em diversos assuntos, como por exemplo:

- i. Tendências de Mercado (ex: mudanças tecnológicas, mudanças regulatórias, riscos de negócio);
- ii. Análises Macroeconômicas (ex: projeção de aumento de carga, crescimento de PIB, taxas de câmbio);
- iii. Cenário Competitivo (ex: estratégia aparente de competidores, cenário de oportunidades e riscos em *M&A*);
- iv. Cenário Regulatório e Institucional (ex: temas regulatórios como Renovação das concessões, liberalização do mercado, reforma tributária);
- v. Mudanças climáticas (ex: aumento do número de eventos climáticos extremos no mundo e no Brasil, assim como seus impactos para o setor elétrico).

Em paralelo, é realizada a avaliação do cenário interno: atualização das principais iniciativas, análise de resultados e objetivos operacionais/ financeiros, metas e indicadores do ciclo anterior.

A partir dessas análises, as principais tendências e oportunidades de cada negócio são mapeadas para o Planejamento Estratégico.

**Elaboração da Estratégia** - Com os status dos resultados do ano anterior e priorizando indicadores levantados nas avaliações de cenários (incluindo critérios de segurança, nossas pessoas, qualidade no atendimento ao cliente, eficiência operacional, inovação e crescimento, digitalização, plano ESG, regulação e gestão de risco) são determinadas as novas iniciativas e diretrizes de negócio, com projetos prioritários e planos de ação necessários para atingir os objetivos, até a consolidação no Plano Estratégico, validado e aprovado no Conselho Administrativo.



**Desdobramento em Metas** - A etapa de desdobramento ocorre após a aprovação do Plano Estratégico, quando são analisados os resultados recentes e elaboradas as metas e planos de ação para o próximo ano, alinhados ao orçamento aprovado.

A partir da aprovação do Plano Estratégico, é iniciado o processo de desdobramento em metas, cujo objetivo é endereçar os responsáveis pelos desafios estabelecidos no ciclo de Planejamento Estratégico, Orçamentário e Plano ESG 2030. Essas metas devem ser aderentes à metodologia *SMART* (Específica, Mensurável, Atingível, Relevante e Orientada a tempo). Os indicadores estratégicos e mais críticos para o negócio, assim como os projetos estratégicos, ficam nos contratos de metas dos Vice-Presidentes, dos Diretores e Gerentes.

Para a definição dos *KPIs* críticos, é adotado um processo estruturado que envolve rodadas de alinhamento e validação com os Acionistas — State Grid (acionista majoritário), Conselheiros Independentes e Executivos. Esses indicadores, validados em nível corporativo, são então desdobrados para as Diretorias, Gerências, Coordenações e demais níveis da companhia, conforme o escopo de atuação de cada área responsável, além da incorporação das entregas dos demais projetos sob responsabilidade de cada colaborador.

**Divulgação Planejamento Estratégico** - As principais diretrizes da estratégia são disseminadas para todos os colaboradores, incentivando o engajamento do colaborador; de modo a instigá-lo a criar valor e descobrir como sua área pode contribuir para o crescimento organizacional.

Os canais formais de divulgação são:

- Evento de divulgação com participação dos Executivos, com participação ativa dos colaboradores;
- Vídeo com o resumo das principais diretrizes e iniciativas do Plano Estratégico
- Workshops nas áreas de negócio;
- Campanhas internas – banners e cartazes em diversos locais;
- Kit de divulgação para lideranças, com conteúdo sobre plano da holding e materiais customizados para cada unidade de negócio;
- Quiz para engajamento dos colaboradores, com reconhecimento para os maiores pontuadores;
- Portal de Planejamento Estratégico (intranet) – área onde é disponibilizada uma síntese dos principais direcionadores estratégicos do grupo e dos negócios.

A CPFL Energia conclui a divulgação das principais diretrizes do grupo para todos os *stakeholders* através da página de Relações com Investidores, por meio do resumo com as orientações fundamentais dos negócios e do grupo.

**Implementação & Monitoramento da Estratégia** - São acompanhadas e monitoradas ao longo do ano pela Diretoria de Estratégia e Inovação e pelas áreas de negócio por meio de ferramentas de gestão customizadas (relatórios de gestão, comitês de projetos com participação dos Executivos e monitoramento das metas dos Vice-Presidentes e Diretores), com planos de ação tempestivos elaborados à medida que se faça necessário.

**Recursos humanos** – Em 2025, a CPFL Transmissão investiu cerca de R\$ 1,1 milhão em programas de formação em excelência operacional e desenvolvimento profissional de alta performance de seus colaboradores.

A **Universidade CPFL** é responsável por promover e fortalecer a **cultura do aprender** na companhia, integrando conteúdos educacionais, treinamentos e trilhas formativas que apoiam o desenvolvimento de todos os colaboradores.

Estruturamos um ecossistema de aprendizagem que combina **conteúdos, experiências práticas, troca entre pessoas e redes de conhecimento**, orientado pela metodologia **CEP + R (Conteúdos, Experiências, Pessoas e Redes)**. Nesse contexto, disponibilizamos cursos livres e trilhas específicas voltadas ao desenvolvimento de comportamentos e competências alinhados ao **Nosso Jeito de Ser**, incentivando o protagonismo dos colaboradores em suas jornadas de crescimento.

A Universidade CPFL exerce ainda um papel essencial ao sustentar os **programas estruturados de capacitação contínua e treinamentos recorrentes**. Essas iniciativas são fundamentais para garantir a atualização técnica das equipes, o atendimento aos requisitos regulatórios e a aplicação consistente das normas de segurança e dos procedimentos operacionais.

Entre as iniciativas de desenvolvimento, destacam-se programas voltados ao fortalecimento de competências em diferentes níveis, como o **Job Rotation, Programa de Mentoria, Programa de Protagonistas, Programa de**



**Liderança, Coaching, Cultura do Inglês, Escola de Mandarim, Carreira 5.0** e oferecemos também o **Programa de Bolsa de Estudos**. Além de parcerias com **mais de 70 instituições de ensino**.

Além de apoiar o crescimento interno, a **Universidade CPFL** também reafirma seu compromisso com o desenvolvimento social ao oferecer **programas gratuitos de formação técnica**, como as Escolas de Eletricistas, Operadores e Projetistas. Essas iniciativas ampliam oportunidades para a comunidade e contribuem diretamente para a qualificação de profissionais que atuarão no setor elétrico.

Em um setor altamente regulado e com elevado nível de risco, manter o conhecimento sempre atualizado é um fator crítico para a **confiabilidade das operações e para a preservação da vida**, contribuindo diretamente para o fortalecimento da cultura de segurança em toda a companhia.

A partir disso, em 2025 tivemos **+ de 5 mil participações** em treinamentos, com pelo menos **50,5 horas de treinamento** por colaborador neste período.

**Sustentabilidade:** -- Como empresa controlada pela CPFL Energia, a CPFL Transmissão mantém foco estratégico no desenvolvimento sustentável, por meio de iniciativas que buscam fortalecer a governança e a gestão integrada dos aspectos econômico-financeiros e socioambientais, evitar ou mitigar impactos negativos de suas operações e gerar valor compartilhado com seus públicos de relacionamento. Mais informações sobre como atuamos, nossos resultados e desafios estão disponíveis no Relatório Anual da CPFL Energia em <https://www.grupocpfl.com.br/sustentabilidade/relatorio-anual> e <https://ri.cpfl.com.br/>.

#### CPFL Transmissão em números

<b>Mercado</b>	<b>2025</b>	<b>2024</b>	<b>Var. %</b>
Extensão de Linhas de Transmissão (Km)	5.950	5.934	0,3%
Número de Subestações	75	74	1,4%

<b>Financeiros</b>	<b>2025</b>	<b>2024</b>	<b>Var. %</b>
Receita operacional bruta (R\$ mil)	1.188	1.251	-5,0%
Receita operacional líquida (R\$ mil)	996	1.025	-2,7%
Margem operacional do serviço líquida (%)	54,8%	61,7%	-11,2%
<b>EBITDA OU LAJIDA</b>	<b>722</b>	<b>802</b>	<b>-9,9%</b>
<b>Lucro líquido (R\$ mil)</b>	<b>101</b>	<b>307</b>	<b>-32,8%</b>
Patrimônio líquido (R\$ mil)	1.865	1.416	31,7%
Rentabilidade do patrimônio líquido (%)	5,4%	21,7%	-74,9%
<b>Endividamento do patrimônio líquido (%)</b>	<b>204%</b>	<b>250%</b>	<b>-18,2%</b>
Em moeda nacional (%)	88,7%	83,4%	6,3%
Em moeda estrangeira (%)	11,3%	10,6%	6,4%

<b>Indicadores de Performance</b>	<b>2025</b>	<b>2024</b>	<b>Var. %</b>
Retorno de ativos por unidade	14,3%	17,9%	-20,3%

#### Agradecimentos

Registramos nossos agradecimentos aos membros da Diretoria Executiva e do Conselho de Administração pelo apoio prestado no debate e encaminhamento das questões de maior interesse da CPFL Transmissão. Nossos reconhecimentos à dedicação e empenho do quadro funcional, extensivamente a todos os demais que direta ou indiretamente contribuíram para o cumprimento da missão da CPFL Transmissão.

Porto Alegre, 27 de abril de 2026.

A Administração.



# CPFL Transmissão S.A.

**Demonstrações contábeis regulatórias em  
31 de dezembro de 2025  
e relatório do auditor independente**



## **Relatório do auditor independente sobre as demonstrações contábeis regulatórias**

Aos Administradores e Acionistas  
CPFL Transmissão S.A.

### **Opinião**

Examinamos as demonstrações contábeis regulatórias da CPFL Transmissão 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, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo as políticas contábeis materiais e outras informações elucidativas. As demonstrações contábeis regulatórias foram elaboradas pela Administração com base no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE), aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) através da Resolução Normativa nº 933, de 18 de maio de 2021.

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis regulatórias acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia e da Companhia em 31 de dezembro de 2025, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE), aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) através da Resolução Normativa nº 933 de 18 de maio de 2021.

### **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 contábeis regulatórias". Somos independentes em relação à Companhia, 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 contábeis regulatórias 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.

### **Ênfase Base de elaboração das demonstrações contábeis regulatórias**

Chamamos a atenção para a Nota 2 às demonstrações contábeis regulatórias, que descreve a base de elaboração dessas demonstrações contábeis. As demonstrações contábeis regulatórias foram elaboradas para auxiliar a CPFL Transmissão S.A. a cumprir os requisitos da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Consequentemente, essas demonstrações contábeis regulatórias podem não ser adequadas para outro fim. Nossa opinião não está modificada em relação a este assunto.



CPFL Transmissão S.A.

### **Outros assuntos - Demonstrações financeiras**

A Companhia preparou um conjunto de demonstrações financeiras separado para o exercício findo em 31 de dezembro de 2025, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, sobre o qual emitimos relatório de auditoria independente em de 4 de março de 2026, sem ressalvas.

### **Outras informações que acompanham as demonstrações contábeis regulatórias 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 contábeis regulatórias 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 contábeis regulatórias, 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 contábeis regulatórias 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 contábeis regulatórias**

A administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações contábeis regulatórias de acordo com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE), e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações contábeis regulatórias livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações contábeis regulatórias, a administração é responsável pela avaliação da capacidade de a Companhia, 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 contábeis regulatórias, a não ser que a administração pretenda liquidar a Companhia, 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 contábeis regulatórias.

### **Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis regulatórias**

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações contábeis regulatórias, tomadas em conjunto, estão livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro, e emitir relatório de auditoria contendo nossa opinião.



CPFL Transmissão S.A.

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 contábeis regulatórias.

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 contábeis regulatórias, 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.
- 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, em seu conjunto. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações contábeis regulatórias ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia, em seu conjunto, a não mais se manter em continuidade operacional.
- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações contábeis regulatórias, inclusive as divulgações e se essas demonstrações contábeis regulatórias representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.

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.



CPFL Transmissão S.A.

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 contábeis regulatórias 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, 27 de abril de 2026

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

DocuSigned by

*Lia Fonseca*

Assinado por: LIA MARCELA RUSINQUE FONSECA 23243418836  
CPF: 23243418836  
Data/Hora da Assinatura: 27 de abril de 2026 | 19:43 BRT  
O: CP-Brasil, OU: Secretaria da Receita Federal do Brasil - RFB  
C: BR  
Emissor: AC: SERASA RFB v5

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



**CPFL TRANSMISSÃO S.A.**  
**CNPJ Nº 92.715.812/0001-31**  
**Balanco Patrimonial em 31 de dezembro de 2025 e 2024**  
 (Valores expressos em milhares de reais)

	Nota Explicativa	31/12/2025	31/12/2024
<b>ATIVO CIRCULANTE</b>			
Caixa e Equivalentes de Caixa		58.676	126.651
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	4	128.481	116.538
Tributos Compensáveis		58.537	45.955
Almoxarifado Operacional		4.153	17.126
Investimentos Temporários		29.678	51.327
Despesas Pagas Antecipadamente		5.533	2.500
Instrumentos Financeiros Derivativos		-	92.573
Outros Ativos Circulantes		95.008	106.824
		<b>380.066</b>	<b>559.494</b>
<b>ATIVO NÃO CIRCULANTE</b>			
Depósitos Judiciais e Cauções		215.374	183.243
Tributos Diferidos	7	730.060	548.413
Despesas Pagas Antecipadamente		62	1.191
Instrumentos Financeiros Derivativos		89.069	23.297
Participações Societárias		1.336.228	1.446.991
Outros Ativos Não Circulantes		10.913	7.404
Imobilizado	5	4.117.885	3.260.280
Intangível	5.2	106.548	100.521
Bens e Atividades Não Vinculadas à Concessão		385	385
		<b>6.606.524</b>	<b>5.571.725</b>
<b>TOTAL DO ATIVO</b>		<b>6.986.590</b>	<b>6.131.219</b>
<b>PASSIVO CIRCULANTE</b>			
Fornecedores		153.433	137.287
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	6	43.841	545.333
Provisão para Benefícios a Empregados	8	38.846	85.221
Obrigações Sociais e Trabalhistas		24.327	24.369
Tributos		69.015	20.684
Encargos Setoriais		26.415	41.513
Outros Passivos Circulantes		76.646	62.009
Dividendos Declarados e Juros Sobre Capital Próprio		35.703	117.205
		<b>468.226</b>	<b>1.033.621</b>
<b>PASSIVO NÃO CIRCULANTE</b>			
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	6	3.336.582	2.780.596
Provisão para Benefícios a Empregados		392.701	303.209
Provisão para Litígios	8	513.935	370.682
Encargos Setoriais		12.307	7.350
Obrigações Vinculadas a Concessão	9	296.999	122.515
Instrumentos Financeiros Derivativos		73.030	68.424
Outros Passivos Não Circulantes		27.827	29.037
		<b>4.653.381</b>	<b>3.681.813</b>
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>			
Capital Social		2.707.070	1.577.763
Reservas de Capital		583.521	516.325
Reservas de Lucro		366.606	461.380
Reserva Especial - Dividendo Não Distribuído		(1.284.381)	(930.014)
Proposta Distribuição De Dividendos Adicionais		229.054	178.210
Outros Resultados Abrangentes		209.589	385.559
Prejuízo Acumulado		(946.475)	(773.438)
		<b>1.864.984</b>	<b>1.415.785</b>
<b>TOTAL DO PASSIVO</b>		<b>6.986.590</b>	<b>6.131.219</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias



