Índice

1. Atividades do emissor
1.1 Histórico do emissor 1
1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas 5
1.3 Informações relacionadas aos segmentos operacionais 10
1.4 Produção/Comercialização/Mercados 13
1.5 Principais clientes 39
1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal 40
1.7 Receitas relevantes no país sede do emissor e no exterior 47
1.8 Efeitos relevantes de regulação estrangeira 48
1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG) 49
1.10 Informações de sociedade de economia mista 53
1.11 Aquisição ou alienação de ativo relevante 54
1.12 Operações societárias/Aumento ou redução de capital 55
1.13 Acordos de acionistas 58
1.14 Alterações significativas na condução dos negócios 59
1.15 Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas 60
1.16 Outras informações relevantes 61
2. Comentário dos diretores
2.1 Condições financeiras e patrimoniais 70
2.2 Resultados operacional e financeiro 85
2.3 Mudanças nas práticas contábeis/Opiniões modificadas e ênfases 94
2.4 Efeitos relevantes nas DFs 95
2.5 Medições não contábeis 96
2.6 Eventos subsequentes as DFs 98
2.7 Destinação de resultados 99
2.8 Itens relevantes não evidenciados nas DFs 101
2.9 Comentários sobre itens não evidenciados 102
2.10 Planos de negócios 103
2.11 Outros fatores que influenciaram de maneira relevantes o desempenho operacional 105
3. Projeções
3.1 Projeções divulgadas e premissas 106
3.2 Acompanhamento das projeções 107

Índice

4. Fatores de risco
4.1 Descrição dos fatores de risco 108
4.2 Indicação dos 5 (cinco) principais fatores de risco 132
4.3 Descrição dos principais riscos de mercado 133
4.4 Processos não sigilosos relevantes 136
4.5 Valor total provisionado dos processos não sigilosos relevantes 150
4.6 Processos sigilosos relevantes 151
4.7 Outras contingências relevantes 152
5. Política de gerenciamento de riscos e controles internos
5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado 153
5.2 Descrição dos controles internos 158
5.3 Programa de integridade 161
5.4 Alterações significativas 165
5.5 Outras informações relevantes 166
6. Controle e grupo econômico
6.1/2 Posição acionária 167
6.3 Distribuição de capital 178
6.4 Participação em sociedades 179
6.5 Organograma dos acionistas e do grupo econômico 181
6.6 Outras informações relevantes 182
7. Assembleia geral e administração
7.1 Principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal 183
7.1D Descrição das principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal 187
7.2 Informações relacionadas ao conselho de administração 188
7.3 Composição e experiências profissionais da administração e do conselho fiscal 190
7.4 Composição dos comitês 206
7.5 Relações familiares 222
7.6 Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle 223
7.7 Acordos/seguros de administradores 226
7.8 Outras informações relevantes 227
8. Remuneração dos administradores
8.1 Política ou prática de remuneração 229

Índice

8.2 Remuneração total por órgão 233
8.3 Remuneração variável 237
8.4 Plano de remuneração baseado em ações 239
8.5 Remuneração baseada em ações (Opções de compra de ações) 240
8.6 Outorga de opções de compra de ações 241
8.7 Opções em aberto 242
8.8 Opções exercidas e ações entregues 243
8.9 Diluição potencial por outorga de ações 244
8.10 Outorga de ações 245
8.11 Ações entregues 246
8.12 Precificação das ações/opções 247
8.13 Participações detidas por órgão 248
8.14 Planos de previdência 249
8.15 Remuneração mínima, média e máxima 250
8.16 Mecanismos de remuneração/indenização 254
8.17 Percentual partes relacionadas na remuneração 255
8.18 Remuneração - Outras funções 256
8.19 Remuneração reconhecida do controlador/controlada 257
8.20 Outras informações relevantes 259
9. Auditores
9.1 / 9.2 Identificação e remuneração 260
9.3 Independência e conflito de interesses dos auditores 261
9.4 Outras informações relevantes 262
10. Recursos humanos
10.1A Descrição dos recursos humanos 263
10.1 Descrição dos recursos humanos 265
10.2 Alterações relevantes 267
10.3 Políticas e práticas de remuneração dos empregados 268
10.3(d) Políticas e práticas de remuneração dos empregados 270
10.4 Relações entre emissor e sindicatos 271
10.5 Outras informações relevantes 274
11. Transações com partes relacionadas

Índice

11.1 Regras, políticas e práticas 275
11.2 Transações com partes relacionadas 276
11.2 Itens 'n.' e 'o.' 279
11.3 Outras informações relevantes 281
12. Capital social e Valores mobiliários
12.1 Informações sobre o capital social 282
12.2 Emissores estrangeiros - Direitos e regras 283
12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil 284
12.4 Número de titulares de valores mobiliários 285
12.5 Mercados de negociação no Brasil 286
12.6 Negociação em mercados estrangeiros 287
12.7 Títulos emitidos no exterior 288
12.8 Destinação de recursos de ofertas públicas 289
12.9 Outras informações relevantes 290
13. Responsáveis pelo formulário
13.1 Identificação dos Responsáveis pelo Conteúdo do FRE 291
13.1 Declaração do diretor presidente 292
13.1 Declaração do diretor de relações com investidores 293
13.2 Identificação dos Responsáveis pelo Conteúdo do FRE, em caso de alteração dos Responsáveis após a Entrega Anual 294

1.1 Histórico do emissor

1. Atividades do emissor
1.1. Descrever sumariamente o histórico do emissor

Para fins do presente Formulário de Referência, "Companhia", "CPFL Energia" ou "nós" se referem, a menos que o contexto determine de forma diversa, à CPFL Energia S.A.

CPFL Energia

Em março de 1998, houve a constituição da CPFL Energia (anteriormente denominada "Draft II"), tendo a VBC Energia S.A., 521 Participações S.A. e Bonaire Participações S.A. integralizado o capital na referida companhia em 2002. A CPFL Energia foi criada com a finalidade de obter financiamento para a CPFL Paulista, visando consolidar os interesses dos investidores em companhias de geração e distribuição de energia elétrica.

Em agosto de 2002, os acionistas controladores da CPFL Energia, decidiram transferir suas participações diretas nas empresas CPFL Paulista e CPFL Geração, para a CPFL Energia. Essa capitalização visou à consolidação dos ativos de geração e distribuição de energia elétrica e simplificação de sua organização operacional e societária. Com a reestruturação, a CPFL Energia se transformou numa holding de controle com a finalidade de promover sinergia entre as empresas do grupo.

Em setembro de 2004, a Companhia efetivou a oferta pública inicial, através da emissão de novas ações e simultaneamente a venda de ações dos acionistas controladores. Esta oferta ocorreu tanto no âmbito nacional como internacional, sendo que as ações da oferta brasileira foram listadas na B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão ("B3"), enquanto a oferta internacional, na forma de American Depositary Shares ("ADSs"), foi listada na NYSE. Em 2020, a Companhia decidiu cancelar seu programa de ADSs e deslistou os ADSs da NYSE.

Aquisição acionária da Companhia pela State Grid International Development Limited

Em 23 de janeiro de 2017, a Companhia recebeu correspondência da State Grid Brazil Power Participações S.A. ("State Grid" ou "SGBP") informando que naquela data foi realizado o fechamento do Contrato de Aquisição de Ações celebrado entre a State Grid, a Camargo Correa S.A., a Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – PREVI, a FUNCESP, a Fundação Sistel de Seguridade Social, a Fundação Petrobras de Seguridade Social – PETROS, a Fundação SABESP de Seguridade Social — SABESPREV, e certas outras partes.

Após a finalização da transação, a State Grid se tornou a controladora da CPFL Energia com 54,64% (556.164.817 ações, diretas ou indiretas) do capital votante e total da Companhia. Com a operação, a State Grid tornou-se o único controlador da Companhia, de forma que o Acordo de Acionistas datado de 22 de março de 2002, celebrado entre os antigos controladores, foi rescindido.

Em Fato Relevante e Comunicado ao Mercado divulgados em 30 de novembro e 5 de dezembro de 2017, a Companhia informou que foi efetuado com sucesso o leilão da oferta pública de aquisição ("OPA") no sistema de negociação da B3. Como resultado do leilão, a State Grid adquiriu 408.357.085 ações ordinárias de emissão da Companhia, representativas de 88,44% do total de ações objeto da OPA e 40,12% do capital social da Companhia.

A State Grid passou a deter, em conjunto com a ESC Energia S.A. ("ESC"), 964.521.902 ações ordinárias de emissão da Companhia, elevando sua participação conjunta de 54,64% para 94,75% do capital social total da Companhia.

Em 2 de abril de 2019, a Companhia informou à B3 sobre sua intenção de aumentar o seu número de ações em circulação no mercado (free float), em cumprimento às regras do Novo Mercado, através da realização de uma oferta subsequente das suas ações ordinárias e, em 18 de abril de 2019, a B3 aprovou seu pedido de extensão do prazo para atingir um percentual mínimo de ações em circulação no mercado (free float) de 15% de seu capital total até 31 de outubro de 2019.

Em 24 de abril de 2019, foi divulgado o Fato Relevante pela Companhia, informando que arquivou na Securities and Exchange Comission ("SEC") um Registration Statement on Form F-3 ("Form F-3"), permitindo que a Companhia realizasse nos Estados Unidos determinadas ofertas públicas de ações ordinárias de emissão da Companhia, inclusive sob a forma de ADS.

Após a transação, a State Grid passou a deter, em conjunto com a ESC, 83,71% do capital social da Companhia.

1.1 Histórico do emissor

A CPFL Energia celebrou, em 29 de agosto de 2019, com sua controladora, SGBP, contrato de compra e venda de ações relativo à aquisição, pela CPFL Energia, da totalidade da participação que a SGBP detinha diretamente na CPFL Renováveis, companhia aberta controlada indiretamente pela CPFL Energia.

O contrato em questão foi negociado de forma independente pelos representantes da CPFL Energia e da SGBP, e previu que as ações de emissão da CPFL Renováveis detidas pela SGBP seriam adquiridas pela CPFL Energia.

Em 30 de setembro de 2019, a CPFL Energia comunicou que, naquela data, ocorreu o fechamento da compra das ações de emissão da CPFL Renováveis, celebrada entre a CPFL Energia e a sua controladora, SGBP, mediante a transferência à CPFL Energia da totalidade da participação detida diretamente pela SGBP na CPFL Renováveis.

Principais transações

- Em novembro de 2000 constituiu a CPFL Piratininga, a qual recebeu a parcela cindida da então Bandeirante de Energia – EBE, através da Draft I Participações, controlada integral da CPFL Paulista;
- Em janeiro de 2001 adquiriu, parte do capital social da CERAN – Companhia Energética Rio das Antas através da CPFL Geração;
- Em julho de 2001 adquiriu a RGE através da CPFL Paulista;
- Em março de 2002 adquiriu a totalidade da participação da VBC Participações, a qual, por sua vez, detinha parte do capital social da Foz do Chapecó Energia S.A. ("Foz do Chapecó") e da Campos Novos Energia S.A.;
- Em agosto de 2002 constituiu a CPFL Brasil;
- Em janeiro de 2005 adquiriu a Clion Assessoria e Comercialização de Energia Elétrica Ltda. ("CPFL Meridional") através da CPFL Brasil;
- Em junho de 2006, adquiriu as empresas Ipê Energia Ltda., PSEG Brasil Ltda. e PSEG Trader S.A., posteriormente denominadas, respectivamente, CPFL Serra Ltda. ("CPFL Serra"), CPFL Missões Ltda. ("CPFL Missões") e CPFL Comercialização Cone Sul S.A. ("CPFL Cone Sul"), através da RGE;
- Em outubro de 2006 adquiriu a Companhia Luz e Força Santa Cruz ("Santa Cruz") através da Nova 4 Participações Ltda.;
- Em 2007, através da Perácio, adquiriu a CMS Energy Brasil S.A. ("CMS"), a qual era uma holding que possuía as controladas CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari, CPFL Mococa, Paulista Lajeado Energia S.A. ("Paulista Lajeado Energia"), CPFL Planalto Ltda. ("CPFL Planalto"), CPFL Serviços e Jaguari Geração;
- Em maio de 2007 constituiu a Nect, outrora denominada Chumpitaz Participações S.A.;
- Em maio de 2008 constituiu a CPFL Atende;
- A CPFL Bioenergia S.A. (anteriormente denominada Makelele Participações S.A.) foi adquirida pela Semesa S.A. em 2006, e incorporada pela CPFL Geração em 2007;
- Em setembro de 2009 adquiriu as empresas Santa Clara I – Energias Renováveis Ltda., Santa Clara II Energias Renováveis Ltda., Santa Clara III Energias Renováveis Ltda., Santa Clara IV Energias Renováveis Ltda., Santa Clara V Energias Renováveis Ltda., Santa Clara VI Energias Renováveis Ltda., Eurus VI Energias Renováveis Ltda. e Centrais Elétricas da Paraíba S.A. (EPASA) através da CPFL Geração;
- Em outubro de 2009 constituiu a CPFL Bio Formosa através da CPFL Brasil;
- Em 2010 constituiu a CPFL Bio Buriti, a CPFL Bio Ipê e a CPFL Bio Pedra através da CPFL Brasil;
- Em abril de 2010 constituiu a CPFL Bio Anicuns S.A. e a CPFL Bio Itapaci S.A. pela CPFL Brasil;
- Em agosto de 2011 adquiriu a CPFL Renováveis através da CPFL Brasil e CPFL Geração;
- Em dezembro de 2011, concluiu a aquisição da Santa Luzia Energética S.A. ("Santa Luzia") através da CPFL Renováveis;
- Em 31 de outubro de 2016 foi concluída a aquisição da RGE Sul Distribuidora de Energia, pela CPFL Jaguariúna; e em 15 de dezembro de 2017, a administração da RGE Sul e sua controladora CPFL

1.1 Histórico do emissor

Jaguariúna Participações Ltda. aprovaram a incorporação da CPFL Jaguariúna pela RGE Sul. Em decorrência dessa incorporação, a CPFL Jaguariúna foi extinta;

- Em 29 de junho de 2018, adquirimos o direito de realizar atividades de transmissão no Leilão de Transmissão da ANEEL. Também recebemos a concessão da Subestação Maracanaú II e segmentos de linhas de transmissão, localizados no Estado do Ceará;
- Em 4 de dezembro de 2018, a ANEEL aprovou nossa proposta de consolidar as concessões de nossas duas empresas de distribuição (RGE e RGE Sul). Com vigência a partir de 1º de janeiro de 2019, a RGE foi incorporada pela RGE Sul, e a RGE Sul começou a operar sob o nome RGE. Como resultado dessa operação, a RGE deixou de existir;
- Em 20 de dezembro de 2018, adquirimos o direito de realizar atividades de transmissão e ganhamos novas Subestações e linhas de transmissão nos Estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul;
- Em 30 de setembro de 2019, foi aprovada a cisão parcial da Nect Serviços Administrativos de Infraestrutura Ltda. ("CPFL Infra") (anteriormente denominada Nect Serviços Administrativos Ltda.) em quatro segmentos de negócios específicos (Suprimentos, Recursos Humanos, Serviços Financeiros e Infraestrutura) e a incorporação da parcela cindida para as três novas empresas CPFL Supre, CPFL Finanças e CPFL Pessoas.
- Em 30 de setembro de 2019, anunciamos, juntamente com a State Grid, o fechamento da compra e venda das ações de emissão da CPFL Renováveis e a transferência pela State Grid para nós de todas as ações da CPFL Renováveis detidas diretamente pela State Grid;
- Em 19 de dezembro de 2019, foi aprovada a oferta pública de aquisição da CPFL Geração para adquirir as ações ordinárias restantes em circulação da CPFL Renováveis;
- Em 15 de abril de 2020 foi aprovada a constituição da Alesta Sociedade de Crédito Direto S.A., uma instituição financeira privada que opera na categoria de Sociedade de Crédito Direto, constituída sob a forma de uma sociedade por ações;
- Em 16 de julho de 2021 adquiriu, através da CPFL Cone Sul, o controle da CPFL Transmissão S.A. ("CPFL Transmissão", anteriormente denominada "Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-T") em sessão pública de leilão de alienação de 66,08% de seu controle acionário. A conclusão da aquisição foi realizada em 14 de outubro de 2021;
- Em 30, de setembro de 2021, foi concluída a construção do Complexo Eólico de Gameleira, que entrou em operação com seus 4 parques eólicos (Costa das Dunas, Figueira Branca, Gameleira e Touros);
- Em 25 de fevereiro de 2022, foi concedido pela CVM o registro e a autorização para a realização da oferta pública de ações CPFL Transmissão ("OPA"). Como resultado do leilão, a CPFL Cone Sul passou a deter 99,68% de ações ordinárias e 72,80% das ações preferenciais de emissão da CPFL Transmissão;
- Em 17 de novembro de 2022, no contexto de desestatização das empresas do Grupo CEEE pelo Governo do Estado do Rio Grande do Sul, a CPFL Geração concluiu a aquisição de 3,39% do capital social da Enercan. A CPFL Geração passou a deter, portanto, participação acionária de 52,12% na Enercan (anteriormente 48,72%);
- No segundo semestre de 2022, após vários movimentos acionários, a CPFL Transmissão teve a conversão de seu registro de companhia aberta da Companhia da categoria "A" para a categoria "B". Além disso, Cone Sul passou a ser titular de 100% do seu capital social total da CPFL-T;
- Em 29 de dezembro de 2023, a CPFL Serviços aprovou, em Assembleia Geral Extraordinária, a incorporação da CPFL Eficiência Energética Ltda. consolidando as atividades e o patrimônio de ambas as sociedades, visando maior eficiência operacional, administrativa e financeira, com a racionalização e maximização de resultados, além de minimização dos custos.
- Em 28 de fevereiro de 2024, a CPFL Transmissão aprovou, em Assembleia Geral e Extraordinária, a incorporação de sua até então controladora CPFL Cone Sul, passando a suceder a Cone Sul em todos os bens, direitos, pretensões, faculdades e obrigações.