**CPFL TRANSMISSÃO S.A.**  
**CNPJ Nº 92.715.812/0001-31**

**Demonstração dos Resultados dos Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024**

(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota Explicativa	<u>31/12/2025</u>	<u>31/12/2024</u>
<b>OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE</b>			
<b>Receita/Ingresso</b>	11	<b>1.188.307</b>	<b>1.250.825</b>
Disponibilização do Sistema de Transmissão		1.223.384	1.250.825
Outros		(35.076)	-
<b>Tributos</b>	11	<b>(111.178)</b>	<b>(114.212)</b>
PIS		(19.831)	(20.365)
COFINS		(91.346)	(93.847)
<b>Encargos - Parcela "A"</b>	11	<b>(80.710)</b>	<b>(112.055)</b>
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D		(9.966)	(10.246)
Reserva Global de Reversão - RGR		(416)	377
Conta de Desenvolvimento Econômico - CDE		(54.180)	(77.313)
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE		(3.899)	(3.998)
Outros Encargos		(12.247)	(20.875)
		<b>996.420</b>	<b>1.024.558</b>
<b>RECEITA LÍQUIDA/INGRESSO LÍQUIDO</b>		<b>996.420</b>	<b>1.024.558</b>
<b>RESULTADO ANTES DOS CUSTOS GERENCIÁVEIS</b>		<b>996.420</b>	<b>1.024.558</b>
<b>Custos Gerenciáveis - Parcela "B"</b>		<b>(535.095)</b>	<b>(478.505)</b>
Pessoal e Administradores	12	(171.377)	(209.590)
Material		(9.957)	(10.189)
Serviços de Terceiros		(79.395)	(85.516)
Arrendamento e Aluguéis		(1.498)	(1.429)
Seguros		(1.501)	(1.120)
Provisões		(136.784)	(73.506)
Contribuições e Subvenções		-	(620)
( - ) Recuperação de Despesas		67	91
Tributos		(4.807)	(2.667)
Depreciação e Amortização		(138.516)	(108.606)
Gastos Diversos		(6.082)	2.272
Outras Receitas Operacionais		29.454	25.203
Outras Despesas Operacionais		(14.701)	(12.827)
<b>RESULTADO DA ATIVIDADE</b>		<b>461.325</b>	<b>546.053</b>
<b>Equivalência Patrimonial</b>		<b>122.265</b>	<b>146.958</b>
<b>Resultado Financeiro</b>		<b>(492.925)</b>	<b>(315.936)</b>
Despesas Financeiras		(529.659)	(366.078)
Receitas Financeiras		36.734	50.142
<b>RESULTADO ANTES DOS IMPOSTOS SOBRE O LUCRO</b>		<b>90.665</b>	<b>377.075</b>
Impostos sobre o Lucro		10.744	(70.445)
<b>RESULTADO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO OPERAÇÃO</b>			
<b>CONTINUADA (Transmissão)</b>		<b>101.409</b>	<b>306.630</b>
<b>RESULTADO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO</b>		<b>101.409</b>	<b>306.630</b>
<b>Lucro por Ação</b>			
<b>Básico - Atribuível a Acionistas Controladores Detentores de</b>			
<b>Ações Ordinárias</b>		<b>11,94</b>	<b>31,69</b>
<b>Diluído - Atribuível a Acionistas Controladores Detentores de</b>			
<b>Ações Ordinárias</b>		<b>151,79</b>	<b>31,69</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias



**CPFL TRANSMISSÃO S.A.**  
**CNPJ Nº 92.715.812/0001-31**

**Demonstração dos Resultados Abrangentes dos Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024**  
 (Valores expressos em milhares de reais)

	<b>31/12/2025</b>	<b>31/12/2024</b>
<b>Resultado do Exercício</b>	<b>101.409</b>	<b>306.630</b>
<b>Outros Resultados Abrangentes</b>	<b>(175.969)</b>	<b>543.908</b>
Reserva de Reavaliação	(49.971)	205.895
Ganho Líquido sobre Instrumentos Financeiros	(203)	(5.892)
Diferenças Atuariais	(125.865)	341.903
Efeitos de Imposto de Renda e Contribuição Social	69	2.003
<b>Total de Resultados Abrangentes do Exercício, Líquidos de Impostos</b>	<b>(74.561)</b>	<b>850.538</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias



**CPFL TRANSMISSÃO S.A.**  
**CNPJ Nº 92.715.812/0001-31**  
**Demonstração dos Fluxos de Caixa dos Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024**  
 (Valores expressos em milhares de reais)

	<u>31/12/2025</u>	<u>31/12/2024</u>
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>		
<b>Resultado do Exercício</b>	<b>101.409</b>	<b>306.630</b>
<b>Despesas (Receitas) que não afetam Caixa e Equivalentes de Caixa</b>		
Depreciação e amortização	138.516	108.606
Perda (ganho) na baixa de não circulante	25.059	73.168
Resultado de Equivalência Patrimonial	(122.265)	(146.958)
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	126.171	20.299
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	13.032	8.619
Encargos de dívidas e atualizações monetárias e cambiais	462.260	367.913
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	(10.744)	70.445
Despesa (receita) com entidade de previdência privada	39.512	72.815
Outros	-	-
	<b>772.950</b>	<b>881.537</b>
<b>Variações nos Ativos e Passivos Operacionais</b>		
<b>(Aumento) redução dos ativos:</b>		
Concessionárias e Permissionárias	(24.975)	11.894
Dividendo e juros sobre o capital próprio recebidos	173.328	36.074
Tributos a recuperar	(12.626)	1.434
Almoxarifado operacional	12.973	11.003
Depósitos judiciais	(23.226)	(2.505)
Outros ativos	48.719	34.783
<b>Aumento (redução) dos passivos:</b>		
Fornecedores	16.145	(7.539)
Obrigações fiscais	(2.377)	(66.133)
Outras obrigações com entidade de previdência privada	(122.260)	(90.058)
Processos fiscais, cíveis e trabalhistas pagos	(37.959)	(10.769)
Outros passivos operacionais	176.401	1.246
	<b>204.143</b>	<b>(80.570)</b>
Juros de empréstimos e financiamentos pagos	(269.311)	(245.861)
IRPJ e CSLL pagos	(46.604)	(56.052)
<b>Caixa líquido gerado (consumido) pelas operações</b>	<b>661.178</b>	<b>499.054</b>
<b>Fluxos de caixa das atividades de investimento</b>		
Aumento de capital por incorporação	-	7.276
Redução de capital em subsidiárias	65.000	107.809
Títulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados - aplicações	(611.849)	(296.007)
Títulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados - resgates	650.807	298.798
Aquisição de Bens do Ativo Imobilizado	(1.031.197)	(850.591)
Adições no Intangível	(6.467)	(27.842)
<b>Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de investimentos</b>	<b>(933.706)</b>	<b>(760.557)</b>
<b>Fluxos de caixa das atividades de financiamento</b>		
Aumento de participação societária em investimento já existente	1.129.307	
Amortização do Principal de Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	(1.458.388)	(260.000)
Captação de Empréstimos e Debêntures	1.367.010	895.000
Liquidação de Operações com Derivativos	(35.550)	(48.934)
Pagamento de Dividendos e Juros sobre Capital próprio	(797.826)	(461.508)
<b>Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de financiamentos</b>	<b>204.553</b>	<b>124.558</b>
<b>Aumento (redução) líquido de caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>(67.975)</b>	<b>(136.945)</b>
<b>Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>126.651</b>	<b>263.595</b>
<b>Saldo final de caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>58.676</b>	<b>126.650</b>
<b>Redução do caixa e equivalentes de caixa no período</b>	<b>(67.975)</b>	<b>(136.945)</b>



**CPFL TRANSMISSÃO S.A.**  
**CNPJ Nº 92.715.812/0001-31**  
**Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido dos Exercícios findos**  
**Em 31 de dezembro de 2025 e 2024**  
 (Valores expressos em milhares de reais)

	Capital Social Integralizado	Reserva de capital	Reserva de Lucro	Reserva de Dividendo Não Distribuído	Dividendo	Lucros / Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Total
<b>Saldos em 31/12/2023</b>	<b>981.343</b>	<b>(18.223)</b>	<b>252.380</b>	<b>(930.014)</b>	<b>368.008</b>	<b>(596.290)</b>	<b>(158.350)</b>	<b>(101.146)</b>
<b>Lucro Líquido do Exercício</b>	-	-	-	-	-	306.630	-	306.630
<b>Outros resultados abrangentes</b>								
Variação valor justo por meio de outros resultados abrangentes, líquido de impostos	-	-	-	-	-	-	(5.892)	(5.892)
Imposto de renda e contribuição social sobre outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	2.003	2.003
Registro da Perda Atuarial	-	-	-	-	-	-	341.903	341.903
Reserva de Reavaliação	-	-	-	-	-	53.255	205.895	259.150
<b>Total de outros resultados abrangentes, líquido de impostos</b>	-	-	-	-	-	-	543.909	597.164
Constituição de reserva de lucro a realizar	-	-	209.000	-	-	(209.000)	-	-
Incorporação do acervo	20.395	-	-	-	-	11.964	-	32.360
Reestruturação Societária	576.025	533.517	-	-	-	(33.770)	-	1.075.772
Reconhecimento de perda sem alteração de controladores	-	1.031	-	-	-	-	-	1.031
Dividendo Distribuído	-	-	-	-	(368.008)	-	-	(368.008)
Dividendos Prescritos	-	-	-	-	-	3.632	-	3.632
Juros sobre capital próprio - AGE 27/02/2024	-	-	-	-	-	(17.097)	-	(17.097)
Dividendo adicional proposto	-	-	-	-	178.210	(178.210)	-	-
Dividendos mínimo obrigatório	-	-	-	-	-	(114.553)	-	(114.553)
<b>Saldos em 31/12/2024</b>	<b>1.577.763</b>	<b>516.325</b>	<b>461.380</b>	<b>(930.014)</b>	<b>178.210</b>	<b>(773.438)</b>	<b>385.559</b>	<b>1.415.785</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias



**CPFL TRANSMISSÃO S.A.**  
**CNPJ Nº 92.715.812/0001-31**  
**Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido dos Exercícios findos**  
**Em 31 de dezembro de 2025 e 2024**  
(Valores expressos em milhares de reais)

	Capital Social Integralizado	Reserva de capital	Reserva de Legal	Reserva de Lucro	Reserva de Dividendo Não Distribuído	Dividendo	Lucros / Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Total
<b>Saldos em 31/12/2024</b>	<b>1.577.763</b>	<b>516.325</b>	<b>-</b>	<b>461.380</b>	<b>(930.014)</b>	<b>178.210</b>	<b>(773.438)</b>	<b>385.559</b>	<b>1.415.785</b>
<b>Lucro Líquido do Exercício</b>	-	-	-	-	-	-	101.409	-	101.409
<b>Outros resultados abrangentes</b>									
Variação valor justo por meio de outros resultados abrangentes, líquido de impostos	-	-	-	-	-	-	-	(203)	(203)
Imposto de renda e contribuição social sobre outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	-	69	69
Registro da Perda Atuarial	-	-	-	-	-	-	-	(125.865)	(125.865)
Reserva de Reavaliação	-	-	-	-	-	-	43.579	(49.971)	(6.392)
<b>Total de outros resultados abrangentes, líquido de impostos</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(175.969)</b>	<b>(132.391)</b>
Outras movimentações		67.196							67.196
<b>Mutação internas do patrimônio líquido</b>		<b>67.196</b>							<b>67.196</b>
Constituição de reserva de lucro a realizar	-	-	15.901	(110.675)	-	-	(15.901)	-	(110.675)
Aprovação da proposta de dividendos	-	-	-	-	(354.367)	-	-	-	(354.367)
Dividendo Distribuído	-	-	-	-	-	(178.210)	-	-	(178.210)
Dividendos Prescritos	-	-	-	-	-	-	2.461	-	2.461
Aumento de Capital	1.129.308	-	-	-	-	-	-	-	1.129.308
Dividendo adicional proposto	-	-	-	-	-	229.054	(229.054)	-	-
Dividendo Intermediário	-	-	-	-	-	-	(40.000)	-	(40.000)
Dividendos mínimo obrigatório	-	-	-	-	-	-	(35.531)	-	(35.531)
<b>Saldos em 31/12/2025</b>	<b>2.707.070</b>	<b>583.521</b>	<b>15.901</b>	<b>350.705</b>	<b>(1.284.381)</b>	<b>229.054</b>	<b>(946.475)</b>	<b>209.589</b>	<b>1.864.984</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias

## Notas Explicativas

às Demonstrações Contábeis Regulatórias  
em 31 de dezembro de 2025 e 2024

(valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado)

### 1. CONTEXTO OPERACIONAL

A CPFL Transmissão S.A. (“CPFL Transmissão” ou “Companhia”) é uma sociedade por ações de capital aberto e tem por objeto principal realizar estudos, projetos, construção e operação de linhas de transmissão de energia elétrica, bem como celebração de atos de empresa decorrentes dessas atividades. Em Assembleia Geral Extraordinária em 10 de maio de 2024 a Companhia teve alteração de sua razão social, anteriormente denominada “Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-T”.

A sede administrativa da Companhia está localizada na Rua Dr. João Inácio, nº 859, Navegantes, CEP 90.230-181, na Cidade de Porto Alegre, Estado do Rio Grande do Sul – Brasil.

#### 1.2 SETOR ELÉTRICO NO BRASIL

O setor de energia elétrica no Brasil é regulado pelo Governo Federal, atuando por meio do Ministério de Minas e Energia - MME, o qual possui autoridade exclusiva sobre o setor elétrico. A política regulatória para o setor é implementada pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

De acordo com os contratos de concessão de transmissão, as concessionárias estão autorizadas a cobrar a Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST, a qual é reajustada anualmente nas datas em que ocorrem os reajustes das Receitas Anuais Permitidas - RAP.

Esse período tarifário inicia-se em 1º de julho do ano de publicação das tarifas até 30 de junho do ano subsequente.

O serviço de transporte de grandes quantidades de energia elétrica por longas distâncias, no Brasil, é feito utilizando-se de uma rede de linhas de transmissão e subestações em tensão igual ou superior a 230 kV, denominada Rede Básica. Qualquer agente do setor elétrico, que produza ou consuma energia elétrica tem direito à utilização desta Rede Básica, assim como também o consumidor, atendidas certas exigências técnicas e legais, sendo este o chamado Livre Acesso, assegurado em lei e garantido pela ANEEL.

A operação e administração da Rede Básica é atribuição do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, pessoa jurídica de direito privado, autorizado do Poder Concedente, regulado e fiscalizado pela ANEEL, e integrado pelos titulares de geração, transmissão, distribuição e pelos consumidores com conexão direta à rede básica. O ONS tem a responsabilidade de gerenciar o despacho de energia elétrica das usinas em condições otimizadas, envolvendo o uso dos reservatórios das hidrelétricas e o combustível das termelétricas do sistema interligado nacional.

#### 1.3 Das Concessões

A Companhia detém quatro concessões para exploração dos serviços públicos de transmissão de energia elétrica.

##### 1.3.1. Contrato de Concessão nº 055/2001 – ANEEL

Em, 1º de outubro de 2001, a Companhia firmou o Contrato de Concessão nº 055/2001 - ANEEL para transmissão de energia elétrica. Em razão da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, convertida na Lei nº 12.783/2013 e no Decreto nº 7.805/2013, o contrato de concessão foi aditado em 04 de dezembro de 2012, tendo sofrido alterações significativas. O contrato de concessão, já com as alterações realizadas, estabelece:

- I. quais os bens vinculados à Concessão e a obrigação de operar e manter a infraestrutura existente;
- II. as condições para a prestação do serviço;

- III. a garantia de manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da concessão;
- IV. a indenização, em caso de extinção da concessão, referente à parcela ainda não amortizada dos investimentos realizados pela Companhia na infraestrutura a serviço da concessão.