1.1 Histórico do emissor

- Em 26 de abril de 2024, a CPFL Geração aprovou, em Assembleia Geral e Extraordinária, a cisão parcial de seu acervo líquido, composto pelos seus investimentos nas empresas CPFL Transmissão de Energia Piracicaba Ltda. ("CPFL Piracicaba"), CPFL Transmissão de Energia Morro Agudo Ltda. ("CPFL Morro Agudo"), CPFL Transmissão de Energia Maracanaú Ltda. ("CPFL Maracanaú"), CPFL Transmissão de Energia Sul I Ltda. ("CPFL Sul I"), CPFL Transmissão de Energia Sul II Ltda ("CPFL Sul II") e dívidas relacionadas a estes investimentos, sendo que a parcela cindida foi incorporada pela Companhia. Na mesma data, a CPFL Brasil aprovou aumento de capital, sendo este integralizado pela Companhia mediante a contribuição dos investimentos e dívidas oriundos da parcela cindida da CPFL Geração. Em seguida, a CPFL Brasil aportou o acervo descrito acima em sua controlada CPFL Transmissão. O objetivo desta reestruturação foi o de centralizar os investimentos nas empresas transmissoras, de modo a apresentar um segmento de transmissão mais bem definido.
- Em 31 de dezembro de 2024, a CPFL Renováveis aprovou, em Assembleia Geral Extraordinária, a incorporação de suas investidas integrais Dobrevê Energia Ltda., PCH Holding Ltda. e SPE Turbina 16 Ltda., visando uma melhor gestão de seus custos. Com isso, a CPFL Renováveis sucedeu essas empresas em todos os seus bens, direitos, pretensões, faculdades e obrigações.
- Em 28 de março de 2025, a CPFL Geração celebrou um Contrato de Compra e Venda de Ações que tem por objeto a venda de 100% da sua participação detida na Centrais Elétricas da Paraíba S.A. – EPASA ("EPASA") para a Ebrasil Gás e Energia S.A. O fechamento da operação está condicionado ao cumprimento de certas condições precedentes estabelecidas no contrato.
- Em 29 de abril de 2025, a CPFL Geração aprovou, em Assembleia Geral e Extraordinária, a cisão parcial referente a 1,85% do seu investimento na CPFL Renováveis, passando a deter 49% ao invés de 50,85%. O acervo líquido cindido foi incorporado pela Companhia, que passou a deter 51% de investimento sobre a Renováveis, ao invés de 49,15%. O objetivo desta transação foi o de simplificar a estrutura de controle e consolidação das empresas no Grupo CPFL.

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

1.2 Descrever sumariamente as atividades principais desenvolvidas pelo emissor e suas controladas

Visão Geral

Nós somos uma holding que, por meio de nossas subsidiárias e afiliadas, distribui, gera, transmite e comercializa energia elétrica no Brasil, bem como presta serviços relacionados à energia. Fomos constituídos em 1998 como uma joint venture entre a VBC Energia S.A., 521 Participações S.A. e a Bonaire para combinar suas participações em sociedades que operam no setor de energia brasileiro. Hoje, somos controlados pela State Grid Brazil Power Participações S.A. ("State Grid" ou "SGBP") que, em conjunto com a ESC Energia S.A., detém 83,71% de nosso capital social.

O Grupo CPFL engloba as maiores distribuidoras de energia elétrica do Brasil, sendo que ao longo de 2024 distribuímos 72.897 GWh de energia elétrica para 10,7 milhões de consumidores.

Em geração de energia elétrica, a nossa Capacidade Instalada em 31 de dezembro de 2024 era de 4.226 MW. Além disso, por meio da nossa participação na CPFL Renováveis, finalizamos a construção de uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH), cuja operação comercial iniciou em janeiro de 2025, e como resultado, aumentamos a nossa capacidade instalada em 28 MW.

Estamos inseridos também no segmento de comercialização, comprando e vendendo energia elétrica de produtores de energia, Consumidores Livres e companhias de comercialização de energia, além de prestarmos serviços de agenciamento a Consumidores Livres perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE") e outros agentes, e serviços relacionados à energia elétrica a suas afiliadas e não afiliadas. Em 2024, o volume total da energia elétrica vendida pelas subsidiárias de comercialização foi de 22.322 GWh, sendo 701 GWh para partes afiliadas e 21.621 GWh para partes não afiliadas.

No âmbito dos negócios de transmissão de energia elétrica, estamos focados na sua expansão, tendo vencido com sucesso três dos leilões de transmissão da ANEEL greenfield de 2018, implicando na construção de aproximadamente 407 km em linhas de transmissão, culminando na adição de 2.343 MVA em nosso portfólio. Em julho de 2021, sagramo-nos vencedores do Leilão de privatização da CEEE-T, que passou a ser denominada CPFL Transmissão, agregando ao Grupo CPFL com os equipamentos sob sua concessão – distribuídos em 87 subestações situadas no Estado do Rio Grande do Sul; com 172 transformadores – que totalizam uma potência instalada de 10.234 MVA; e outros 1.047 MVA oriundos de participação em investimentos. Desta forma, a CPFL Transmissão opera, atualmente, em 5.920 km de extensão de linhas de transmissão em tensões de 230 kV, 138 kV e 69 kV, além de ter participação em outros 84 km de linhas de transmissão, como na TESB – Transmissora de Energia Sul Brasileira, totalizando 6.005 km de linhas de transmissão em operação.

Os nossos segmentos de negócio são divididos da seguinte forma:

Distribuição

Em 2024, as nossas quatro subsidiárias de distribuição integralmente consolidadas entregaram 72.897 GWh de energia elétrica para 10,7 milhões de consumidores, principalmente nos Estados de São Paulo e Rio Grande do Sul.

Geração

Em 31 de dezembro de 2024, nossa capacidade instalada em operação totaliza 4.226 MW, compreendendo 8 UHEs (1.996 MW), 49 parques eólicos (1.390 MW), 46 PCHs e CGHs (472 MW), 4 usinas termelétricas a biomassa (185 MW), 2 UTEs (182 MW) e 1 usina solar (1 MW). Em adição aos projetos em operação, em janeiro de 2025 finalizamos a construção da PCH Lucia Cherobim (28 MW), que entrou em operação comercial no mesmo mês. Ainda, possuímos projetos eólicos (1.764 MW), solares (2.539 MW) e de PCHs (96 MW) em desenvolvimento, totalizando um pipeline de 4.399 MW.

Transmissão

Em 31 de dezembro de 2024, nosso segmento de Transmissão era composto por 87 subestações, totalizando 16.093 MVA de potência instalada e 6.455 quilômetros de linhas de transmissão nas tensões de 69 kV, 138 kV e 230 kV, fazendo parte do Sistema Interligado Nacional – SIN.

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

Ativos de Transmissão									
	CEEE-T	CEEE-T	CEEE-T	TESB	CPFL SUL I	CPFL SUL II	CPFL Piracicaba	CPFL Morro Agudo	CPFL Maracanaú
Contrato de concessão	CC055/01	CC080/02	CC004/21	CC001/11	CC005/19	CC011/19	CC 003/13	CC 006/15	CC020/15
Localização	RS	RS	RS	RS	SC	RS	SP	SP	CE
Número de subestações	72	1	1	4	3	3	1	1	1
Número de linhas de transmissão	131	1	-	7	4	4	-	-	-
Extensão de linhas de transmissão	5.779	196	-	98	307	75	-	-	-
Potência	10.609	216	495	830	1.344	549	800	800	450
Prazo de concessão	2043	2032	2051	2041	2049	2049	2043	2045	2048
Receita anual permitida (RAP)	R$ 1,0 bilhão	R$ 21 milhões	R$ 11 milhões	R$ 45 milhões	R$ 35 milhões	R$ 46 milhões	R$ 16 milhões	R$ 19 milhões	R$ 10 milhões

Cada subestação pode conter ativos de mais de uma empresa do grupo.

Comercialização

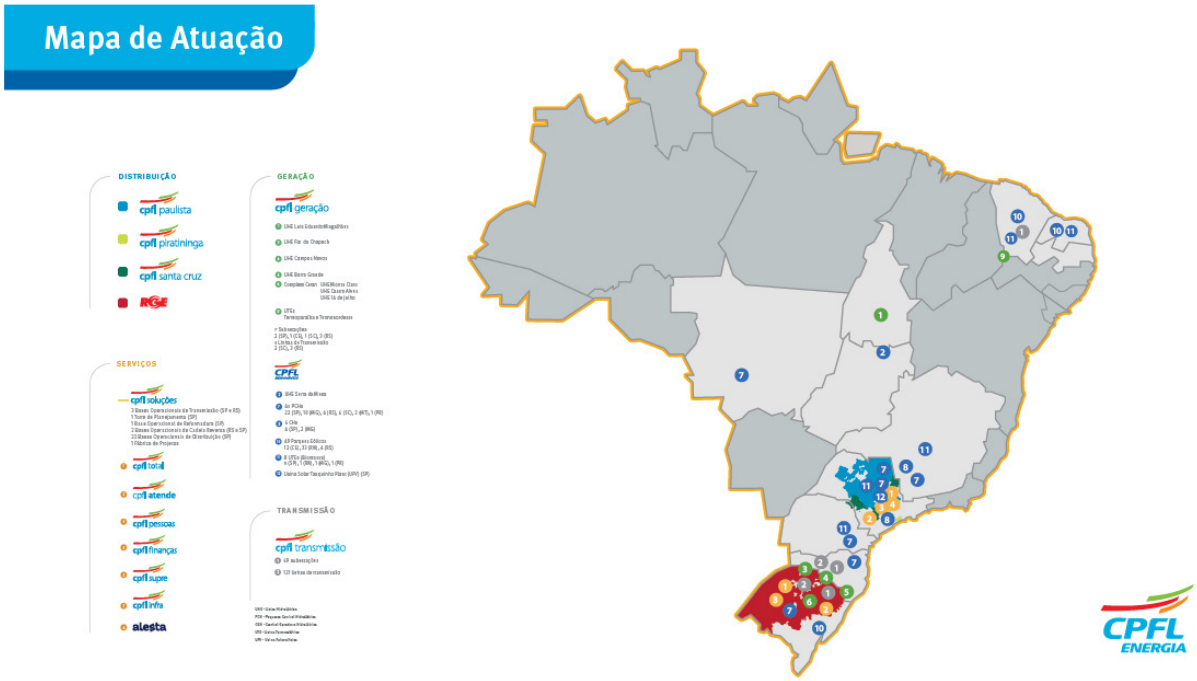
Nossas subsidiárias de comercialização gerenciam as operações de compra e venda de energia e oferecem serviços de gestão de contratação de energia para geradores e consumidores 'livres' e 'especiais' perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e outros agentes, incluindo orientação sobre as exigências operacionais. A CPFL Brasil, nossa maior subsidiária de comercialização, negocia a compra e venda de energia elétrica com consumidores 'livres' e 'especiais', outras empresas de comercialização, geradores e distribuidoras. Em 2024, vendemos 22.322 GWh de energia elétrica, dos quais 21.621 GWh foram vendidos para partes não afiliadas.

Serviços

Relatamos os resultados das nossas atividades de prestação de serviços como um segmento de operação individual. Nossas atividades nesse segmento incluem prestação de serviços relacionados à energia elétrica, como projetos e construção, para nossas partes relacionadas e não relacionadas.

Adicionalmente aos cinco segmentos operacionais referidos acima, consolidamos determinadas atividades como "Outras", as quais consistem principalmente em nossas despesas como holding.

O diagrama a seguir mostra o nosso território de atuação em 31 de dezembro de 2024:



Nossa estratégia

Nosso objetivo geral é ser a principal empresa de serviços públicos em energia da América do Sul, fornecendo energia elétrica e serviços confiáveis aos nossos clientes ao mesmo tempo em que criamos valor para nossos acionistas. Buscamos atingir esses objetivos em todos os nossos setores de atuação (distribuição, geração,

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

transmissão, comercialização e serviços) mediante a busca de eficiência operacional (por meio de inovação e tecnologia) e crescimento (por meio de sinergias comerciais e novos projetos). As nossas estratégias têm por base disciplina financeira, responsabilidade social e governança corporativa aprimorada. Mais especificamente, nossa abordagem envolve as seguintes estratégias comerciais-chave:

Concluir o desenvolvimento de nossos projetos de geração renovável existentes, expandir nosso portfólio de geração por meio do desenvolvimento de novos projetos de geração de energia e manter nossa posição como um dos líderes de mercado em fontes de energia renováveis.

Em 31 de dezembro de 2024, a nossa Capacidade Instalada total consolidada era de 4.226 MW. Por meio da CPFL Renováveis, em agosto de 2011, tornamo-nos um dos maiores grupos de geração de energia renovável no Brasil em termos de Capacidade Instalada e capacidade em construção, de acordo com a ANEEL.

Muitas de nossas instalações de geração possuem PPAs de longo prazo aprovadas pela ANEEL, o que acreditamos que nos garantirá uma taxa atraente de retorno sobre nosso investimento. Temos uma carteira consolidada na CPFL Renováveis de 2.878 MW e um portfólio total de 4.399 MW de projetos de geração renovável a serem desenvolvidos nos próximos anos. Adicionalmente, em janeiro de 2025, concluímos as construções da PCH Lúcia Cherobim, com capacidade instalada de 28 MW.

Foco em melhorar ainda mais nossa eficiência operacional.

Concentrar em melhorar ainda mais nossa eficiência operacional. A distribuição de energia elétrica em nossas áreas de concessão de distribuição é nosso maior segmento de negócios, representando 59,7% de nosso lucro consolidado no ano de 2024. Continuamos focados na melhoria da qualidade de nosso serviço e na manutenção de custos operacionais eficientes, explorando sinergias e tecnologias. Também nos esforçamos para padronizar e atualizar nossas operações regularmente, introduzindo sempre que possível, sistemas automatizados. Reconhecemos a necessidade de investir em ativos digitais, como a tecnologia Smart Grid, e em 2024 implantamos 1.967 religadores automáticos de circuito, elevando o número total em nossas áreas de concessão para 19.876, os quais permitem maior flexibilidade na operação do sistema elétrico e são suportados por nossa robusta infraestrutura de comunicação proprietária, incluindo sistemas de radiocomunicação digital, malha de radiofrequência e rede de fibra óptica, além dos nossos parceiros fornecedores de serviços de telecomunicações.

Para essa finalidade, planejamos fazer investimentos de capital agregando aproximadamente R$ 6.494 milhões em 2025 e R$ 6.308 milhões em 2026. Do total de investimentos orçados neste período, R$ 10.483 milhões (ou 81,9%) deverão ser investidos em nosso segmento de distribuição, R$ 1.614 milhões (ou 12,6%) em nossos negócios de transmissão e R$ 531 milhões (ou 4,1%) em nosso segmento de geração. Além disso, neste período, planejamos investir R$ 175 milhões (ou 1,4%) em nossas atividades de comercialização e serviços.

Já nos comprometemos contratualmente com parte desses gastos, principalmente em projetos de geração. Para mais informações vide "Item 2.1. alínea (c) Capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros". Os gastos de capital planejados para o desenvolvimento de nossa capacidade de geração e os respectivos contratos de financiamento são discutidos mais detalhadamente no Item 2.10. alínea (a) deste Formulário de Referência.

Expandir e fortalecer nossa comercialização.

Consumidores Livres constituem um segmento significativo do mercado de energia elétrica no Brasil. Esses consumidores vêm aumentando ano a ano devido às novas migrações do mercado cativo para o mercado livre, impulsionadas pelo aumento significativo de novos players, que cada vez mais oferecem preços mais baixos e ofertas de produtos alinhados com o perfil de consumo do cliente, reduzindo assim o risco do mercado livre. Vale ressaltar que a Portaria MME nº 465/2019, instituiu a redução gradual do limite de carga até 1º de janeiro de 2023 para os consumidores do Grupo A com carga igual ou superior a 500 kW, e estabeleceu que até 31 de janeiro de 2022, a ANEEL e a CCEE deveriam apresentar um estudo sobre as medidas regulatórias necessárias para permitir a abertura do mercado livre para consumidores com cargas abaixo de 500 kW. Em atendimento à Portaria, a Aneel apresentou ao Ministério de Minas e Energia uma proposta de abertura do mercado livre no Brasil, através da Nota Técnica nº 10/2022, sendo estabelecido que antes de indicar um cronograma para a abertura do mercado livre, há necessidade de aprimoramentos regulatórios no país. Dessa forma, foram identificados 14 itens para regulamentação ou aprimoramento. Posteriormente, por meio da Portaria Normativa nº 50/GM/MME/2022, foram flexibilizados os requisitos de migração para o ambiente livre aos consumidores do Grupo A com carga individual inferior a 500 kW, a partir de 1º de janeiro de 2024.

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

Por meio da CPFL Brasil, nossa subsidiária de comercialização de energia, estamos focados em celebrar contratos bilaterais com os consumidores que aderiram ao mercado livre no Brasil inteiro. Para atingir esse objetivo, segmentamos e aumentamos o nível de relacionamento com os nossos clientes, utilizando nossos consultores de negócio dedicados, além do suporte operacional do back office com assuntos relacionados à CCEE. Com essa ação, a CPFL Brasil busca alcançar os clientes com potencial de migração para o ambiente de contratação livre, oferecendo produtos específicos para cada perfil, crescendo sua base de clientes e se preparando para a abertura do mercado.