Em, 01 de dezembro de 2012, o Ministério de Minas e Energia e o Ministério da Fazenda, através da Portaria Interministerial nº 580, estabeleceu os valores de indenização para as instalações integrantes das concessões de transmissão de energia elétrica enquadradas pela MP 579. Foi definido o montante de R\$ 661.086, a preço de outubro de 2012, para indenização das instalações não depreciadas, construídas posteriores a maio de 2000 e relacionadas ao contrato de Concessão nº 055/2001. Essas instalações são usualmente denominadas RBNI.

No que tange às instalações não depreciadas, construídas anteriormente a maio de 2000, usualmente denominada RBSE, a Lei nº 12.783/2013, em seu artigo 15, § 2º, autorizou o Poder Concedente a pagar, na forma de regulamento, o valor relativo aos ativos considerados não depreciados existentes em 31 de maio de 2000, registrados pela Companhia e reconhecidos pela ANEEL. Vide nota explicativa nº 13.

Com a vigência da MP 579 (Lei 12.783/2013), o prazo do Contrato de Concessão foi prorrogado por mais 30 anos e tem prazo de vigência até 31 de dezembro de 2042. O Contrato de Concessão também estabelece que a Receita Anual Permitida (RAP), nome dado à remuneração pela prestação do serviço de transmissão, será reajustada anualmente no mês de julho e revisada a cada 05 anos. Além dos critérios para reajuste e revisão da receita, previstos em contrato, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabelece em regulamentação específica as regras e metodologia para cálculo dessa revisão.

#### 1.3.2. Contrato de Concessão nº 080/2002 - ANEEL

Em 19 de dezembro de 2002, a Companhia firmou o Contrato de Concessão nº 080/2002 - ANEEL para Transmissão de Energia Elétrica. O Contrato de Concessão da LT 230kV UPME x Pelotas 3 estabelece:

- I. a obrigação de construir, operar e manter a infraestrutura a serviço da concessão;
- II. quais os serviços que o operador deve prestar e para quem os serviços devem ser prestados (área geográfica de atendimento e classes de usuários das redes de transmissão);
- III. a garantia de manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da concessão;
- IV. indenização ao final do contrato de concessão referente à parcela ainda não amortizada dos investimentos realizados pela Companhia na infraestrutura a serviço da concessão.

O Contrato de Concessão tem prazo de vigência de 30 (trinta) anos, até 18 de dezembro de 2032, objeto do contrato, podendo ser renovado por igual período, desde que requerida pela Companhia até 36 meses antes do término do contrato. A eventual prorrogação do Contrato de Concessão estará subordinada ao interesse público e à revisão das condições gerais do contrato.

O Contrato de Concessão também estabelece que as tarifas sejam reajustadas anualmente no mês de julho e revisadas nos casos de criação, alteração ou extinção de tributos ou encargos legais, quando comprovados seus impactos. Os critérios e as metodologias para reajuste e revisão das tarifas de energia elétrica são definidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), em regulamentação específica.



### 1.3.3 - Contrato de Concessão Nº 04/2021-ANEEL

A CPFL Transmissão sagrou-se vencedora do Lote 06, do Leilão de Transmissão Nº 001/2020, e assinou o Contrato de Concessão Nº 4/2021-ANEEL em 31 de março de 2021. Em síntese, o objeto deste Contrato é a construção, operação e manutenção da Subestação 230/138 kV Cachoeirinha 3, incluindo obras de seccionamento de linhas de transmissão 230 kV e 138 kV. O prazo estabelecido para energização é de até 30 de setembro de 2024, com prazo de concessão até 31 de março de 2051, com RAP de R\$ 9.234.372,00 anual que será auferida a partir da data de disponibilidade para operação comercial das instalações, sendo que a energização e a entrada em operação comercial ocorreram em novembro de 2023.

### 1.3.4 - Contrato de Concessão Nº 03/2026

Na qualidade de vencedora do Leilão de Transmissão nº 4/2025, a Companhia arrematou o Lote 3 e celebrou, em fevereiro de 2026, o Contrato de Concessão nº 03/2026 com a ANEEL, tendo por objeto a construção, operação e manutenção das SEs 525/138 kV Erechim, 230/69 kV Boa Vista do Buricá 2, 230/138 kV São Sebastião do Caí 2 e 230/138 kV Ivoti 2, incluindo seccionamentos e novos trechos de LTs no Estado do Rio Grande do Sul e a LT 230 kV Sarandi - Maringá no Estado do Paraná. A RAP vencedora do leilão foi de R\$ 81.156, sendo o investimento (CAPEX) estimado pela ANEEL para o lote de R\$ 1.069.085 e o início da operação comercial está previsto para fevereiro de 2030. A participação da Companhia no referido leilão está alinhada à estratégia de crescimento do Grupo CPFL, com propostas fundamentadas em disciplina financeira, sinergia com os ativos existentes e eficiência operacional na execução de projetos de infraestrutura.

## 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, a Companhia 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

A Companhia 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. 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 2025<sup>1</sup>, 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 contra 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) - acesse a publicação em: [www.cpfl.com.br/ri](http://www.cpfl.com.br/ri) > Governança e Sustentabilidade > Mudanças Climáticas. Adicionalmente, a cada ano também publicamos na plataforma global do Carbon Disclosure Project (CDP), dando maior transparência para nossos públicos de interesse. <sup>1</sup>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.

#### Iniciativas Específicas:

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.

#### 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.

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 da 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.

## 2. BASE DE PREPARAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

### 2.1 Base de preparação

As Demonstrações Contábeis para fins regulatórios foram preparadas de acordo com as normas, procedimentos e diretrizes emitidas e aprovadas pela ANEEL, as quais constam no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (“MCSE”), aprovado por meio da Resolução Normativa nº 605, de 11 de março de 2014, substituída em 2021 pela Resolução Normativa nº 933, de 28 de maio de 2021, e também seguindo as orientações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (“CPC”), quando estas não são conflitantes com as práticas contábeis emitidas e aprovadas pela ANEEL.

A ANEEL, em 17 de setembro de 2021, através do Despacho nº 2.904, no uso da atribuição que lhe foi delegada por meio da Resolução Normativa nº 933, de 28 de maio de 2021, decidiu: (i) revisar o MCSE, na dimensão procedimental; (ii) revogar a versão 2015 do MCSE, aprovada pela Resolução Normativa nº 605, de 2014, substituída pela Resolução Normativa nº 933/2021; e (iii) aprovar a versão 2022 do MCSE, com vigência a partir de 1º de janeiro de 2022. A versão vigente foi aprovada através do Despacho nº 1.690 de 28 de junho de 2022.

Essas demonstrações foram preparadas em consonância com as orientações emitidas pelo Órgão Regulador para Demonstrações Contábeis. As Demonstrações Contábeis para fins regulatórios são separadas das Demonstrações contábeis estatutárias societárias da outorgada. Há diferenças entre as práticas contábeis adotadas no Brasil e a base de preparação das informações previstas nas demonstrações para fins regulatórios, uma vez que as Instruções Contábeis para fins Regulatórios especificam um tratamento ou divulgação alternativos em certos aspectos. Quando as Instruções Contábeis Regulatórias não tratam de uma questão contábil de forma específica, faz-se necessário seguir as práticas contábeis adotadas no Brasil. As informações financeiras distintas das informações preparadas totalmente em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil podem não representar necessariamente uma visão verdadeira e adequada do desempenho financeiro ou posição financeira e patrimonial de uma empresa, podendo apresentar diferenças de valores pela aplicação diferenciada de algumas normas contábeis societárias e regulatórias. Estas diferenças estão demonstradas e explicadas na nota 14, para melhor entendimento do leitor.

A Administração confirma que todas as informações relevantes próprias das demonstrações contábeis regulatórias estão divulgadas e correspondem ao que é utilizado na gestão regulatória da Companhia.

A autorização para a conclusão destas demonstrações contábeis regulatórias foi concedida pela Administração em 27 de abril de 2026.

Essas demonstrações contábeis regulatórias estarão disponíveis no site da ANEEL ([www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)) e da Companhia ([www.cpfl.com.br](http://www.cpfl.com.br)).

### 2.2 Uso de estimativas e julgamentos

A preparação das demonstrações contábeis regulatórias exige que a Administração da Companhia 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 da Companhia 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 maiores incertezas e que possam um risco de resultar em um ajuste material, caso essas premissas e estimativas sofram mudanças significativas em períodos subsequentes, são:



- Nota 4 – Consumidores, concessionárias e permissionárias: provisão para créditos de liquidação duvidosa, sendo as principais premissas em relação aos valores recuperáveis e premissas para mensuração do fornecimento e Tarifa de uso do sistema de transmissão (“TUST”) não faturados;
- Nota 7 – Tributos Diferidos;
- Nota 5 – Imobilizado e intangível: principais premissas em relação aos valores recuperáveis;
- Nota 6 – Empréstimos, financiamentos e debêntures: principais premissas para determinação do valor justo;
- Nota 8 – Provisão para litígios e depósitos judiciais e cauções (reconhecimento e mensuração: principais premissas sobre a probabilidade e magnitude das saídas de recursos).

### 2.3 Moeda funcional e moeda de apresentação

A moeda funcional da Companhia é o Real e as demonstrações contábeis regulatórias 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.

### 2.4 Segmento operacional

Durante o exercício corrente a Companhia atuou somente no segmento de transmissão de energia elétrica, e sua demonstração de resultado reflete essa atividade. Conseqüentemente, a Companhia concluiu que a sua demonstração de resultados e as demais informações constantes nestas notas explicativas, apresentam as informações requeridas sobre seu único segmento operacional.

## 3. PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

As práticas contábeis utilizadas são as mesmas apresentadas na nota explicativa nº 3 das Demonstrações Contábeis Societárias, exceto quanto ao que se estabelece abaixo:

**3.1 Imobilizado em serviço:** Registrado ao custo de aquisição ou construção, acrescidos das reavaliações registradas em 31 de dezembro de 2024, homologadas pelo Órgão Regulador através da Resolução Homologatória Nº 3.344, de 9 de julho de 2024, sendo o Laudo de Reavaliação dos ativos aprovado para a data base de 31 de janeiro de 2023. A depreciação é calculada pelo método linear, tomando-se por base os saldos contábeis registrados conforme legislação vigente. As taxas anuais de depreciação estão determinadas nas tabelas anexas à Resolução Normativa Nº 674, de 11 de agosto de 2015, emitida pelo Órgão Regulador.

O valor residual é determinado considerando a premissa de existência de indenização de parcela não amortizada de bens pela taxa de depreciação regulatória e o prazo de vigência da outorga (concessão, permissão e/ou autorização). O valor residual de um ativo pode aumentar ou diminuir em eventuais processos de revisão das taxas de depreciação regulatória.

O resultado na alienação ou na retirada de um item do ativo imobilizado é determinado pela diferença entre o valor da venda e o saldo contábil do ativo e é reconhecido no resultado do exercício.

**3.2 Imobilizado em curso:** Os gastos de administração central capitalizáveis são apropriados, mensalmente, às imobilizações em bases proporcionais. A alocação dos dispêndios diretos com pessoal mais os serviços de terceiros está prevista no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico. Estes custos são recuperados por meio do mecanismo de tarifas e preços.

A outorgada, quando aplicável, agrega mensalmente ao custo de aquisição do imobilizado em curso os juros, as variações monetárias e cambiais, e demais encargos financeiros incorridos sobre empréstimos e financiamentos



diretamente atribuídos à aquisição ou constituição de ativo qualificável considerando os seguintes critérios para capitalização:

- período de capitalização correspondente à fase de construção do ativo imobilizado, sendo encerrado quando o item do imobilizado encontra-se disponível para utilização;
- utilização da taxa média ponderada dos empréstimos vigentes na data da capitalização, observando o limite do WACC Regulatório;
- o montante dos juros, as variações monetárias e cambiais, e demais encargos financeiros capitalizados mensalmente não excedem o valor das despesas de juros apuradas no período de capitalização; e
- os juros, as variações monetárias e cambiais e demais encargos financeiros capitalizados são depreciados considerando os mesmos critérios e vida útil determinada para o item do imobilizado ao qual foram incorporados.

**3.3 Intangível:** Registrado ao custo de aquisição ou realização. A amortização, quando for o caso, é calculada pelo método linear.

Os encargos financeiros, juros e atualizações monetárias incorridos, relativos a financiamentos obtidos de terceiros vinculados ao intangível em andamento, quando aplicável, são apropriados às imobilizações intangíveis em curso durante o período de construção do intangível.

**3.4 Obrigações especiais vinculadas à concessão:** Estão representadas pelos valores nominais ou bens recebidos de concessionárias, geradores, consumidores livres ou permissionárias para realização de empreendimentos necessários ao atendimento de pedidos de transmissão de energia elétrica. Esta conta é amortizada pela taxa média de depreciação dos ativos correspondentes a essas obrigações, conforme a taxa média de reintegração vigente pela última revisão tarifária da concessionária.

**3.5 Reconhecimento de receita:** A receita operacional do curso normal das atividades da Outorgada é medida pelo valor justo da contraprestação recebida ou a receber. A receita operacional é reconhecida quando existe evidência convincente de que os riscos e benefícios mais significativos foram transferidos para o comprador; de que for provável que os benefícios econômico-financeiros fluirão para a entidade; de que os custos associados possam ser estimados de maneira confiável; e de que o valor da receita operacional possa ser mensurado de maneira confiável. As receitas provenientes das prestações de serviços são registradas quando as mesmas foram efetivamente prestadas, regido por contrato de prestação de serviços entre as partes.

#### 4. CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSONÁRIAS

Composição das Contas a Receber:

DESCRIÇÃO	VALORES CORRENTES					Provisão para Devedores Duvidosos	TOTAL 2025	TOTAL 2024
	CORRENTE A VENCER		CORRENTE VENCIDA					
	Até 60 dias	Mais de 60 dias	De 91 a 180 dias	De 181 a 360 dias	Mais de 360 dias			
Encargos de Uso da Rede Elétrica	118.085	3.298	4.363	2.735	27.601	(27.601)	128.481	116.538
<b>TOTAL</b>	<b>118.085</b>	<b>3.298</b>	<b>4.363</b>	<b>2.735</b>	<b>27.601</b>	<b>(27.601)</b>	<b>128.481</b>	<b>116.538</b>



Os saldos de R\$ 128.481 (R\$ 116.538 em 31 de dezembro de 2024) referem-se aos valores a receber de concessionárias, permissionárias e consumidores livres referente ao uso do sistema de transmissão faturados através dos Avisos de Crédito (AVC's), com valores autorizados pelas Resoluções Homologatórias das RAPs, e pelos faturamentos dos contratos de conexão firmados com os Acessantes ao sistema.

A provisão para créditos de liquidação duvidosa no valor de R\$27.601 (R\$14.615 em 31 de dezembro de 2024) refere-se à provisão de recebíveis relativos a valores de concessionárias, permissionárias diversas e consumidores livres vencidos há mais de 360 dias.



## 5. IMOBILIZADO

### 5.1. A composição do imobilizado é como segue

Ativo Imobilizado em Serviço - R\$ Mil	Valor Bruto em 31/12/2024	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Valor Bruto em 31/12/2025	Adições Líquidas = (A)+(B)+(C)+(D)+(E)=	Depreciação Acumulada	Valor Líquido em 31/12/2025	Valor Líquido em 31/12/2024
<b>Transmissão</b>									
Terrenos	41.026	-	-	8.917	49.943	8.917	-	49.943	41.026
Edificações, obras civis e benfeitorias	189.631	-	(17.621)	33.468	205.477	15.846	(145.616)	59.861	29.071
Máquinas e Equipamentos	6.664.011	-	(194.159)	708.444	7.178.296	514.285	(4.408.401)	2.769.894	2.230.356
Veículos	49.683	-	(2.918)	2.101	48.867	(816)	(12.860)	36.006	40.082
Móveis e Utensílios	4.747	-	(581)	3.792	7.958	3.211	(1.387)	6.571	3.526
<b>Administração</b>									
Edificações, obras civis e benfeitorias	90	-	-	-	90	-	(29)	61	64
Máquinas e Equipamentos	52.516	-	-	(47.199)	5.316	(47.199)	(908)	4.408	51.797
Veículos	5.010	-	(890)	-	4.120	(890)	(4.120)	-	-
<b>Não Vinculados</b>									
Máquinas	1.602	-	-	-	1.602	-	(1.602)	-	-
Veículos	112	-	-	-	112	-	(112)	-	-
Móveis e Utensílios	4	-	-	-	4	-	(4)	-	(26)
(-) Prov. p/ajuste ao valor de recup. de ativos	(711.939)	-	-	-	(711.939)	-	553.194	(158.745)	(170.561)
<b>Total do Ativo Imobilizado em Serviço</b>	<b>6.296.491</b>	<b>-</b>	<b>(216.168)</b>	<b>709.522</b>	<b>6.789.845</b>	<b>493.354</b>	<b>(4.021.845)</b>	<b>2.767.999</b>	<b>2.225.336</b>
<b>Ativo Imobilizado em Curso - R\$ Mil</b>									
<b>Transmissão</b>									
Máquinas e Equipamentos	570.482	890.430	(493)	(658.251)	802.168	231.686	-	802.168	570.482
Outros	436.131	136.144	(678)	(37.986)	533.611	97.480	-	533.611	436.131
<b>Administração</b>									
Máquinas e Equipamentos	12.344	4.550	-	(2.988)	13.906	1.562	-	13.906	12.344
Outros	15.987	73	(5.536)	(10.297)	226	(15.761)	-	226	15.987
<b>Total do Ativo Imobilizado em Curso</b>	<b>1.034.944</b>	<b>1.031.197</b>	<b>(6.708)</b>	<b>(709.522)</b>	<b>1.349.911</b>	<b>314.967</b>	<b>-</b>	<b>1.349.911</b>	<b>1.034.944</b>
<b>Total do Ativo Imobilizado</b>	<b>7.331.435</b>	<b>1.031.197</b>	<b>(222.876)</b>	<b>-</b>	<b>8.139.756</b>	<b>808.321</b>	<b>(4.021.845)</b>	<b>4.117.910</b>	<b>3.260.280</b>



Ativo Imobilizado - R\$ Mil	Taxas anuais médias de depreciação (%)	Valor Bruto	Depreciação Acumulada	2025	2024
				Valor Líquido	Valor Líquido
<b>Em serviço</b>					
Transmissão	2,64%				
Custo histórico		3.656.679	(1.400.588)	2.256.090	1.612.802
Correção monetária especial		378.869	(375.517)	3.352	4.284
Reavaliação		3.454.992	(2.792.159)	662.833	726.976
Administração	18,23%				
Custo histórico		9.526	(5.057)	4.469	51.861
Atividades não vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	0,00%				
Custo histórico		1.717	(1.717)	-	(26)
(-) Prov. p/ajuste ao valor de recup. de ativos		(711.939)	553.194	(158.745)	(170.561)
<b>Total do Ativo Imobilizado em Serviço</b>		<b>6.789.844</b>	<b>(4.021.845)</b>	<b>2.767.999</b>	<b>2.225.336</b>
<b>Em curso</b>					
Transmissão		1.335.779	-	1.335.779	1.006.613
Administração		14.132	-	14.132	28.331
<b>Total do Ativo Imobilizado em Curso</b>		<b>1.349.911</b>	<b>-</b>	<b>1.349.911</b>	<b>1.034.944</b>
<b>Total do Ativo Imobilizado</b>		<b>8.139.755</b>	<b>(4.021.845)</b>	<b>4.117.910</b>	<b>3.260.280</b>



## 5.2. A composição do intangível é como segue:

Ativo Intangível em Serviço - R\$ Mil	Valor Bruto em 31/12/2024	Adições (A)	Transferências (C)	Outros (B)	Valor Bruto em 31/12/2025	Adições Líquidas	Amortização Acumulada	Valor Líquido em 31/12/2025	Valor Líquido em 31/12/2024
<b>Transmissão</b>									
Servidões	98.505	-	8.879	-	107.384	8.879	(0)	107.384	98.505
Softwares	1.964	-	1.903	-	3.867	1.903	(2.302)	1.565	33
<b>Administração</b>									
Softwares	44.557	-	718	-	45.275	718	(44.626)	649	-
<b>Não Vinculados</b>									
Intangíveis	58	-	-	-	58	-	(58)	-	-
(-) Ajuste pelo valor da renovação	(14.898)	-	-	-	(14.898)	-	-	(14.898)	(14.898)
<b>Total do Intangível em Serviço</b>	<b>130.185</b>	<b>-</b>	<b>11.501</b>	<b>-</b>	<b>141.686</b>	<b>11.501</b>	<b>(46.986)</b>	<b>94.700</b>	<b>83.640</b>
Ativo Intangível em Curso - R\$ Mil	Valor Bruto em 31/12/2024	Adições (A)	Transferências (C)	Outros (B)	Valor Bruto em 31/12/2025	Adições Líquidas	Amortização Acumulada	Valor Líquido em 31/12/2025	Valor Líquido em 31/12/2024
<b>Transmissão</b>									
Servidões	7.932	1.236	(8.879)	-	288	(7.643)	-	288	22
Outros	2.142	-	(1.903)	(238)	-	(1.903)	-	-	2.142
<b>Administração</b>									
Softwares	6.809	5.469	(718)	-	11.560	4.751	-	11.560	3.165
<b>Total do Intangível em Curso</b>	<b>16.882</b>	<b>6.705</b>	<b>(11.501)</b>	<b>(238)</b>	<b>11.848</b>	<b>(4.796)</b>	<b>-</b>	<b>11.848</b>	<b>16.881</b>
<b>Total do Intangível</b>	<b>147.067</b>	<b>6.705</b>	<b>-</b>	<b>(238)</b>	<b>153.534</b>	<b>6.705</b>	<b>(46.986)</b>	<b>106.548</b>	<b>100.521</b>



Ativo Intangível - R\$ Mil	2025			2024
	Taxas anuais médias de depreciação (%)	Valor Bruto	Amortização Acumulada	Valor Líquido
<b>Em serviço</b>				
Transmissão	19,85%			
Custo histórico		55.486	(2.302)	53.184
Correção monetária especial		4.546	-	4.546
Reavaliação		51.219	-	51.219
Administração	20,00%			
Custo histórico		45.275	(44.626)	649
Atividades não vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	20,00%			
Custo histórico		58	(58)	-
(-) Prov p/ajuste ao valor de recup de ativos		(14.898)	-	(14.898)
<b>Total do Intangível em Serviço</b>		<b>141.686</b>	<b>(46.986)</b>	<b>94.700</b>
<b>Em curso</b>				
Geração		-	-	-
Transmissão		288	-	288
ADM		11.560	-	11.560
<b>Total do Intangível em Curso</b>		<b>11.848</b>	<b>-</b>	<b>11.848</b>
<b>Total do Intangível</b>		<b>153.534</b>	<b>(46.986)</b>	<b>106.548</b>
				<b>100.521</b>



### 5.3. A composição das adições do exercício, por tipo de gastos capitalizado, está assim disposta:

Adições do Ativo Imobilizado em Curso - R\$ Mil	Material/ Equipamentos	Serviços de Terceiros	Mão de Obra Própria	Juros Capitalizados	Depreciação/ Amortização	Outros Gastos	Total
Material em Depósito - Rede Básica	17.838	-	-	-	-	-	17.838
Terrenos	-	28	-	-	-	-	28
Edificações, Obras Cíveis E Benfeitorias	12.069	34.676	33	1.283	-	-	48.061
Máquinas E Equipamentos	414.427	413.675	10.948	50.446	408	83	889.987
Móveis e Utensílios	3.851	(354)	-	1	-	-	3.498
Veículos	1.408	(126)	-	13	-	-	1.295
A Ratear	(14.400)	23.897	26.723	(746)	994	51	36.520
Desenvolvimento De Projetos	(330)	4.702	909	242	15	3	5.541
Material em Depósito - DIT	3.913	-	-	-	-	-	3.913
Adiantamento A Fornecedores	17.728	-	-	-	-	-	17.728
Outros	(22.976)	29.367	372	13	11	2	6.789
<b>Total das Adições</b>	<b>433.527</b>	<b>505.866</b>	<b>38.984</b>	<b>51.252</b>	<b>1.429</b>	<b>140</b>	<b>1.031.197</b>

### 5.4. Taxas Anuais de Depreciação:

	Taxas anuais de depreciação
	%
<b>Transmissão</b>	
Estrutura (Poste, Torre)	3,16
Condutor	2,96
Transformador de Força	2,86
Estrutura Suporte de Equipamento e de Barramento	3,13
Disjuntor	3,03
Painel, Mesa de Comando e Cubículo	3,57
Sistema de Aterramento	3,03
Chave	4,98
Transformador de Medida	3,69
Transformador de Força	2,86
<b>Administração central</b>	
Software	20,00
Equipamento Geral De Informática	16,67
Veículos	14,29
Equipamento Geral	6,25



A Companhia reconhece a depreciação e amortização de seus ativos imobilizados e intangíveis considerando a vida útil regulatória dos bens estabelecida pela ANEEL através da Resolução Normativa nº 674, de 11 de agosto de 2015. Essa estimativa é revisada periodicamente e aceita pelo mercado como uma estimativa adequada de vida útil dos bens.

De acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto nº 41.019 de 26 de fevereiro de 1957, os bens e instalações utilizados na geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica são vinculados a estes serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. O ato normativo que regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica concede autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto das alienações seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

#### 5.5. As dez principais adições (pelo critério de valor) ao imobilizado em serviço no exercício foram:

	Descrição do bem	em R\$ mil
1.	CONDUTOR	123.166
2.	SISTEMA DE PROTEÇÃO, MEDIÇÃO E AUTOMAÇÃO	102.491
3.	TRANSFORMADOR DE FORÇA	88.753
4.	BARRAMENTO	50.650
5.	ESTRUTURA SUPORTE DE EQUIPAMENTO E DE BARRAMENTO	47.077
6.	DISJUNTOR	38.585
7.	ESTRUTURA (POSTE, TORRE)	33.751
8.	CHAVE	30.202
9.	PAINEL, MESA DE COMANDO E CUBÍCULO	26.599
10.	EQUIPAMENTO GERAL	26.170

#### 5.6. As dez principais baixas (pelo critério de valor) do imobilizado em serviço no exercício foram:

	Descrição do bem	em R\$ mil
1.	TRANSFORMADOR DE FORÇA	(25.387)
2.	DISJUNTOR	(8.871)
3.	VEÍCULOS	(3.808)
4.	TRANSFORMADOR DE MEDIDA	(3.410)
5.	CHAVE	(3.282)
6.	PAINEL, MESA DE COMANDO E CUBÍCULO	(3.275)
7.	ESTRUTURA (POSTE, TORRE)	(2.066)
8.	SISTEMA DE ALIMENTAÇÃO DE ENERGIA	(1.220)
9.	EDIFICAÇÃO	(1.173)
10.	SISTEMA DE PROTEÇÃO, MEDIÇÃO E AUTOMAÇÃO	(832)



## 6. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E DEBÊNTURES

### ABERTURA DO ENDIVIDAMENTO - R\$ Mil

INSTITUIÇÃO / LINHA CREDORA	Juros de Curto Prazo	Principal de Curto Prazo	Principal e Juros LP	Saldo Total	Adimplente	Data Captação Repactuação	Tipo de Garantia	Indexador ou Juros	Spread % a.a.	Vencimento Final	Sistemática Amortização
<b>Financ.Emprést. Moeda Nacional</b>	<b>43.841</b>	-	<b>3.336.581</b>	<b>3.380.421</b>							
Debêntures 10ª Emissão de Debêntures - EEELA0	6.287	-	495.564	501.851	Sim	09/11/2023	Outro, especificar em obs.	IPCA	6,18%	15/10/2033	SAC
Debêntures 12ª Emissão CPFGA2	3.951	-	565.641	569.592	Sim	30/05/2022	Outro, especificar em obs.	IPCA	6,03%	15/05/2031	SAC
Debêntures 11ª Emissão - EEELA1 - 1ª Série	6.819	-	544.251	551.071	Sim	21/05/2024	Outro, especificar em obs.	IPCA	6,10%	15/04/2034	SAC
Debêntures 11ª Emissão - EEELB1 - 2ª Série	1.721	-	136.063	137.783	Sim	21/05/2024	Outro, especificar em obs.	IPCA	6,16%	15/04/2039	SAC
Debêntures 13ª Emissão - EEELA3	2.085	-	260.000	262.085	Sim	10/10/2024	Outro, especificar em obs.	CDI	0,49%	10/09/2029	SAC
Debêntures 14ª Emissão - EEELA4 - Única Série	8.877	-	309.408	318.285	Sim	06/03/2025	Outro, especificar em obs.	IPCA	7,71%	15/02/2035	SAC
Debêntures 15ª Emissão - EEELA5 - 1ª Série	10.037	-	583.000	593.037	Sim	23/05/2025	Outro, especificar em obs.	IPCA	0,45%	15/05/2030	SAC
Debêntures 15ª Emissão - EEELB5 - 2ª Série	4.063	-	507.675	511.738	Sim	23/05/2025	Outro, especificar em obs.	CDI	6,92%	15/05/2035	SAC
Gastos com emissão de Debêntures	-	-	(16.943)	(16.943)	Sim	30/06/2022	Não há	Outro, especificar em obs.	0,00%	31/05/2029	SAC
Marcação a mercado	-	-	(48.078)	(48.078)	Sim	11/05/2023	Não há	Outro, especificar em obs.	0,00%	10/12/2025	Outro, especif. no cronograma
<b>Dívidas com Fundo de Pensão</b>	-	<b>38.846</b>	<b>392.701</b>	<b>431.548</b>							
Benefício Pós Emprego	-	30.275	396.599	426.874	-	-	-	-	-	-	-
Fundação ELETROCEEE	-	8.571	(3.897)	4.674	Sim	01/05/2013	Outras	INPC	6,63%	31/05/2031	SAC



## 6.1 DEBÊNTURES

As debêntures emitidas pela Concessionária 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, apresenta-se abaixo os parâmetros mais críticos de cada índice, considerando todos os contratos vigentes em 31 de dezembro de 2025.

Índices exigidos nas informações contábeis consolidadas da CPFL Energia

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

A Administração monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. No entendimento da Administração da Companhia, todas as condições restritivas e cláusulas financeiras e não financeiras estão adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2025.