Posicionamento para nos beneficiar da consolidação do setor, com base em nossa experiência na integração e reestruturação bem-sucedidas de outras operações.

O setor energético brasileiro encontra-se em constante mudança e modernização, o que facilita a sinergia entre os setores de geração, transmissão e, sobretudo, distribuição. Nos últimos anos, integramos com sucesso a RGE Sul (adquirida da AES Guaíba II Empreendimentos Ltda., em 2016), explorando sinergias operacionais com a concessão herdada da RGE, sendo que após a incorporação da RGE pela RGE Sul, resultaram em uma única companhia, a RGE Sul (agora operando sob a denominação RGE), e com a incorporação de algumas subsidiárias de distribuição menores pela CPFL Jaguari (operando sob a denominação CPFL Santa Cruz), operações que nos proporcionaram nos beneficiarmos de uma estrutura corporativa mais enxuta. Além disso, integramos com sucesso a CPFL Transmissão (adquirida do Governo do Estado do Rio Grande do Sul, em 2021), onde exploramos sinergias operacionais com outros negócios que possuímos no Estado.

A nossa expansão nos negócios de transmissão suporta nossas operações de distribuição com confiabilidade e qualidade adicionais das novas subestações que colocaremos em operação.

Dada a solidez da nossa situação financeira e nossa capacidade gerencial, acreditamos estar bem-posicionados para nos beneficiar dessa consolidação no mercado brasileiro de energia elétrica. Além disso, se houver ativos promissores disponíveis em termos atrativos, especialmente em áreas onde já operamos, podemos fazer as aquisições que complementam nossas operações existentes, proporcionando à nossa empresa e aos nossos consumidores oportunidades adicionais de usufruir as vantagens da economia de escala.

Estratégia e gestão para o desenvolvimento sustentável e responsabilidade social nas comunidades em que operamos

Em 2022, lançamos nosso Plano ESG[1] 2030, uma evolução do Plano de Sustentabilidade 2020-2024, alinhado ao Planejamento Estratégico do Grupo CPFL, com o objetivo de impulsionar a transição para um modelo mais sustentável de produzir e consumir energia, maximizando os nossos impactos positivos na sociedade e na cadeia de valor. Para isso, definimos quatro pilares de atuação – soluções renováveis e inteligentes, operações sustentáveis, valor compartilhado com a sociedade e atuação segura e confiável. Dentro desses pilares, assumimos 24 compromissos públicos, revisados anualmente, que contribuem para o alcance dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) das Nações Unidas, e são monitorados por um conjunto de indicadores estratégicos e táticos, que compõe nossa ferramenta de gestão.

A partir da estratégia definida no Plano ESG 2030, realizamos a gestão sobre temas específicos e fundamentais para todo o setor elétrico, como descarbonização, energias inteligentes, economia circular, biodiversidade, ecoeficiência, relacionamento com clientes, comunidades, diversidade, compras sustentáveis, saúde e segurança, governança corporativa e privacidade de dados.

No âmbito das mudanças climáticas, avaliamos e implementamos diferentes ações para a adaptação dos negócios e a mitigação de impactos relacionados às nossas atividades, em especial a emissão de gases de efeito estufa (GEE). Nossas iniciativas são centralizadas em quatro frentes de atuação, desdobradas em ações e orientações para a execução dos projetos: (1) Gestão das emissões de GEE, por meio da elaboração do nosso inventário anual de emissões; (2) Gestão de riscos e oportunidades climáticas, por meio de um Mapa que consolida os principais impactos a que estamos susceptíveis, como alterações em parâmetros físicos do clima e mudanças em regulações, além das principais oportunidades para o desenvolvimento de novos produtos e serviços; (3) Impulso à inovação, com diversos projetos relacionados a mitigação e adaptação a riscos climáticos, atrelados ao desenvolvimento de soluções para o contexto da distribuição e da geração de energia limpa, e a tecnologias que impactam nosso setor, como a mobilidade elétrica; e (4) Engajamento e divulgação, participando de uma série de iniciativas e compromissos relacionados a questões climáticas, buscando sempre fomentar as melhores práticas.

[1] ESG – Environmental, Social and Governance, tradução para ASG – Ambiental, Social e Governança Corporativa.

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

Faz parte do nosso compromisso com a agenda do desenvolvimento sustentável a oferta de soluções que apoiem nossos clientes na transição para modelos produtivos menos intensivos em carbono, como gestão de energia para um menor consumo, acesso ao mercado livre e eficiência energética, além de medidas de neutralização e compensação de emissões de GEE, por meio de créditos de carbono e selos de energia renovável.

Em todas as nossas operações, buscamos a menor pegada ambiental possível, mantendo altos padrões de qualidade e eficiência.

No pilar de operações sustentáveis do Plano ESG 2030, destacamos os avanços contínuos no uso consciente dos recursos naturais com ações estruturadas de ecoeficiência em nossas instalações (água, energia e resíduos), além do compromisso de eliminar gradualmente o plástico de uso único em nossas atividades administrativas. Buscamos fortalecer cada vez mais as diretrizes de atuação visando conservar e potencializar nosso impacto positivo na biodiversidade.

Entendemos que é essencial gerar, além de energia, ações de valor compartilhado com a sociedade e com a nossa cadeia de valor. No que tange ao relacionamento com comunidades, realizamos diversas iniciativas de fomento aos interesses econômicos, culturais, esportivos, de saúde e sociais nos territórios em que operamos e de contribuição para seu contínuo desenvolvimento. Nesse contexto, um de nossos principais objetivos é promover o desenvolvimento sustentável dessas comunidades, por meio de ações que contribuam para o aprimoramento de políticas públicas e que promovam a inclusão, o desenvolvimento social e o networking, treinando e capacitando cada indivíduo para enfrentar os desafios sociais. Além disso, o Instituto CPFL fortaleceu, entre outros projetos, a frente de atuação CPFL Jovem Geração, voltada ao futuro das novas gerações, com projetos de transformação social através da cultura e do esporte que visam a redução dos índices de vulnerabilidade social, potencializando o impacto positivo nas comunidades onde atua. Ampliou a frente CPFL Nos Hospitais, que apoia projetos de humanização e melhorias em hospitais públicos. Em 2024, investimos R$ 33 milhões em projetos que impactaram mais de 752 mil de pessoas, por meio do apoio a diversas instituições sociais em 109 municípios. O pilar de atuação segura e confiável fortalece nosso compromisso com a promoção da cultura de segurança, de cuidado com as nossas pessoas e responsabilidade.

Nosso compromisso inegociável com a segurança visa fortalecer a cultura no tema para atingir zero fatalidades e inclui projetos de conscientização, prevenção e redução de riscos para todas as pessoas. Associado a isso, temos como compromisso a realização de ações para promover ambientes saudáveis de trabalho, com ações voltadas para a saúde mental e a qualidade de vida, com ações específicas para esse fim.

Contamos com o engajamento dos colaboradores em nosso Programa de Integridade, incluindo a aplicação dos princípios, diretrizes e orientações do nosso Código de Conduta Ética, e nas práticas direcionadas à segurança e proteção de dados.

Em busca de melhores práticas de governança corporativa.

O modelo de governança corporativa da Companhia e das sociedades controladas se baseia no Sistema de Governança Corporativo no Brasil, apoiando-se aos princípios da integridade, transparência, equidade, responsabilização (accountability) e sustentabilidade, de acordo com o Código de Melhores Práticas de Governança Corporativa. Em 2024, a CPFL completou 20 anos da abertura de seu capital na B3. Com mais de 100 anos de atuação no Brasil, a Companhia possui atualmente ações listadas no Novo Mercado da B3.

Além disso, a Companhia possui uma Diretoria de Governança Corporativa que responde diretamente ao Conselho de Administração e assessora a alta administração e os órgãos de governança. A governança do Grupo CPFL é regida pelas Diretrizes de Governança Corporativa, bem como pelo nosso Estatuto Social e os de nossas controladas.

1.3 Informações relacionadas aos segmentos operacionais

1.3. Em relação a cada segmento operacional que tenha sido divulgado nas últimas demonstrações financeiras de encerramento de exercício social ou, quando houver, nas demonstrações financeiras consolidadas, indicar as seguintes informações:

a. produtos e serviços comercializados;

Nossas atividades essenciais são:

Distribuição

Nossas quatro distribuidoras integralmente consolidadas entregaram 72.897 GWh em 2024, e 69.968 GWh em 2023 de energia elétrica para 10,7 e 10,5 milhões de consumidores, respectivamente, principalmente nos Estados de São Paulo e Rio Grande do Sul.

Geração

Em 31 de dezembro de 2024, nossa capacidade instalada total consolidada era de 4.226 MW, sendo 2.878 MW calculada com base em nossa participação de 100% na CPFL Renováveis, e o restante (1.348 MW) referente aos demais ativos do segmento de geração de energia elétrica.

Através de nossa subsidiária indireta, CPFL Renováveis, na qual detemos participação de 100%, operamos 46 usinas hídricas, que constituem PCHs e CGHs. Todas estão em operação, localizadas nos Estados de São Paulo, Santa Catarina, Rio Grande do Sul, Minas Gerais, Mato Grosso, Goiás e Paraná, e possuem Capacidade Instalada total de 472 MW. Também operamos 49 parques eólicos, localizadas nos Estados do Ceará, Rio Grande do Norte e Rio Grande do Sul, que estão em operação e possuem capacidade instalada total de 1.390 MW. A CPFL Renováveis possui também quatro Usinas Termelétricas de Biomassa em operação, com capacidade instalada total de 185 MW, localizadas nos Estados de Minas Gerais, Paraná e São Paulo. Ainda, a CPFL Renováveis também opera a Usina Solar Tanquinho, localizada no estado de São Paulo e com capacidade instalada de 1,1 MW.

Além da Capacidade Instalada citada, através das nossas subsidiárias CPFL Geração, CPFL Renováveis e Jaguari Geração, possuímos também uma Capacidade Instalada de 2.178 MW por meio de nossos empreendimentos controlados em conjunto, subsidiárias e demais participações, representadas pelos seguintes empreendimentos:

- Hidroelétricas (1.996 MW): Campos Novos (ENERCAN, controlada da CPFL Geração), Monte Claro / Castro Alves / 14 de Julho (CERAN, controlada da CPFL Geração), Luiz Eduardo Magalhães (Lajeado, controlada da CPFL Jaguari Geração), Foz do Chapecó (Foz, controlada em conjunto da CPFL Geração), Barra Grande (BAESA, controlada em conjunto da CPFL Renováveis) e Serra da Mesa (CPFL Renováveis).
- Termoelétricas (182 MW): UTE Termoparaíba e UTE Termonordeste (EPASA, investida da CPFL Geração). Conforme Comunicado ao Mercado datado de 28 de março de 2025, a CPFL celebrou um contrato de compra e venda de ações que tem por objeto a venda das ações de emissão da EPASA detidas pela CPFL Geração à Ebrasil. O fechamento da operação está pendente de condições precedentes ainda não concluídas.

Ademais, em janeiro de 2025, finalizamos a construção da PCH Lúcia Cherobim, que entrou em operação comercial ainda no mesmo mês, tendo como capacidade instalada 28 MW.

Comercialização

Nossas subsidiárias de comercialização gerenciam as operações de compra e venda de energia e oferecem serviços de gestão de contratação de energia para geradores e consumidores 'livres' e 'especiais' perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e outros agentes, incluindo orientação sobre as exigências operacionais. A CPFL Brasil, nossa maior subsidiária de comercialização, negocia a compra e venda de energia elétrica com consumidores 'livres' e 'especiais', outras empresas de comercialização e geradores. Em 2024, vendemos 22.322 GWh de energia elétrica, dos quais 21.621 GWh foram vendidos para partes não afiliadas. Com relação a 2023, vendemos 14.027 GWh de energia elétrica, dos quais 13.914 GWh foram vendidos para partes não afiliadas.

1.3 Informações relacionadas aos segmentos operacionais

Transmissão

O segmento de transmissão desempenha um papel crucial no desenvolvimento do setor elétrico brasileiro. As redes transmissoras fazem a conexão entre os parques de geração e as distribuidoras, responsáveis pelo fornecimento da energia a todos os consumidores finais. A qualidade dos ativos de transmissão, que incluem também as subestações, é essencial para garantir uma operação segura e confiável. Com esse objetivo, fortalecemos nossa estratégia de atuação direcionada para a captura de oportunidades em transmissão que tenham sinergia com nossos negócios de geração e distribuição o que aconteceu com o vencimento do leilão de privatização da CEEE-T, do Rio Grande do Sul em 2021, com aproximadamente 6 mil quilômetros de linhas e 15,7 mil estruturas – agora gerenciadas sob a marca CPFL Transmissão. A CPFL Transmissão tem grande potencial de sinergia com outros negócios que possuímos no Rio Grande do Sul. Naquele estado, possuímos a RGE no segmento de distribuição, 4 parques eólicos, 4 PCHs e 5 UHEs. Além disso, houve novos investimentos com a construção de dois lotes de linhas de transmissão e subestações, CPFL Sul I e CPFL Sul II que entraram em operação em fevereiro de 2023 (Sul I) e março de 2023 (Sul II).

Ativos de Transmissão									
	CEEE-T	CEEE-T	CEEE-T	TESB	CPFL SUL I	CPFL SUL II	CPFL Piracicaba	CPFL Morro Agudo	CPFL Maracanaú
Contrato de concessão	CC055/01	CC080/02	CC004/21	CC001/11	CC005/19	CC011/19	CC 003/13	CC 006/15	CC020/15
Localização	RS	RS	RS	RS	SC	RS	SP	SP	CE
Número de subestações	72	1	1	4	3	3	1	1	1
Número de linhas de transmissão	131	1	-	7	4	4	-	-	-
Extensão de linhas de transmissão	5.779	196	-	98	307	75	-	-	-
Potência	10.609	216	495	830	1.344	549	800	800	450
Prazo de concessão	2043	2032	2051	2041	2049	2049	2043	2045	2048
Receita anual permitida (RAP)	R$ 1,0 bilhão	R$ 21 milhões	R$ 11 milhões	R$ 45 milhões	R$ 35 milhões	R$ 46 milhões	R$ 16 milhões	R$ 19 milhões	R$ 10 milhões

Serviços

Apresentamos os resultados das nossas atividades de prestação de serviços como um segmento de operação individual. Nossas atividades nesse segmento incluem prestar serviços relacionados com energia elétrica, como projetos e construção, para nossas partes relacionadas e não relacionadas.

Adicionalmente aos 5 segmentos operacionais referidos acima, consolidamos determinadas atividades como "Outras". As atividades consolidadas em "Outras" consistem principalmente de nossas despesas como holding.

b. receita proveniente do segmento e sua participação na receita líquida do emissor;

(Valores em R$ / mil)

2024	Receita líquida	Vendas entre segmentos	Venda total	% em relação Receita líquida
Distribuição	34.211.839	12.582	34.224.421	80,29%
Geração	3.307.367	1.712.482	5.019.849	11,78%
Transmissão	1.762.461	435.592	2.198.053	5,16%
Comercialização	3.051.524	26.291	3.077.815	7,22%
Serviços	294.289	959.284	1.253.573	2,94%
Outros	730	-	730	0,00%
Eliminações*	-	(3.146.231)	(3.146.231)	-7,38%
Total	**42.628.210**	**-**	**42.628.210**	**100,00%**

*Eliminações de operações intersegmentos.

1.3 Informações relacionadas aos segmentos operacionais

c. lucro ou prejuízo resultante do segmento e sua participação no lucro líquido do emissor.

(Valores em R$ / mil)

2024		
Segmentos:	**Lucro líquido / Prejuízo**	**% em relação ao lucro líquido da companhia**
Distribuição	2.996.563	52,01%
Geração	2.231.268	38,73%
Transmissão	607.916	10,55%
Comercialização	(52.418)	-0,91%
Serviços	173.726	3,02%
Outros	(195.502)	-3,39%
Total	**5.761.553**	**100,00%**

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

1.4. Em relação aos produtos e serviços que correspondam aos segmentos operacionais divulgados no item 1.3, descrever:

a. características do processo de produção;

Nossas empresas distribuidoras não produzem a energia elétrica que entregam a seus consumidores finais. A energia distribuída advém de contratos de compra com geradores e comercializadores, tanto de outros agentes do mercado quanto do próprio grupo CPFL, de acordo com o arcabouço regulatório vigente.

A energia elétrica fornecida aos nossos Consumidores Livres e a outras distribuidoras é comercializada pela nossa subsidiária de comercialização CPFL Brasil.

Abaixo é apresentado o detalhamento de nossas operações de "Geração". No item 1.3.b acima, constam os detalhamentos dos segmentos de "Distribuição", "Comercialização", "Transmissão" e "Serviços".

Geração de Energia Elétrica

Estamos expandindo ativamente a nossa capacidade de geração no segmento de energias renováveis. De acordo com as regulamentações brasileiras, as receitas de geração para fins contratuais dependem, principalmente, da Garantia Física de cada usina, e não de sua capacidade instalada ou energia efetivamente gerada. A Garantia Física é a energia assegurada estabelecida pelo governo brasileiro, sendo a quantidade máxima de energia comercializável em contratos. Para determinadas empresas, a geração real é periodicamente determinada pelo ONS, tendo em vista a demanda e as condições hidrológicas. Caso uma geradora tenha vendido sua energia e participe do MRE, ela receberá pelo menos o valor da receita que corresponde à energia assegurada, mesmo que não tenha efetivamente gerado a totalidade da energia. Por outro lado, caso a geração de uma usina exceda sua energia assegurada, sua receita adicional será apenas igual aos custos correlatos à geração de energia em excesso.