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

## 6.2. Abertura dos Instrumentos Financeiros – R\$ Mil

INSTRUMENTOS DERIVATIVOS	Instituição / Contraparte	Data Início	Vencimento	Custo Ponta Ativa	Custo Ponta Passiva	R\$ Mil - Valor Contratado	Fair Value R\$ Mil *
<b>TOTAL DERIVATIVOS</b>						<b>1.797.436.722</b>	<b>(73.029.625)</b>
Swap - String Bradesco	String Bradesco	06/03/25	15/02/35	CDI-0,02%	CDI-0,02%	290.260.854	(814.864)
Swap - Itaú	Itaú	30/05/22	15/05/31	IPCA+6,0265%	CDI+0,66%	240.000.000	-
Swap - Itaú	Itaú	30/05/22	15/05/31	CDI+0,66%	CDI+0,66%	249.000.000	-
Swap - String Bradesco 168	String Bradesco 168	09/11/23	17/10/33	CDI+0,619%	CDI+0,619%	400.778.554	(34.283.581)
Swap - String Bradesco	String Bradesco	21/05/24	17/04/34	IPCA+6,0994%	CDI+0,170%	467.348.804	(29.354.351)
Swap - String Bradesco	String Bradesco	21/05/24	15/04/39	CDI+0,276%	CDI+0,276%	116.747.594	(8.143.139)
Swap - Scotiabank Brasil S.A Banco Múltiplo	Scotiabank Brasil S.A Banco Múltiplo	11/05/23	10/12/25	USD4,4906%	CDI+1,25%	-	-
NDF - XP	XP	28/03/25	28/11/25	USD	CDI	-	-
NDF - HSBC	HSBC	02/06/25	23/12/25	USD	CDI	-	-
NDF - HSBC	HSBC	15/08/25	27/04/26	USD	CDI	22.818.235	(143.562)
NDF - HSBC	HSBC	15/08/25	27/05/26	USD	CDI	10.482.681	(290.128)

## 6.3. Abertura dos Ativos Financeiros – R\$ Mil

INSTITUIÇÃO / LINHA DEVEDORA	Juros de Curto Prazo	Principal Curto Prazo	Principal e Juros LP	Saldo Total
<b>Ativos Financeiros</b>	-	<b>88.354</b>	-	<b>88.354</b>
<b>Caixa e Aplicações Financeiras</b>	-	<b>88.354</b>	-	<b>88.354</b>
Investimentos Temporários	-	29.678	-	29.678
Caixas e equivalentes de caixa	-	58.676	-	58.676

#### 6.4. Composição do Endividamento e Dívida Líquida - R\$ Mil

##### COMPOSIÇÃO DO ENDIVIDAMENTO E DÍVIDA LÍQUIDA

RESUMO	Juros de Curto Prazo	Principal Curto Prazo	Principal + Juros LP	Total 2025	Total 2024
<b>Dívida Bruta</b>	<b>43.841</b>	<b>38.846</b>	<b>3.729.283</b>	<b>3.811.969</b>	<b>3.714.359</b>
Financ. / Emprést. Moeda Estrangeira					376.115
Financ. / Emprést. Moeda Nacional	43.841	-	3.336.581	3.380.421	2.949.813
Fundo de Pensão	-	38.846	392.701	431.548	388.420
<b>(-) Ativos Financeiros</b>	<b>-</b>	<b>(88.354)</b>	<b>-</b>	<b>(88.354)</b>	<b>(177.978)</b>
Caixas e equivalentes de caixa	-	(58.676)	-	(58.676)	(126.651)
Investimentos Temporários	-	(29.678)	-	(29.678)	(51.327)
<b>Dívida Líquida</b>	<b>43.841</b>	<b>(49.508)</b>	<b>3.729.283</b>	<b>3.723.615</b>	<b>3.536.381</b>

#### 7. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL DIFERIDOS

	31/12/2025		31/12/2024	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
<b>Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis</b>				
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	48.255	134.042	35.450	98.471
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	2.349	6.525	1.176	3.267
Provisão relacionada a pessoal	763	2.118	828	2.300
Derivativos	(5.732)	(15.922)	(17.519)	(48.665)
Benefício fiscal da mais-valia incorporado	159.012	441.700	141.225	392.293
CRC NTNB TRANCHE (Ajuste Financeiro)	(4.691)	(13.032)	(4.617)	(12.826)
Outros	(6.942)	(18.386)	(11.344)	(31.624)
<b>Total</b>	<b>193.014</b>	<b>537.046</b>	<b>145.198</b>	<b>403.216</b>



## 8. PROVISÕES PARA LITÍGIOS

### 8.1. Movimentação da provisão para contingências

	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total
<b>Saldo em 31/12/2023</b>	<b>298.057</b>	<b>10.306</b>	<b>18.278</b>	<b>326.641</b>
(+) Novos Ingressos	82.246	14.784	474	97.504
(-) Pagamentos	(10.255)	(425)	(88)	(10.768)
(-) Montantes Revertidos	(71.246)	(2.946)	(3.013)	(77.205)
(+) Atualização Monetária	36.041	1.172	(2.703)	34.510
<b>Saldo em 31/12/2024</b>	<b>334.843</b>	<b>22.891</b>	<b>12.948</b>	<b>370.682</b>
(+) Novos Ingressos	85.404	49.194	32	134.630
(-) Pagamentos	(35.342)	(1.336)	(1.281)	(37.959)
(-) Montantes Revertidos	(4.156)	(1.074)	(3.228)	(8.459)
(+) Atualização Monetária	52.094	2.507	439	55.040
<b>Saldo em 31/12/2025</b>	<b>432.844</b>	<b>72.182</b>	<b>8.908</b>	<b>513.935</b>

#### 8.1.1 Trabalhistas

A Companhia vem permanentemente aprimorando a apuração dos valores contingentes, embasada no histórico de dados referentes aos pagamentos com a finalização das discussões judiciais de assuntos de natureza trabalhista. Foi realizada uma análise das chances de êxito da Empresa envolvendo processos trabalhistas, com o objetivo de suportar o adequado julgamento quanto à necessidade ou não da constituição de provisões. As estimativas quanto ao desfecho e aos efeitos financeiros das contingências foram determinadas com base em julgamento da Administração, considerando o histórico de perdas em processos de mesma natureza e a expectativa de êxito de cada processo. As principais ações ingressadas contra a CPFL Transmissão referem-se a diferenças salariais (parcelas que teriam sido calculadas de forma incorreta) complementação de proventos de aposentadoria, condenações solidárias, correto enquadramento salarial e outras, que são responsáveis pelas principais movimentações na composição de riscos possíveis e prováveis. No decorrer de 2024 e 2025 decisões desfavoráveis para empresa, resultaram na necessidade de constituição de prováveis.

#### 8.1.2 Cíveis

A Companhia está sendo citada em processos judiciais de natureza cível, para os quais foi registrada provisão para os valores cuja expectativa de pagamentos foi considerada provável pelos seus assessores jurídicos, a partir de análise efetuada individualmente por processo. As ações ingressadas contra a Companhia referem-se à complementação de planos de pensão, indenizações, desapropriação e revisão de contratos.

#### 8.1.3 Tributária

O saldo provisionado de R\$ 8.908 (R\$ 12.948 em 31 de dezembro de 2024) refere-se à maioria processos judiciais em andamento cuja matéria é a discussão com alguns municípios sobre a incidência do Imposto Predial e Territorial Urbano (IPTU) para imóveis que se encontram a serviço da concessão, para os quais a companhia vem classificando, através de opinião legal, como perda provável.

## 9. OBRIGAÇÕES VINCULADAS À CONCESSÃO

São obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica e representam os valores da União, dos Estados, dos Municípios, das Concessionárias, Permissionárias e Consumidores Livres, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno a favor do doador e às subvenções destinadas a investimentos no serviço público de energia elétrica na atividade de transmissão.



Os saldos das contas de obrigações especiais estão assim apresentados:

Obrigações Especiais - R\$ Mil	Depreciação - Taxa Média Anual	Custo Histórico	Reavaliação	Total
<b>Em serviço</b>				
Doações e Subvenções Destinadas a Investimentos no Serviço Concedido	2,92%	(262.562)	(13.843)	<b>(276.406)</b>
Pesquisa e Desenvolvimento		(3.248)	-	<b>(3.248)</b>
<b>Em curso</b>				
Participação Financeira do Consumidor		(3)	-	<b>(3)</b>
Doações e Subvenções Destinadas a Investimentos no Serviço Concedido		(17.343)	-	<b>(17.343)</b>
<b>Total</b>		<b>(283.156)</b>	<b>(13.843)</b>	<b>(296.999)</b>

As variações das contas de obrigações especiais estão assim apresentadas:

Obrigações Especiais - R\$ Mil	31/12/2024	Adição	Transferências	Reavaliação	Amortização Acum.	31/12/2025
<b>Em serviço</b>	<b>(114.396)</b>	-	<b>(162.023)</b>	<b>(14.833)</b>	<b>11.599</b>	<b>(279.653)</b>
Doações e Subvenções Destinadas a Investimentos no Serviço Concedido	(114.202)	-	(158.970)	(14.833)	11.599	(276.406)
Pesquisa e Desenvolvimento	(195)	-	(3.053)	-	-	(3.248)
<b>Em curso</b>	<b>(8.119)</b>	<b>(171.250)</b>	<b>162.023</b>	-	-	<b>(17.346)</b>
Participação Financeira do Consumidor	(3)	-	-	-	-	(3)
Doações e Subvenções Destinadas a Investimentos no Serviço Concedido	(8.116)	(171.250)	162.023	-	-	(17.343)
<b>Total</b>	<b>(122.515)</b>	<b>(171.250)</b>	-	<b>(14.833)</b>	<b>11.599</b>	<b>(296.999)</b>

## 10. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

### 10.1. Capital Social

O Capital Social da Companhia, em 31 de dezembro de 2025, é de R\$ 2.707.070 (R\$ 1.577.763 em 31 de dezembro 2024), representado por R\$ 15.422.344 (R\$ 9.592.444 em 31 de dezembro 2023) ações nominativas, sem valor nominal, sendo R\$ 15.241.703 (R\$ 9.480.088 em dezembro de 2023) ações ordinárias e R\$ 180.641 (R\$ 112.356 em dezembro 2022) ações preferenciais, sem direito a voto, com a seguinte composição:



	Ordinárias	Participação %	Preferenciais	Participação %	31/12/2025		31/12/2024	
					Total	Participação %	Total	Participação %
CPFL Energia	6.609.576	51	-	-	6.609.576	30	-	-
CPFL Brasil	6.350.377	49	9.071.967	100	15.422.344	70	15.422.344	100
<b>Total</b>	<b>12.959.953</b>	<b>100</b>	<b>9.071.967</b>	<b>100</b>	<b>22.031.920</b>	<b>100</b>	<b>15.422.344</b>	<b>-</b>

### 10.1. Gestão de Capital

A política da Companhia é manter uma base sólida de capital para manter a confiança do investidor, dos credores e a sustentabilidade do negócio. A Administração monitora o retorno de capital e a estratégia de subida de dividendos da Companhia para o controlador.

A Companhia gerencia o nível de alavancagem ponderando as vantagens e a segurança proporcionada por uma posição de capital próprio mais elevada. A Companhia 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 da Companhia permaneceram em níveis adequados. A dívida líquida da Companhia alcançou 2,30 vezes o EBITDA em 2025 (2,07 vezes em 2024), maior do que no ano anterior, no critério de medição dos covenants financeiros da Companhia. A política da Companhia é manter este índice abaixo de 3,75, visto que seus empréstimos utilizam esta medição.

### 10.2. Outros Resultados Abrangentes

Os saldos compõem-se de:

	<u>2025</u>	<u>2024</u>
Varição líquida no valor justo por meio de outros resultados abrangentes	(5.964)	(5.830)
Reserva de Reavaliação	599.568	649.539
Ganhos e Perdas Atuariais	<u>(384.015)</u>	<u>(258.150)</u>
	<u><b>209.589</b></u>	<u><b>385.559</b></u>

Os valores registrados em outros resultados abrangentes relativos às perdas atuariais líquidas são originários de laudo atuarial elaborado por Atuário Independente. Estas perdas representam as variações das taxas e premissas projetadas, porém ainda não realizadas, cujo impacto no resultado se dará no momento do efetivo pagamento.

### 10.3. Reserva de Capital

Saldo da reserva de capital em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 584.536, que compreende: (i) resgate compulsório de ações (R\$ 15.666); (ii) alteração na participação sem alteração no controle (R\$ 511), (iii) benefício fiscal da Mais-Valia Incorporada, oriundo da incorporação da CPFL Comercialização de Energia Cone Sul Ltda, de R\$ 533.517 e (iv) PPA (Purchase Price Allocation) alocação de preço de compra, de R\$ 67.195 .

### 10.4. Reserva de Lucros

O saldo da reserva de lucros em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 350.705, que compreende: i) Reserva Legal de R\$ 142.780; e ii) Reserva de lucros a realizar de R\$ 207.925.



## 11. RECEITA/INGRESSO

<b>Receita/Ingresso</b>	<b>2025</b>	<b>2024</b>
Disponibilização do Sistema de Transmissão	1.223.384	1.250.825
Outros	(35.076)	-
<b>Total</b>	<b>1.188.307</b>	<b>1.250.825</b>
<b>Tributos</b>	<b>(111.178)</b>	<b>(114.212)</b>
PIS - PASEP	(19.831)	(20.365)
COFINS	(91.346)	(93.847)
<b>Encargos</b>	<b>(80.710)</b>	<b>(112.055)</b>
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	(9.966)	(10.246)
Reserva Global de Reversão - RGR	(416)	377
Conta de Desenvolvimento Econômico - CDE	(54.180)	(77.313)
Taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica – TFSEE	(3.899)	(3.998)
Outros encargos	(12.247)	(20.875)
<b>Receita Líquida / Ingresso Líquido</b>	<b>996.420</b>	<b>1.024.558</b>

## 12. PESSOAL E ADMINISTRADORES

	<b>2025</b>	<b>2024</b>
<b>Pessoal</b>	<b>167.181</b>	<b>204.487</b>
Remuneração	59.596	59.105
Encargos	38.043	35.905
Previdência Privada - Corrente	5.896	7.411
Benefício Pós-emprego - Previdência Privada - Déficit ou superávit atuarial	34.140	72.815
Despesas rescisórias	2.577	832
Participação nos Lucros e Resultados - PLR	9.904	10.360
Outros benefícios - Corrente	17.026	18.059
<b>Administradores</b>	<b>4.195</b>	<b>5.104</b>
Honorários e encargos (Diretoria e Conselho)	3.274	4.540
Benefícios dos administradores	921	564
<b>Total</b>	<b>171.377</b>	<b>209.590</b>



### 13. REVISÃO E REAJUSTE TARIFÁRIO

#### 13.1. Revisão Tarifária Anual

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. A RAP consolidada da CPFL-T totalizou R\$ 1.262,3 milhões, líquida de PIS e COFINS, sendo que somente o CC nº 055/2001 (Prorrogado) representa 83% da RAP total, enquanto 17% referem-se aos Contratos Licitados.

No consolidado do segmento de Transmissão, a REH nº 3.481/2025 também definiu os valores das Parcelas de Ajuste (“PA”) a serem compensados no mesmo período abarcando eventuais ajustes financeiros. O valor correspondente à PA total foi de R\$ 9,9 milhões negativos para ciclo 2025/2026.

Nesse contexto, a RAP do Contrato de Concessão prorrogado nº 055/2001, desconsiderada a parcela de ajuste, totaliza R\$ 1.043,3 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.

Contratos	REH 3.348/2024	Baixas e Trajetória O&M	Novos Investimentos	Indexador (IPCA)	REH 3.481/2025	PA RTA 2025	REH 3.481/2025
055/2001	1.029,6	-84,3	47,6	50,3	1.043,3	-0,04	1.043,3

A Receita Homologada líquida de PIS e COFINS dos Contratos Licitados da CPFL Transmissão, desconsiderada a parcela de ajuste, totaliza R\$ 219 MM, conforme a composição abaixo da RAP dos Contratos nº 080/2002 (CPFL-T - LT Presidente Médici/Pelotas 3), nº 001/2011 (TESB), nº 003/2013 (Piracicaba), nº 006/2015 (Morro Agudo), nº 020/2018 (Maracanaú), nº 005/2019 (SUL I), nº 011/2019 (SUL II) e nº 004/2021 (CEEECPFL-T SE Cachoeirinha 3):

(\*) Valores homologados considerando a parcela de Ajuste (PA)

Contratos	REH 3.348/2024	Entrada em operação	Indexador (IPCA /IGP-M)	Impacto do Reposicionamento da RTP	REH 3.481/2025	PA RTA 2025	REH 3.481/2025
080/2002	21.362,74	-	1.499,92		22.862,65	-677,91	22.184,73
001/2011	45.877,06	-	2.440,56		48.317,62	-4.218,4	44.099,24
003/2013	16.641,23	-	885,28	-	17.526,51	-383,21	17.143,29
020/2018	10.974,23	-	583,81	-	11.558,03	-129,57	11.428,45
006/2015	19.807,31	-	0,00	-67,80	19.739,51	-213,90	19.525,60
005/2019	35.878,03	-	1.908,64	-	37.786,67	-1.297,0	36.489,60
011/2019	46.088,15	-	2.451,79	-	48.539,94	-2.312,9	46.227,01
004/2021	11.160,88	880,40	593,77	-	12.635,06	-678,08	11.956,98
<b>Total</b>	<b>207.789,63</b>	<b>880,40</b>	<b>10.363,77</b>	<b>-67,80</b>	<b>218.966,00</b>	<b>-9.911,05</b>	<b>209.054,94</b>

\* Valores expressos em R\$ mil.