Todas as nossas usinas hidrelétricas fazem parte do MRE, um sistema pelo qual as unidades geradoras hidrelétricas compartilham os riscos hidrológicos do Sistema Interligado de Energia, com exceção de 5 CGHs (Lavrinha, São José, Turvinho, São Sebastião e Pinheirinho). Nossa Capacidade Instalada total em nosso segmento de geração era de 4.226 MW em 31 de dezembro de 2024. A maior parte da energia elétrica que produzimos vem das nossas Usinas Hidrelétricas. Caso seja gerada menos energia do que o total de Energia Assegurada (ou seja, se o Fator de Geração em Escala, ou GSF, for menor do que 1,0), as geradoras hidrelétricas devem adquirir energia no mercado à vista para cobrir a escassez de energia e suprir o volume de Energia Assegurada no âmbito do MRE. De 2005 a 2012, o GSF permaneceu acima de 1,0. Contudo, a partir de 2013, esse cenário apresentou mudanças, o que levou o GSF a permanecer abaixo de 1,0 durante todo o ano de 2014. Em 2015, ele variou de 0,783 a 0,825, o que resultou na compra de energia, pelos geradores, no mercado à vista, incorrendo, portanto, custos significativos. Não obstante, em dezembro de 2015, nós renegociamos, nos termos da Lei nº 13.203, os termos de nossos contratos de compra de energia para o Mercado Regulado, estabelecendo o custo do GSF a um risco de prêmio de R$ 9,50/MWh por ano, até o final da vigência dos contratos de compra de energia ou o término das concessões, o que ocorrer primeiro.

Ainda, ao longo de 2021 e 2022, a ANEEL, devido aos impactos não hidrológicos alocados aos participantes do MRE ao longo dos anos, estendeu o prazo de outorga/concessão das usinas impactadas como forma de ressarcimento por tais efeitos.

Paralelamente, a Lei 14.120/2021 possibilitou que usinas outorgadas por meio de autorização, com prazo de 30 anos, em operação comercial em 1º de setembro de 2020 e que não tivessem sofrido penalidades da ANEEL quanto a construção da usina, passariam a ter o prazo de outorga contado a partir da entrada em operação comercial da primeira unidade geradora do empreendimento.

Possuímos em nosso portfólio Usinas Hidrelétricas (UHEs), Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGHs), Usinas Eólicas, Usinas Termelétricas e uma Usina Fotovoltaica. Para fins de simplificação, no âmbito deste FRE, a Companhia classifica como UHEs as usinas hídricas com potência acima de 30 MW. As PCHs são aquelas com potência entre 5 MW e 30 MW, enquanto as CGHs correspondem às usinas com potência de até 5 MW.

Possuímos uma participação de 100% na CPFL Renováveis (direta e indiretamente), uma empresa resultante de uma associação com outra produtora de energia renovável brasileira, ERSA – Energias Renováveis S.A., que detém participação em nossas subsidiárias envolvidas na geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis. Por

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

meio da CPFL Renováveis, em agosto de 2011, nos tornamos um dos maiores grupos de geração de energia renovável do Brasil em termos de Capacidade Instalada e capacidade em construção, de acordo com a ANEEL.

A CPFL Renováveis investe em fontes de produção independente de energia renovável, tais como PCHs, usinas eólicas, usinas termelétricas a biomassa e usinas de energia solar fotovoltaicas no mercado brasileiro. A CPFL Renováveis tem uma vasta experiência no desenvolvimento, aquisição, construção e operação de usinas de geração de energia elétrica a partir de fontes de energia renováveis. Opera em oito estados brasileiros e seus negócios contribuem para o desenvolvimento econômico e social local e regional.

Ao longo de 2020, ocorreu a transferência das participações detidas pela CPFL Geração para a CPFL Renováveis das usinas Barra Grande, Serra da Mesa – sob concessão da Eletrobrás (Furnas), Macaco Branco, Rio do Peixe I e II e as 5 CGHs antes detidas pela CPFL Centrais Geradoras (Santa Alice, São José, Turvinho, São Sebastião e Pinheirinho).

Usinas Hidrelétricas

Em 31 de dezembro de 2024, nossa subsidiária CPFL Renováveis possuía participação de 51,54% na energia assegurada da Usina de Serra da Mesa, que até 2020 pertencia à CPFL Geração de Energia S.A. Ainda, a CPFL Renováveis possuía participação de 25,01% na energia assegurada do Aproveitamento Hidrelétrico Barra Grande ("AHE Barra Grande").

Por meio de suas subsidiárias CERAN e ENERCAN, e controlada em conjunto Chapecoense, a CPFL Geração possui participação nas Usinas de Monte Claro, Campos Novos, Castro Alves, 14 de Julho e Foz do Chapecó, que estão operacionais desde dezembro de 2004, fevereiro de 2007, março de 2008, dezembro de 2008 e outubro de 2010, respectivamente. Por meio da Jaguari Geração, nós possuímos participação de 4,15% (59,93% de 6,93%) na Energia Assegurada da Usina Hidrelétrica de Luiz Eduardo Magalhães (Lajeado).

Todos os números de Energia Assegurada e Capacidade Instalada indicados na tabela abaixo se referem à plena capacidade da usina em questão ao invés de nossa parte consolidada de tal energia, que reflete nossa participação na usina.

- **Serra da Mesa**. Corresponde à maior UHE do portifólio da Companhia (por meio de sua subsidiária CPFL Renováveis), localizada no Estado de Goiás, composta por três unidades geradoras que visam o aproveitamento da energia hidráulica do curso principal e afluentes do rio Tocantins. Furnas, que recebeu da União a outorga de concessão pelo prazo de 30 anos, iniciou a construção da usina em 1985, porém em meados da década de 90 conduziu estudos para instrumentalizar parceria junto a empresa privada para conclusão e operação do empreendimento que se encontrava em atraso. Em 3 de março de 1994, FURNAS realizou licitação pública para selecionar interessados em receber parte da potência da usina e sua correspondente energia em contrapartida da conclusão da construção usina. A ENERGISA (hoje sucedida pela CPFL Renováveis) ofereceu a melhor proposta, requerendo 51,54% da potência e energia da UHE Serra da Mesa a partir da entrada em operação comercial do empreendimento para conclusão da construção da usina. A relação entre a CPFL Renováveis e FURNAS é fundada através de um "Contrato Geral", resultante do processo de seleção e homologado pelo DNAEE (regulador da época) que estabelece, dentre outros: i) Os investimentos necessários para construção e operação da usina, incluindo reparação e modernização ficariam sob responsabilidade da CPFL Renováveis, que disponibilizaria estes investimentos para Furnas na forma de arrendamento via Contrato de arrendamento; ii) Asseguração de 51,54% da potência e da energia da usina para a CPFL Renováveis pelo prazo do arrendamento; e iii) Furnas é responsável por operar a usina a ela arrendada pela CPFL Renováveis. Em 30 de maio de 2014, a concessão detida por Furnas foi formalmente prorrogada para 12 de novembro de 2039. Em 2016, devido à repactuação do GSF, a concessão foi estendida até 30 de setembro de 2040, de acordo com a Resolução Autorizativa da ANEEL nº 6.055/2016. Em 2022, por meio da Resolução Autorizativa nº 11.345/2022, o prazo de outorga da SEMESA foi novamente estendido para 10 de maio de 2046.
- **Complexo Hidrelétrico CERAN**. Por meio da CPFL Geração, detemos uma participação de 65% na CERAN, uma subsidiária para qual foi outorgada, em março de 2001, uma concessão de 35 anos para a construção, o financiamento e a operação do Complexo Hidrelétrico CERAN. Os demais acionistas são a CSN (com 30%) e a Statkraft (com 5%). O Complexo Hidrelétrico CERAN consiste em três usinas hidrelétricas: Monte Claro, Castro Alves e 14 de Julho. O Complexo está localizado no Rio das Antas, 120 km ao norte de Porto Alegre, próximo à cidade de Bento Gonçalves, no Estado do Rio Grande do Sul.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Vendemos a nossa participação na energia assegurada deste Complexo a afiliadas do nosso grupo. Essas unidades são operadas pela CERAN, sob a supervisão da CPFL Geração.