### 13.2 Revisão Tarifária Periódica (RTP)

Em 2025, foi realizada a Revisão Tarifária Periódica (“RTP”) da CPFL Morro Agudo, referente ao Contrato de Concessão nº 006/2015, licitado pela ANEEL. O processo contemplou a revisão do Custo de Capital de Terceiros, parâmetro utilizado no cálculo do Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) e aplicado à Receita Anual Permitida (RAP) originalmente ofertada no leilão de concessão.

Cabe destacar que, no período avaliado, não houve autorização de Reforços ou Melhorias com valores de RAP estabelecidos provisoriamente pela ANEEL, tampouco o reconhecimento de novos investimentos para fins de RAP adicional no âmbito da RTP.

Como resultado do processo, o índice de reposicionamento tarifário aplicado à RAP foi de -0,34%, refletindo a atualização regulatória dos parâmetros econômicos, especialmente o custo de capital de terceiros. Dessa forma, a receita vigente, anteriormente fixada em R\$ 19,8 milhões, passou para R\$ 19,7 milhões, considerando valores de junho de 2025.

### 14. CONCILIAÇÃO DO BALANÇO PATRIMONIAL REGULATÓRIO E SOCIETÁRIO

Para fins estatutários, a Outorgada seguiu a regulamentação societária para a contabilização e elaboração das Demonstrações Contábeis Societárias, sendo que, para fins regulatórios, a Outorgada seguiu a regulamentação regulatória, determinada pelo Órgão Regulador apresentada neste Manual. Dessa forma, uma vez que há diferenças entre as práticas societárias e regulatórias, faz-se necessária a apresentação da reconciliação das informações apresentadas seguindo as práticas regulatórias com as informações apresentadas seguindo as práticas societárias.

#### a) Ativo

	Nota	31/12/2025			31/12/2024		
		Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
<b>ATIVO CIRCULANTE</b>							
Caixa e Equivalentes de Caixa		58.676	-	58.676	126.651	-	126.651
Concessionárias e Permissionárias		128.481	-	128.481	116.538	-	116.538
Tributos Compensáveis		58.537	-	58.537	45.955	-	45.955
Almoxarifado Operacional	14.1	4.153	86.477	90.630	17.126	55.092	72.218
Investimentos Temporários		29.678	-	29.678	51.327	-	51.327
Despesas Pagas Antecipadamente		5.533	(5.533)	-	2.500	(2.500)	-
Ativo Contratual	14.2	-	708.983	708.983	-	615.045	615.045
Instrumentos Financeiros Derivativos		-	-	-	92.573	-	92.573
Outros Ativos Circulantes	14.3	95.008	2.112	97.120	106.824	(1.603)	105.221
		<b>380.066</b>	<b>792.039</b>	<b>1.172.105</b>	<b>559.494</b>	<b>666.034</b>	<b>1.225.528</b>
<b>ATIVO NÃO CIRCULANTE</b>							
Depósitos Judiciais e Cauções		215.374	-	215.374	183.243	-	183.243
Tributos Diferidos	14.4	730.060	(730.060)	-	548.413	(548.413)	-
Ativo Contratual		-	5.288.981	5.288.981	-	4.526.267	4.526.268
Despesas Pagas Antecipadamente		62	(62)	-	1.191	(1.191)	-
Instrumentos Financeiros Derivativos		89.069	0	89.069	23.297	-	23.297
Participações Societárias		1.336.228	125.657	1.461.885	1.446.991	60.908	1.507.899
Outros Ativos Não Circulantes		11.298	270	11.568	7.789	5.676	13.465
Imobilizado	14.5	4.117.885	(3.944.903)	172.982	3.260.280	(3.115.590)	144.690
Intangível	14.6	106.548	(92.308)	14.240	100.521	(91.512)	9.009
		<b>6.606.524</b>	<b>647.575</b>	<b>7.254.099</b>	<b>5.571.725</b>	<b>836.143</b>	<b>6.407.870</b>
<b>TOTAL DO ATIVO</b>		<b>6.986.590</b>	<b>1.439.614</b>	<b>8.426.204</b>	<b>6.131.219</b>	<b>1.502.177</b>	<b>7.633.398</b>



## b) Passivo

	31/12/2025			31/12/2024		
	Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
<b>PASSIVO CIRCULANTE</b>						
Fornecedores	153.433	-	153.433	137.287	-	137.287
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	43.841	-	43.841	545.333	-	545.333
Obrigações Sociais e Trabalhistas	14.7	24.327	(24.327)	24.369	(24.369)	-
Provisão para Benefícios a Empregados	38.846	-	38.846	85.221	-	85.221
Tributos	14.8	69.015	(1.820)	20.684	(3.327)	17.357
Dividendos Obrigatórios e Juros Sobre Capital Próprio	35.703	-	35.703	117.205	-	117.205
Outros Passivos Circulantes	14.9	103.061	92.462	62.009	142.245	204.254
	<b>468.226</b>	<b>66.315</b>	<b>534.540</b>	<b>1.033.621</b>	<b>73.036</b>	<b>1.106.657</b>
<b>PASSIVO NÃO CIRCULANTE</b>						
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	3.336.582	-	3.336.582	2.780.596	-	2.780.596
Provisão para Benefícios a Empregados	392.701	-	392.701	303.209	-	303.209
Tributos	-	-	-	-	-	-
Provisão para Litígios	513.935	-	513.935	370.682	-	370.682
Encargos Setoriais	14.10	12.307	(12.307)	7.350	(7.350)	-
Tributos Diferidos	14.13	-	33.695	-	138.442	138.442
Obrigações Especiais	14.12	296.999	(296.999)	122.515	(122.515)	-
Instrumentos Financeiros Derivativos	73.030	-	73.030	68.424	-	68.424
Outros Passivos Não Circulantes	14.11	27.827	16.607	29.037	11.268	40.305
	<b>4.653.381</b>	<b>(259.004)</b>	<b>4.394.377</b>	<b>3.681.813</b>	<b>19.845</b>	<b>3.701.658</b>
<b>TOTAL DO PASSIVO</b>	<b>5.121.607</b>	<b>(192.689)</b>	<b>4.928.917</b>	<b>4.715.434</b>	<b>92.881</b>	<b>4.808.315</b>
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>						
Capital Social	2.707.070	-	2.707.070	1.577.763	-	1.577.763
Reserva de Capital	583.521	1.015	584.536	516.325	1.016	517.341
Reserva Especial - Dividendos não Distribuídos	14.14	(1.284.381)	1.284.381	(930.014)	930.014	-
Reservas de Lucro	366.606	-	366.606	461.380	354.369	815.749
Proposta Distribuição De Dividendos Adicionais	229.054	-	229.054	178.210	-	178.210
Outros Resultados Abrangentes	14.15	209.589	(599.568)	385.559	(649.540)	(263.981)
Lucros ou Prejuízos Acumulados	(946.475)	946.475	-	(773.438)	773.438	-
<b>TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>1.864.984</b>	<b>1.632.303</b>	<b>3.497.288</b>	<b>1.415.785</b>	<b>1.409.297</b>	<b>2.825.082</b>
<b>TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>6.986.590</b>	<b>1.439.614</b>	<b>8.426.205</b>	<b>6.131.218</b>	<b>1.502.178</b>	<b>7.633.398</b>

## c) Demonstração do Resultado do Exercício

	Nota	31/12/2025			31/12/2024		
		Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
<b>Operações em continuidade</b>	14.16	<b>1.188.307</b>	<b>898.612</b>	<b>2.086.919</b>	<b>1.250.825</b>	<b>872.100</b>	<b>2.122.925</b>
Disponibilização do sistema de transmissão		1.223.384	(1.223.384)	-	1.250.825	(1.250.825)	-
Outros		(35.076)	35.076	-	-	-	-
Receita de Operação e Manutenção		-	576.545	576.545	-	593.625	593.625
Remuneração/Atualização do Ativo Contratual		-	541.063	541.063	-	480.805	480.805
Receita com construção da infraestrutura		-	953.360	953.360	-	1.028.324	1.028.324
Outras receitas		-	15.951	15.951	-	20.171	20.171
<b>Tributos</b>	14.17	<b>(111.178)</b>	<b>18</b>	<b>(111.160)</b>	<b>(114.212)</b>	<b>(516)</b>	<b>(114.728)</b>
PASEP e COFINS		-	(111.160)	(111.160)	-	(114.728)	(114.728)
PIS/PASEP		(19.831)	19.831	-	(20.365)	20.365	-
COFINS		(91.346)	91.346	-	(93.847)	93.847	-
<b>Encargos</b>		<b>(80.710)</b>	<b>(564)</b>	<b>(81.273)</b>	<b>(112.055)</b>	<b>(727)</b>	<b>(112.782)</b>
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D		(9.966)	9.966	-	(10.246)	10.246	-
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE		(54.180)	0	(54.180)	(3.998)	3.998	-
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE		(3.899)	3.899	-	(77.313)	-	(77.313)
Reserva Global de Reversão - RGR		(416)	416	-	377	(377)	-
Encargos setoriais		-	(22.629)	(22.629)	-	(30.744)	(30.744)
Outras deduções		-	(4.464)	(4.464)	-	(4.725)	(4.725)
Outros Encargos		(12.247)	12.247	-	(20.875)	20.875	-
<b>Receita Líquida/Ingresso líquido</b>	14.17	<b>996.420</b>	<b>898.066</b>	<b>1.894.486</b>	<b>1.024.557</b>	<b>870.857</b>	<b>1.895.414</b>
<b>Resultado antes dos custos gerenciáveis</b>		<b>996.420</b>	<b>898.066</b>	<b>1.894.486</b>	<b>1.024.557</b>	<b>870.857</b>	<b>1.895.414</b>
<b>Custos gerenciáveis</b>	14.18						
Pessoal e Administradores		(131.865)	299	(131.566)	(136.775)	-	(136.775)
Entidade de previdência privada		(39.512)	-	(39.512)	(72.815)	-	(72.815)
Material		(9.957)	(0)	(9.957)	(10.189)	(158)	(10.347)
Serviços de terceiros		(79.395)	(0)	(79.395)	(85.516)	88	(85.428)
Custo de Construção		-	(797.766)	(797.766)	-	(711.821)	(711.821)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa		-	(13.032)	(13.032)	-	(8.619)	(8.619)
Despesas de Locação		(1.498)	1.412	(86)	(1.429)	1.088	(341)
Seguros		(1.501)	1.501	-	(1.120)	1.120	-
Provisões		(136.784)	7.269	(129.515)	(73.506)	11.749	(61.757)
Doações, Contribuições e Subvenções		-	-	-	(620)	620	-
( - ) Recuperação de despesas		67	(67)	-	91	(91)	-
Tributos		(4.807)	4.807	-	(2.667)	2.667	-
Depreciação e Amortização		(138.516)	130.393	(8.123)	(108.606)	103.472	(5.134)
Gastos diversos		(6.082)	6.187	105	2.272	13.471	15.743
<b>Outras Receitas Operacionais</b>		<b>29.454</b>	<b>(29.454)</b>	<b>-</b>	<b>25.203</b>	<b>(25.203)</b>	<b>-</b>
<b>Outros Gastos Operacionais</b>		<b>(14.701)</b>	<b>14.701</b>	<b>-</b>	<b>(12.827)</b>	<b>12.827</b>	<b>-</b>
<b>Resultado da Atividade</b>		<b>461.324</b>	<b>224.314</b>	<b>685.639</b>	<b>546.053</b>	<b>272.067</b>	<b>818.120</b>
<b>Equivalência Patrimonial</b>		<b>122.265</b>	<b>64.749</b>	<b>187.014</b>	<b>146.958</b>	<b>30.236</b>	<b>177.194</b>
<b>Resultado Financeiro</b>		<b>(492.925)</b>	<b>(367)</b>	<b>(493.291)</b>	<b>(315.936)</b>	<b>(417)</b>	<b>(316.352)</b>
Despesas financeiras		(529.659)	(366)	(530.025)	(366.078)	(417)	(366.495)
Receitas financeiras		36.734	0	36.734	50.142	-	50.142



<b>Lucro antes impostos sobre lucro</b>	<b>90.664</b>	<b>288.698</b>	<b>379.362</b>	<b>377.075</b>	<b>301.886</b>	<b>678.962</b>
Impostos sobre lucro	10.744	(72.080)	(61.336)	(70.445)	(92.179)	(162.624)
<b>Resultado líquido das operações em continuidade (Transmissão)</b>	<b>101.409</b>	<b>216.617</b>	<b>318.026</b>	<b>306.630</b>	<b>209.709</b>	<b>516.339</b>
<b>Resultado líquido do exercício</b>	<b>101.409</b>	<b>216.617</b>	<b>318.026</b>	<b>306.630</b>	<b>209.709</b>	<b>516.339</b>
Atribuível aos:						
Acionistas controladores	101.409	216.617	318.026	306.630	209.709	516.339
<b>Lucro por ação</b>						
Básico - Atribuível a acionistas controladores detentores de ações ordinárias	<b>11,94</b>		<b>33,15</b>	<b>31,97</b>		<b>53,83</b>
Diluído - Atribuível a acionistas controladores detentores de ações ordinárias	<b>11,94</b>		<b>33,15</b>	<b>31,97</b>		<b>53,83</b>
<b>Lucro por ação originado das operações em continuidade</b>	<b>101.409</b>	<b>216.617</b>	<b>318.026</b>	<b>306.630</b>	<b>209.709</b>	<b>516.339</b>
básico - lucro de operações continuadas atribuíveis a acionistas controladores detentores de ações ordinárias	<b>11,94</b>		<b>33,15</b>	<b>31,97</b>		<b>53,83</b>
diluído - lucro de operações continuadas atribuíveis a acionistas controladores detentores de ações ordinárias	<b>11,94</b>		<b>33,15</b>	<b>31,97</b>		<b>53,83</b>

A seguir são detalhadas a natureza e explicações dos ajustes relevantes apresentados entre a contabilidade societária e a regulatória:

#### 14.1 Almoxarifado operacional

Sobre o montante de R\$ 86.477, a Companhia revisou sua política contábil e implementou uma mudança de forma prospectiva, transferindo o saldo das contas de Materiais em Depósito, relacionado ao estoque de investimento, para o grupo de Estoque na demonstração contábil societária, visando aprimorar a apresentação e o controle dos ativos. Essa alteração está em linha com as melhores práticas contábeis.

#### 14.2. Ativos da Concessão Contratual

Para fins de contabilidade regulatória os bens a serviço da concessão são tratados como imobilizado e intangível, com o reconhecimento de depreciação e amortização, entretanto, para fins de práticas de contabilizações societárias, eles são apresentados como ativo contratual e, desta forma, apresenta-se ajustes nesta conciliação de saldos contábeis societários e regulatórios. O montante de R\$ 5.997.964, sendo R\$ 708.983 no Ativo Circulante e R\$ 5.288.981 (R\$ 615.045 em 31 de dezembro de 2024) no ativo não circulante, (R\$ 4.526.267 em 31 de dezembro de 2024) refere-se ao valor presente do fluxo de caixa descontado sobre as parcelas da RAP esperadas até o final da concessão.

O ativo de concessão registra valores a receber referentes: i) ao retorno do capital investido pela implementação da infraestrutura, o que se equivale às quotas de depreciação, e ii) o retorno sobre o capital investido, o que se refere à remuneração dos ativos da concessão.

Com base nos Contratos de Concessão e em atendimento aos requisitos do Pronunciamento Técnico CPC 47 – Receitas de Contrato com Cliente e o novas – Instrumentos Financeiros orientado pelo Ofício Circular nº 04 divulgado pela CVM em 1º de dezembro de 2020.



Com base nos Contratos de Concessão vigentes, a Administração aplica o modelo “Ativo Contratual”, em observância ao CPC 47, considerando que a infraestrutura disponibilizada ao serviço da concessão está sujeita ao cumprimento das obrigações de desempenho para fazer jus à contraprestação esperada, no caso à RAP (Receita Anual Permitida), e não somente à passagem do tempo.

A atividade de operar e manter a infraestrutura de transmissão tem início após o término da fase de construção e entrada em operação dela. O reconhecimento do contas a receber e da respectiva receita originam somente depois que a obrigação de desempenho é concluída mensalmente. O saldo refere-se ao ativo contratual correspondente ao direito estabelecido nos contratos de concessões da transmissora de energia, condicionado ao cumprimento das obrigações de desempenho (i) direito de receber caixa ao longo da concessão através de receita anual permitida (“RAP”), (ii) remuneração do ativo é reconhecida de acordo com a taxa interna de retorno, que leva em consideração o investimento realizado e a receita anual permitida (“RAP”), (iii) receita e custos de construção referente aos serviços de construção das instalações da linha transmissão de energia elétrica, (iv) receita de O&M manutenção das instalações de transmissão de energia elétrica visando a não interrupção da disponibilidade dessas instalações.

O ativo contratual se origina na medida em que a concessionária satisfaz a obrigação de construir e implementar a infraestrutura de transmissão, sendo a receita reconhecida ao longo do tempo do projeto, porém o recebimento do fluxo de caixa está condicionado à satisfação da obrigação de desempenho de operação e manutenção.

O valor do ativo contratual das concessionárias de transmissão de energia é formado por meio do valor presente dos seus fluxos de caixa futuros. O fluxo de caixa futuro é estimado no início da concessão e as premissas de sua mensuração são revisadas na Revisão Tarifária Periódica (RTP).

O Ativo intangível não é reconhecido, pois a concessionária não tem o direito de cobrar pelo uso da infraestrutura, e sim, é remunerada pela disponibilização da infraestrutura. A partir da adoção desse procedimento o ativo imobilizado e intangível foi substituído pelo ativo contratual.

#### **14.3. Outros Ativos Circulantes**

O montante de (R\$ 2.112) em 31 de dezembro de 2025 se refere aos valores das desativações em curso, uma vez que os ativos apresentam valores diferentes entre a contabilidade societária e a regulatória. Na visão regulatória, os ativos baixados são compostos por valor de aquisição mais reservas de reavaliação e correção monetária, subtraídas as depreciações acumuladas. Já, na visão societária, os valores dos ativos possuem como base o saldo do Ativo Contratual, o qual não contempla reavaliações regulatórias, mas sim a atualização e amortização pelas premissas que constam no fluxo de caixa em observância às determinações do Pronunciamento Técnico CPC 47 – Receita de Contrato com Cliente e da interpretação ICPC 01 – Contratos de Concessão.

As premissas de mensuração e registro dos referidos atos normativos e orientativos no CPC 47 (NBC TG 47) não foram absorvidas pelo Órgão Regulador – ANEEL.

#### **14.4. Tributos Diferidos**

A diferença de R\$ 730.060 em 31 de dezembro de 2025 (R\$ 548.413 em 31 de dezembro de 2024) se refere às constituições de Ativos e Passivos de Tributos Diferidos, sendo que, na contabilidade societária, existem maior níveis de passivos fiscais diferidos em virtude dos valores de amortização e remuneração dos ativos de contrato e, por este motivo, os valores são apresentados no passivo do balanço societário. Esta diferença tem origem nas variações de resultado entre as contabilidades regulatória e societária, em virtude a adoção da Norma NBC TG 47 – Receita de Contrato com Cliente.

#### 14.5. Imobilizado

O montante de (R\$ 3.944.403) em 31 de dezembro de 2025, (R\$ 3.115.590) em 31 de dezembro de 2024, é resultado de aplicação da Norma NBC TG 47 – Receita de Contrato com Clientes. Neste arcabouço normativo societário, não absorvido pelo Órgão Regulador nas práticas contábeis regulatórias, ocorre a diferenciação da mensuração dos ativos imobilizados vinculados à concessão que, na contabilidade societária, são registrados como Ativo Contratual. Neste contexto, também ocorrem divergências nas contas de resultado, pois, enquanto na visão regulatória, estes bens sofrem depreciação, na visão societária, eles são modificados pela remuneração e amortização, as quais tomam como base as taxas de retorno previstas no fluxo de caixa e a parcela da RAP identificada para a respectiva amortização.

Além da diferença de prática descrita anteriormente, a partir da homologação da última revisão tarifária pela ANEEL, os ativos vinculados à infraestrutura de transmissão, que são escopo da Revisão Tarifária, tiveram seus valores reavaliados no exercício de 2024 por meio da REH 3.344/2024, e, a partir do novo VNR - Valor Novo de Reposição, ocorreram os efeitos de aumento do ativo imobilizado, em contrapartida da reserva de reavaliação no patrimônio líquido, modificando também as contas de despesa de depreciação.

A Base de Remuneração Regulatória foi homologada pela REH nº 3.344, de 09 de julho de 2024. Com a finalização do processo de fiscalização da BRR, a ANEEL Homologou o resultado definitivo da revisão periódica, associada ao Contrato de Concessão nº 055/2001, tendo como 31 de janeiro de 2023 a data base para o Laudo de Avaliação dos Ativos. Neste contexto, a RAP para o ciclo 2024-2025 também sofreu reajuste, sendo que estes atos normativos serviram de base para o registro da reserva de reavaliação e da nova receita na contabilidade regulatória, conforme orientação emitida pela ANEEL no Despacho nº 3.371, de 22 de dezembro de 2016, não sendo refletida na contabilidade societária.

As despesas de depreciação sofrem os ajustes decorrentes dos efeitos da aplicação da norma NBC TG 47 - Receita Contratos com Clientes, no que concerne às transferências do Ativo Imobilizado no contexto contábil regulatório para o Ativo Contratual da Concessão no contexto contábil societário.

#### 14.6. Intangível

O montante de (R\$ 92.308) em 31 de dezembro de 2025, (R\$ 91.512) em 31 de dezembro de 2024, é resultado de aplicação da Norma NBC TG 47 – Receita de Contrato com Clientes. Neste arcabouço normativo societário, não absorvido pelo Órgão Regulador nas práticas contábeis regulatórias, ocorre a diferenciação da mensuração dos ativos intangíveis vinculados à concessão que, na contabilidade societária, são registrados como Ativo Contratual. Neste contexto, também ocorrem divergências nas contas de resultado, pois, enquanto na visão regulatória, estes bens sofrem depreciação, na visão societária, eles são modificados pela remuneração e amortização, as quais tomam como base as taxas de retorno previstas no fluxo de caixa e a parcela da RAP identificada para a respectiva amortização.

Além da diferença de prática descrita anteriormente, a partir da homologação da última revisão tarifária pela ANEEL, os ativos vinculados à infraestrutura de transmissão, que são escopo da Revisão Tarifária, tiveram seus valores reavaliados no exercício de 2024 por meio da REH 3.344/2024, e, a partir do novo VNR - Valor Novo de Reposição, ocorreram os efeitos de aumento do ativo imobilizado, em contrapartida da reserva de reavaliação no patrimônio líquido, modificando também as contas de despesa de depreciação.

A Base de Remuneração Regulatória foi homologada pela REH nº 3.344, de 09 de julho de 2024. Com a finalização do processo de fiscalização da BRR, a ANEEL Homologou o resultado definitivo da revisão periódica, associada ao Contrato de Concessão nº 055/2001, tendo como 31 de janeiro de 2023 a data base para o Laudo de Avaliação dos Ativos. Neste contexto, a RAP para o ciclo 2024-2025 também sofreu reajuste, sendo que estes atos normativos serviram de base para o registro da reserva de reavaliação e da nova receita na contabilidade regulatória, conforme



orientação emitida pela ANEEL no Despacho nº 3.371, de 22 de dezembro de 2016, não sendo refletida na contabilidade societária.

As despesas de depreciação sofrem os ajustes decorrentes dos efeitos da aplicação da norma NBC TG 47 - Receita Contratos com Clientes, no que concerne às transferências do Ativo Imobilizado no contexto contábil regulatório para o Ativo Contratual da Concessão no contexto contábil societário.

#### **14.7. Obrigações Sociais e Trabalhistas**

O montante de R\$ (24.327), em 31 de dezembro de 2025, R\$ 24.369 em 31 de dezembro de 2024, na visão regulatória está apresentando na linha de despesas de obrigações sociais e trabalhistas e na visão societária está aberto na linha de outros passivos circulantes, não se trata de uma diferença de prática entre as duas contabilidades, mas sim uma diferença de apresentação entre as linhas do resultado entre as visões regulatória e societária.

#### **14.8. Tributos**

O montante de R\$ (1.820), em 31 de dezembro de 2025, R\$ 3.327 em 31 de dezembro de 2024, na visão regulatória está apresentando na linha de tributos e na visão societária está aberto na linha de outros passivos circulantes, não se trata de uma diferença de prática entre as duas contabilidades, mas sim uma diferença de apresentação entre as linhas do resultado entre as visões regulatória e societária.

#### **14.9. Outros Passivos Circulantes**

O montante de R\$ 92.462, em 31 de dezembro de 2025, R\$ 142.245 em 31 de dezembro de 2024, se refere à reclassificações das obrigações sociais e trabalhistas, tributos e passivos financeiros setoriais apresentados no regulatório em suas respectivas linhas, mas, na visão societária, foram apresentados na linha de outros passivos circulantes. Não se tratando de diferença de prática entre as duas contabilidades, mas sim, uma diferença de apresentação entre as linhas do resultado entre as visões regulatória e societária.

#### **14.10. Encargos Setoriais**

O valor de (R\$ 12.307), em 31 de dezembro de 2025, (R\$ 7.350) em 31 de dezembro de 2024, na visão regulatória está apresentando na linha de encargos setoriais, sendo que, na visão societária, faz parte da linha de outros passivos não circulantes. Não se trata de uma diferença de prática entre as duas contabilidades, mas sim uma diferença de apresentação entre as linhas do resultado entre as visões regulatória e societária.

#### **14.11. Outros Passivos Não Circulantes**

O montante de R\$ 16.607, em 31 de dezembro de 2025, R\$ 11.268 em 31 de dezembro de 2024, ser refere: aos encargos aplicáveis às empresas do setor de energia elétrica que, na visão regulatória está apresentando na linha de encargos setoriais, enquanto que, na visão societária, está compondo a linha de outros passivos não circulantes.



#### **14.12. Obrigações Especiais**

O montante de R\$ 296.999, em 31 de dezembro de 2025 (R\$ 122.515 em 31 de dezembro de 2024) refere-se ao reconhecimento das obrigações especiais que, na contabilidade societária, estes saldos são apresentados na rubrica de “Obrigações da Concessão”, enquanto, na contabilidade regulatória, estes saldos são apresentados em linha específica de “Obrigações Especiais”.

#### **14.13. Tributos diferidos**

O montante de R\$ 33.695, em 31 de dezembro de 2025, R\$ 138.442 em 32 de dezembro de 2024, decorre do reconhecimento de diferenças temporárias, como por exemplo: o reconhecimento de tributos diferidos sobre os ganhos e perdas advindas do Ativo Contratual, escopo da Norma Contábil NBC TG 47, sendo refletido apenas na contabilidade societária. Também ocorrem diferenças temporárias apenas na contabilidade societária relacionadas aos valores de depreciação e encargos sobre os ativos de direito de uso e sobre os passivos de arrendamento.

#### **14.14. Reserva Especial - Dividendos não Distribuídos**

Em decorrência das diferenças de práticas entre a contabilidade regulatória, em comparação à societária, os resultados entre estas duas demonstrações contábeis se apresentam diferentes, tal fato que provoca impactos para a conta de Lucros Acumulados, refletindo posteriormente nas constituições das reservas.

Alguns dos ajustes de práticas contábeis são colocados a seguir:

##### **Depreciação/Amortização (resultado)**

Os ajustes são decorrentes dos efeitos da aplicação NBC TG 47 – Receita de Contrato com Cliente, no que concerne às transferências do Ativo Imobilizado e Intangível no contexto contábil regulatório para o Ativo Contratual da Concessão no contexto contábil societário.

##### **Remuneração do Ativo Contratual (resultado)**

Este ajuste refere-se à remuneração do Ativo Contratual, abarcado pela Norma Contábil NBC TG 47, por meio da Taxa Interna de Retorno - TIR de cada contrato de concessão, determinada através de um fluxo de caixa descontado, sendo reconhecida no resultado do exercício apenas na contabilidade societária.

##### **Amortização do Ativo Contratual (resultado)**

Este ajuste refere-se aos valores de amortização do Ativo Contratual, abarcado pela Norma Contábil NBC TG 47, sendo também definido por meio da identificação da parcela mensal da RAP que amortiza os ativos da concessão em um fluxo de caixa previsto até o final da concessão, reconhecido no resultado do exercício apenas na contabilidade societária.

##### **Receita e Custo de Construção (resultado)**

Os ajustes são decorrentes dos valores de receita e custo de construção referente aos estágios de construção e melhoria das instalações de transmissão, medido conforme as medições de execuções contratuais.

Esta classificação só é exigida na contabilidade societária por meio da Norma Contábil NBC TG 47 – Receita de Contrato com Cliente.



#### **14.15. Outros Resultados Abrangentes**

O montante de R\$ 599.568 em 31 de dezembro de 2025, R\$ 649.540 em 31 de dezembro de 2024, se refere à Reserva de Reavaliação Regulatória, inserida no grupo dos Outros Resultados Abrangentes, e apresenta saldo somente nas Demonstrações Contábeis Regulatórias, estando líquida de tributos diferidos.

A Base de Remuneração Regulatória foi homologada pela REH nº 3.344, de 09 de julho de 2024. Com a finalização do processo de fiscalização da BRR, a ANEEL Homologou o resultado definitivo da revisão periódica, associada ao Contrato de Concessão nº 055/2001, tendo como 31 de janeiro de 2023 a data base para o Laudo de Avaliação dos Ativos. Neste contexto, a RAP para o ciclo 2024-2025 também sofreu reajuste, sendo que estes atos normativos serviram de base para o registro da reserva de reavaliação e da nova receita na contabilidade regulatória, conforme orientação emitida pela ANEEL no Despacho nº 3.371, de 22 de dezembro de 2016, não sendo refletida na contabilidade societária.

As despesas de depreciação sofrem os ajustes decorrentes dos efeitos da aplicação da norma NBC TG 47 - Receita Contratos com Clientes, no que concerne às transferências do Ativo Imobilizado no contexto contábil regulatório para o Ativo Contratual da Concessão no contexto contábil societário.

#### **14.16. Receita Líquida/Ingresso líquido**

O montante de R\$ 898.612 em 31 de dezembro de 2025, R\$ 872.100 em 31 de dezembro de 2024, refere-se aos registros de amortização, remuneração e receita de construção vinculadas ao ativo contratual. Estes registros estão refletidos apenas na contabilidade societária, seguindo os preceitos da Norma Contábil NBC TG 47 – Receita de Contrato com Cliente.

O montante de R\$ 15.951 em 31 de dezembro de 2025, R\$ 20.171 em 31 de dezembro de 2024, refere-se as receitas/deduções sobre prestação de serviços de engenharia e compartilhamento de infraestrutura que, para a contabilidade societária, está classificado como Outras Receitas Operacionais e outras deduções. Já, para a contabilidade regulatória, este valor está compondo o grupo de Receita Operacional Bruta e Líquida. Desta forma, não se trata de uma diferença de prática entre as duas contabilidades, mas sim uma diferença de apresentação entre as linhas do resultado entre as visões regulatória e societária.

#### **14.17. Tributos**

O montante de R\$ 18 em 31 de dezembro de 2025, (R\$ 516) em 31 de dezembro de 2024, refere-se a Crédito de Pis/Cofins sobre a depreciação de equipamentos em operação que, na visão regulatória, são classificados como Ativo Imobilizado, sendo reduzidos pela depreciação, entretanto, na visão societária, os mesmos estão classificados como Ativo Contratual, sendo reduzidos por amortização mensal na linha de receita operacional bruta.

#### **14.18. Custos Gerenciáveis**

Os principais pontos de divergência entre a contabilidade regulatória, em comparação à societária, estão destacados a seguir:

##### **Custo de construção**

O montante de R\$ 797.766 em 31 de dezembro de 2025, R\$ 711.821 em 31 de dezembro de 2024, refere-se aos registros de custo de construção vinculados às adições no ativo contratual em curso para o exercício, sendo refletidos apenas na contabilidade societária, seguindo os preceitos da Norma Contábil NBC TG 47 – Receita de Contrato com Cliente. Também neste conceito estão os registros da receita de construção, está classificada no grupo de Receita Operacional Líquida.

**Provisões**

A diferença de R\$ 7.269 em 31 de dezembro de 2025, R\$ 11.749 em 31 de dezembro de 2024, entre a contabilidade regulatória e societária se refere ao ajuste sobre as provisões para créditos de liquidação duvidosa, trabalhistas, cíveis e fiscais, que, para a contabilidade societária, está classificado como PCLD em despesas gerais e administrativas. Já, para a contabilidade regulatória, este valor está compondo o grupo de provisões. Desta forma, não se trata de uma diferença de prática entre as duas contabilidades, mas sim uma diferença de apresentação entre as linhas do resultado.

**Depreciação e Amortização**

A diferença de R\$ 130.393 em 31 de dezembro de 2025, R\$ 103.472 em 31 de dezembro de 2024, se refere à diferença de prática contábil a respeito do registro dos ativos imobilizados e intangíveis vinculados à concessão, os quais, na contabilidade regulatória, são registrados como imobilizado e intangível, sendo impactados pela depreciação e amortização, tendo como contrapartida a linha de custo operacional, seguindo as premissas dos CPC's 27 – Ativo Imobilizado e 04 – Ativo Intangível. Já, na contabilidade societária, estes ativos são registrados segundo o CPC 47 (NBC TG 47 – Receita de Contrato com Cliente, sendo classificados como Ativo de Concessão Contratual, passando a serem impactados por remuneração e amortização, estas que são lançadas no grupo de Receita Operacional Líquida. A Norma NBC TG 47 não foi absorvida pelo órgão regulador ANEEL como prática para a contabilidade regulatória.

**Gastos diversos da atividade vinculada**

O montante de R\$ 6.187 em 31 de dezembro de 2025, R\$ 13.471 em 31 de dezembro de 2024, se refere, principalmente ao registro de Perda (ganho) na alienação desativação, que, para a contabilidade societária, este valor está classificado como outras despesas operacionais, já para a contabilidade regulatória, este valor está compondo o grupo de gastos diversos.

**Impostos diferidos sobre lucro**

A diferença no grupo de tributos diferidos, (R\$ 72.080) em 31 de dezembro de 2025 e (R\$ 92.179) em 31 de dezembro de 2024, decorre do reconhecimento das diferenças temporárias distintas em cada contabilidade, a exemplo dos tributos diferidos constituídos sobre os ganhos e perdas advindas do Ativo Contratual que está no escopo da Norma Contábil NBC TG 47 – Receita de Contrato com Cliente, sendo refletido apenas na contabilidade societária.

Desta forma, considerando as normas aqui citadas, existem diferenças de práticas contábeis entre as contabilidades regulatória e societária.



#### 14.19. Conciliação do patrimônio líquido societário e regulatório

	31/12/2025	31/12/2024
<b>Patrimônio líquido conforme contabilidade societária</b>	<b>3.497.288</b>	<b>2.825.082</b>
<b>Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória:</b>		
Custo com construção da infraestrutura	3.063.693	2.265.927
IR/CSLL diferidos - sobre as diferenças de práticas contábeis	1.064.968	992.861
Amortização Ativo Contratual	4.163.066	3.527.793
Reserva de Reavaliação	898.303	949.587
Equivalência patrimonial - sobre as diferenças de práticas contábeis	(48.427)	16.322
Ganhos/ Perdas alienação e Desativação	44.503	50.463
Outros ajustes	54.426	56.027
IR/CSLL diferidos sobre reserva de reavaliação	(243.202)	(264.587)
Remuneração / Atualização do ativo contratual (ICPC 01 - CPC47)	(5.890.935)	(5.349.872)
Receita de construção da infraestrutura de concessão	(3.843.513)	(2.890.153)
Depreciação e amortização - Imobilizado de transmissão	(670.172)	(592.273)
Depreciação e amortização - Reserva de reavaliação	(225.013)	(171.392)
<b>Patrimônio líquido regulatório</b>	<b>1.864.984</b>	<b>1.415.785</b>

#### 14.20. Conciliação do lucro líquido societário e regulatório

	31/12/2025	31/12/2024
<b>Resultado líquido do exercício conforme contabilidade societária</b>	<b>318.026</b>	<b>516.339</b>
<b>Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória:</b>		
Remuneração/Atualização do Ativo Contratual	(564.573)	(480.805)
Amortização Ativo Contratual	635.273	657.200
Receita de construção da infraestrutura	(953.360)	(1.028.324)
PIS/COFINS sobre depreciação e amortização	(1.266)	(1.434)
Custo com construção da infraestrutura	797.766	711.821
Depreciação e amortização - Imobilizado de transmissão	(77.898)	(59.623)
Depreciação e amortização - Reserva de reavaliação	(53.621)	(43.848)
Realização da provisão para perda de investimentos	-	(26.297)
Ganhos/ Perdas alienação e Desativação	(5.961)	(251)
Equivalência Patrimonial - Ajustes regulatório	(64.749)	(30.236)
IR/CSLL diferidos - sobre as diferenças de práticas contábeis	72.107	92.179
Outros ajustes	(335)	(91)
<b>Resultado líquido do exercício regulatório</b>	<b>101.409</b>	<b>306.630</b>



---

---

**CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO**

---

---

**Roberto Sartori**

Presidente

**Fu Li**

**Bruno Augusto Pereira Rovea**

**Futao Huang**

Conselheiros

---

---

**DIRETORIA**

---

---

**Fu Li**

Diretor Presidente e Diretor interino Financeiro e de Relações com Investidores

**Celso Guimarães Filho**

Diretor de Operações

**José Alexandre Almeida Serra**

Diretor de Engenharia

---

---

**CONTABILIDADE**

---

---

**Ricardo Fernando Ferreira**

Gerente Financeiro Sênior

CRC 1SP 321353/O-4

---

---

## Certificado de Conclusão

Identificação de envelope: 069FB98A-AFC4-4B94-8C5B-1034AC8DE7F8

Status: Concluído

Assunto: DCR Transmissão

LoS / Área: Assurance (Audit, CMAAS)

Tipo de Documento: Relatórios ou Deliverables

Envelope fonte:

Documentar páginas: 66

Assinaturas: 1

Remetente do envelope:

Certificar páginas: 2

Rubrica: 0

Douglas Correa

Assinatura guiada: Ativado

Avenida Brigadeiro Faria Lima, 3732, 16º e 17º

Selo com Envelopeld (ID do envelope): Ativado

andares, Edifício Adalmiro Dellape Baptista B32, Itai

Fuso horário: (UTC-03:00) Brasília

São Paulo, São Paulo 04538-132

douglas.correa@pwc.com

Endereço IP: 134.238.159.42

## Rastreamento de registros

Status: Original

27 de abril de 2026 | 17:31

Portador: Douglas Correa

douglas.correa@pwc.com

Local: DocuSign

Status: Original

27 de abril de 2026 | 19:43

Portador: CEDOC Brasil

BR\_Sao-Paulo-Arquivo-Atendimento-Team

Local: DocuSign

@pwc.com

## Eventos do signatário

Lia Fonseca

lia.fonseca@pwc.com

Socia

PwC BR

Nível de segurança: E-mail, Autenticação da conta (Nenhuma), Certificado Digital

### Detalhes do provedor de assinatura:

Tipo de assinatura: ICP-Brasil

Emissor: AC SERASA RFB v5

Assunto: CN=LIA MARCELA RUSINQUE FONSECA:23243418836

## Assinatura

DocuSigned by:

69678CE1A9DA482...

Adoção de assinatura: Estilo pré-selecionado

Usando endereço IP: 134.238.160.202

Política de certificado:

[1]Certificate Policy:

Policy Identifier=2.16.76.1.2.3.10

[1,1]Policy Qualifier Info:

Policy Qualifier Id=CPS

Qualifier:

<http://publicacao.certificadodigital.com.br/r>

[epositorio/dpc/declaracao-rfb.pdf](http://publicacao.certificadodigital.com.br/reppositorio/dpc/declaracao-rfb.pdf)

## Registro de hora e data

Enviado: 27 de abril de 2026 | 17:59

Visualizado: 27 de abril de 2026 | 19:41

Assinado: 27 de abril de 2026 | 19:43

### Termos de Assinatura e Registro Eletrônico:

Não oferecido através da Docusign

## Eventos do signatário presencial

### Assinatura

### Registro de hora e data

## Eventos de entrega do editor

### Status

### Registro de hora e data

## Evento de entrega do agente

### Status

### Registro de hora e data

## Eventos de entrega intermediários

### Status

### Registro de hora e data

## Eventos de entrega certificados

### Status

### Registro de hora e data

## Eventos de cópia

### Status

### Registro de hora e data

Douglas Correa

**Copiado**

Enviado: 27 de abril de 2026 | 19:43

douglas.correa@pwc.com

Visualizado: 27 de abril de 2026 | 19:43

Nível de segurança: E-mail, Autenticação da conta (Nenhuma)

Assinado: 27 de abril de 2026 | 19:43

<b>Eventos de cópia</b>	<b>Status</b>	<b>Registro de hora e data</b>
-------------------------	---------------	--------------------------------

**Termos de Assinatura e Registro Eletrônico:**  
Não oferecido através da DocuSign

<b>Eventos com testemunhas</b>	<b>Assinatura</b>	<b>Registro de hora e data</b>
--------------------------------	-------------------	--------------------------------

<b>Eventos do tabelião</b>	<b>Assinatura</b>	<b>Registro de hora e data</b>
----------------------------	-------------------	--------------------------------

<b>Eventos de resumo do envelope</b>	<b>Status</b>	<b>Carimbo de data/hora</b>
--------------------------------------	---------------	-----------------------------

Envelope enviado	Com hash/criptografado	27 de abril de 2026   17:59
Entrega certificada	Segurança verificada	27 de abril de 2026   19:41
Assinatura concluída	Segurança verificada	27 de abril de 2026   19:43
Concluído	Segurança verificada	27 de abril de 2026   19:43

<b>Eventos de pagamento</b>	<b>Status</b>	<b>Carimbo de data/hora</b>
-----------------------------	---------------	-----------------------------




<b>TERMO DE RESPONSABILIDADE</b>	<b>TERM OF RESPONSIBILITY</b>
<p>Pelo presente Termo de Responsabilidade, declaramos sob as penas da Lei a veracidade das informações apresentadas à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, expressando o compromisso de observância e cumprimento das normas, procedimentos e exigências estabelecidos pela legislação do setor elétrico, bem como da ciência das penalidades as quais ficaremos sujeitos. Estamos cientes que a falsidade das informações, bem como o descumprimento do compromisso ora assumido, além de obrigar a devolução de importâncias recebidas indevidamente, quando for o caso, sujeitar-se às penalidades de multa do Grupo IV, inciso X, da Resolução Normativa nº 63, de 12 de maio de 2004, bem como as previstas nos artigos 171 e 299, ambos do Código Penal.</p> <p>Porto Alegre, 27 de abril de 2026.</p> <p>Concessionária: <b>CPFL Transmissão S.A.</b></p>	<p>By this Term of Responsibility, we declare under the penalties of the Law the veracity of the information submitted to the National Electric Energy Agency - ANEEL, expressing the commitment to compliance with the rules, procedures and requirements established by the legislation of the electricity sector, as well as science of the penalties to which we will be subject. We are aware that the falsity of the information, as well as the non-compliance with the commitment made herein, in addition to requiring the return of amounts received improperly, where applicable, will be subject to the penalty of Group IV, item X, Normative Resolution no. 63, of May 12, 2004, as well as those provided for in articles 171 and 299, both of the Penal Code.</p> <p>Porto Alegre, April 27, 2026.</p> <p>Concessionaire: <b>CPFL Transmissão S.A.</b></p>

Assinado por:  
  
 1EB529D4F4DB4AD...

**Ricardo Fernando Ferreira**  
 Gerente Financeiro Sênior  
 Senior Financial Manager  
 CRC 1SP 321353/O-4  
 CPF: 400.474.638-80

DocuSigned by:  
  
 3F34BB169C324C7...

**Mingzhi Han**  
 Diretora Financeira  
 Financial Executive Officer  
 CPF: 240.791.968-81

DocuSigned by:  
  
 8089E624CB48459...

**Fu Li**  
 Diretor Presidente  
 President  
 CPF: 239.777.628-69

<p>RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 63, DE 12 DE MAIO DE 2004</p> <p>Art. 7º - Constitui infração, sujeita à imposição da penalidade de multa do Grupo IV:</p> <p>...</p> <p>X - fornecer informação falsa à ANEEL;</p> <p>CÓDIGO PENAL</p> <p>Art. 171 - Obter, para si ou para outrem, vantagem ilícita, em prejuízo alheio, induzindo ou mantendo alguém em erro, mediante artifício, ardil, ou qualquer outro meio fraudulento.</p> <p>Art. 299 - Omitir, em documento público ou particular, declaração que dele devia constar, ou nele inserir ou fazer inserir declaração falsa ou diversa da que devia ser escrita, com o fim de prejudicar direito, criar obrigação ou alterar a verdade sobre o fato juridicamente relevante.</p>	<p>Normative Resolution no. 63, of May 12, 2004.</p> <p>Art 7 - Constitutes an infraction, subject to the imposition of the penalty fine of Group IV:</p> <p>...</p> <p>X - provide false information to ANEEL;</p> <p>PENAL CODE</p> <p>Art. 171 - Obtain, for yourself or others, unlawful advantage, to the detriment of others, inducing or keeping someone in error, through artifice, ruse, or any other fraudulent means.</p> <p>Art. 299 - Omit, in a public or private document, a statement that should appear on it, or insert a false statement or different statement from that which should be written, in order to prejudice law, create an obligation or alter the truth about the legally relevant fact.</p>
---	---