- **Monte Claro (Complexo CERAN).** A primeira unidade de geração da UHE Monte Claro começou a operar em 2004, seguida pela segunda unidade em 2006. Em 2022, por meio da Resolução Autorizativa n° 12.255/2022, o prazo de outorga de Monte Claro foi estendido para 06 de novembro de 2039. Estamos constantemente avaliando medidas alternativas para melhoria de nossos resultados. Atualmente, estão em andamento discussões com a ANEEL e outras entidades do setor de transmissão, referentes a possibilidade de transferência da Subestação Monte Claro à Rede Básica, o que reduziria os custos de manutenção e a responsabilidade da CERAN nesses ativos.
- **Castro Alves (Complexo CERAN).** A primeira unidade de geração da UHE Castro Alves começou a operar em março de 2008, seguida pela segunda unidade em abril do mesmo ano. A usina tornou-se completamente operacional em junho de 2008, quando a terceira unidade de geração iniciou as operações. Em 2022, por meio da Resolução Autorizativa n° 12.255/2022, o prazo de outorga de Castro Alves foi estendido para 19 de outubro de 2039. Por fim, através da Resolução Autorizativa n° 15.143/2024, o prazo de outorga foi estendido para 17 de janeiro de 2041.
- **14 de Julho (Complexo CERAN).** A primeira unidade de geração da UHE 14 de Julho se tornou operacional em dezembro de 2008 e a segunda unidade de geração tornou-se completamente operacional em março de 2009. Em 2022, por meio da Resolução Autorizativa n° 12.255/2022, o prazo de outorga de 14 de Julho foi estendido para 13 de novembro de 2039. Por fim, através da Resolução Autorizativa n° 15.143/2024, o prazo de outorga foi estendido para 15 de março de 2041.
- **Barra Grande**. UHE localizada entre os Estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul, composta por três unidades geradoras que visam o aproveitamento hidrelétrico do rio Canoas. Iniciou parcialmente suas atividades operacionais em 2005 (1° unidade de geração), tornando-se completamente operacional em 2006 (2° e 3° unidades de geração). Possui outorga de concessão para explorar por 30 anos o aproveitamento hídrico. A CPFL Renováveis detém 25,01% de participação, sendo os demais acionistas a Companhia Brasileira de Alumínio ("CBA") com 15%, Departamento Municipal de Energia Elétrica de Poços de Caldas ("DME") com 8,82% e Barra Grande Participações S.A com 9%. A CPFL Renováveis comercializa a energia assegurada deste complexo (proporcional a participação) com as empresas do grupo CPFL. Em 2022, devido à repactuação do GSF, a concessão do empreendimento foi estendida, por meio da Resolução Autorizativa n° 12.255/2022, para 6 de março de 2041.
- **Campos Novos (ENERCAN)**. Por meio da CPFL Geração, detemos uma participação de 52,12% na ENERCAN, uma companhia formada por um consórcio de empresas dos setores público e privado ao qual foi outorgada, em maio de 2000, uma concessão de 35 anos para construção, financiamento e operação da UHE Campos Novos. A usina foi construída no Rio Canoas, no Estado de Santa Catarina e se tornou completamente operacional em maio de 2007. Os demais acionistas da ENERCAN são a CBA Energia (25,44%) e Pollarix S.A. (22,44%). A usina é operada pela ENERCAN, sob a supervisão da CPFL Geração. Vendemos nossa participação na energia assegurada deste complexo para as afiliadas de nosso grupo. Em 2022, por meio da Resolução Autorizativa n° 12.255/2022, o prazo de outorga de Campos Novos foi estendido para 6 de janeiro de 2039.
- **Foz do Chapecó**. Por meio da CPFL Geração, detemos participação de 51% na Chapecoense, uma joint-venture formada por um consórcio de empresas dos setores privado e público, para qual foi concedida uma concessão de 35 anos em novembro de 2001 a fim de construir, financiar e operar a UHE Foz do Chapecó. Os demais 49% de participação na joint-venture estão divididos entre Eletrobrás, que detém uma participação de 40% e a CEEE-G, atual CSN, que detém uma participação de 9%. A usina está localizada no Rio Uruguai, na divisa entre os Estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul. A usina se tornou plenamente operacional em março de 2011. Vendemos 40% da nossa parcela de energia assegurada deste projeto para afiliadas do nosso grupo e 60% por meio de contratos de comercialização de energia no ambiente regulado, ou CCEARs. Em 2022, por meio da Resolução Autorizativa nº 11.412/2022, o prazo de concessão de Foz do Chapecó foi estendido em 680 dias. Posteriormente, a Resolução Autorizativa nº 14.896/2023 estendeu o prazo de outorga de Foz do Chapecó para 02 de fevereiro de 2042.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

- **Luis Eduardo Magalhães (Lajeado)**. Detemos uma participação de 4,15% (59,93% de 6,93%) na energia assegurada da UHE Luis Eduardo Magalhães, também conhecida como UHE Lajeado. A usina está localizada no rio Tocantins, no Estado do Tocantins, tendo se tornado completamente operacional em novembro de 2002. A usina foi construída pela Investco S.A., um consórcio que compreende a Lajeado Energia, EDP (Energias de Portugal), CEB (Companhia Energética de Brasília) e Paulista Lajeado (que adquirimos em 2007). Em 2022, por meio da Resolução Autorizativa n° 12.255/2022, o prazo de outorga de Luís Eduardo Magalhães (Lajeado) foi estendido para 22 de setembro de 2035.

Fonte	Nome	Participação CPFL	Potência		Fim de Outorga	Energia Assegurada	
			Potência CPFL (MW)	Potência (MW)		Participação CPFL	GWh
UHE	Serra da Mesa	51,54%	657,14	1.275	10/05/2046	2.734,68	5.305,90
UHE	14 de Julho	65,00%	65,00	100	15/03/2041	257,37	395,95
UHE	Monte Claro	65,00%	84,50	130	06/11/2039	303,49	466,91
UHE	Castro Alves	65,00%	84,50	130	17/01/2041	340,50	523,85
UHE	Foz do Chapecó	51,00%	436,05	855	02/02/2042	1.826,79	3.581,96
UHE	Campos Novos	52,12%	458,57	880	06/01/2039	1.744,67	3.348,07
UHE	Barra Grande	25,01%	172,57	690	06/03/2041	779,95	3.118,56
UHE	Lajeado	4,15%[1]	37,45	902,49	22/09/2035	174,59	4.203,92
	Total		**1.995,78**	**4.962,49**		**8.162,04**	**20.945,12**

(1) A Jaguari Geração possui 59,93% da empresa Paulista Lajeado, que por sua vez possui 6,93% de participação na energia assegurada da Usina Luís Eduardo Magalhães (Lajeado), resultando em 4,15%.

Usinas Termelétricas a Óleo Combustível

Em 31 de dezembro de 2024, por meio da CPFL Geração, operávamos duas usinas termelétricas ("UTEs"), com 53,34% de participação: a Termonordeste, que começou as operações em dezembro de 2010, e a Termoparaíba, que começou as operações em janeiro de 2011. Ambas as usinas funcionam sob autorizações da ANEEL e são supridas por óleo combustível do complexo EPASA.

As UTEs Termonordeste e Termoparaíba estão localizadas na cidade de João Pessoa, no estado da Paraíba. A energia elétrica dessas usinas foi vendida até 31 de dezembro de 2024 por meio de CCEARs, e parte dessa energia foi adquirida por nossas próprias distribuidoras.

Conforme Comunicado ao Mercado datado de 28 de março de 2025, a CPFL Geração celebrou um contrato de compra e venda de ações que tem por objeto a venda das ações de emissão da EPASA detidas pela CPFL Geração à Ebrasil. O fechamento da operação está pendente de condições precedentes ainda não concluídas.

Fonte	Nome	Participação CPFL	Potência		Fim de Outorga	Energia Assegurada	
			Potência CPFL (MW)	Potência (MW)		Participação CPFL	GWh
UTE	Termonordeste	53,34%	91,13	170,85	12/12/2042	578,47	1.084,49
UTE	Termoparaíba	53,34%	91,13	170,85	07/12/2042	578,93	1.085,36
	Total		**182,26**	**341,70**		**1.157,40**	**2.169,85**

Pequenas Centrais Hidrelétricas ("PCH") e Central Geradora Hidrelétrica ("CGH")

As PCHs são usinas com capacidade de geração entre 5 MW e 30 MW e uma área de reservatório de até três quilômetros quadrados. Uma típica PCH opera sob um sistema de "fio d´água" e, como resultado, poderá sofrer ociosidade quando o fluxo de água disponível é menor do que a capacidade de entrada da turbina. Se os fluxos são maiores do que a capacidade do equipamento, a água flui através de um caminho de derramamento. As PCHs estão autorizadas para participar do MRE, e, neste caso, a quantidade de energia vendida pela usina depende unicamente do seu certificado de garantia e não de sua produção de energia individual.

As CGHs são usinas hidrelétricas de tamanho e potência ainda menores que as PCHs. Esses empreendimentos têm o potencial de gerar até 5MW de energia.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

A CPFL Renováveis operava, até 2024, 46 PCHs e CGHs, sob o regime de concessão, autorização e registro, todas localizadas nos estados de São Paulo, Minas Gerais, Mato Grosso, Santa Catarina, Paraná e Rio Grande do Sul.

Houve inúmeras revisões, consistindo principalmente em reduções, para a Energia Assegurada da CPFL Renováveis, por conta da redução no desempenho operacional esperado.

A automação das usinas nos permite realizar o controle, supervisão e operação remotamente. Em 2024, a CPFL Renováveis estabeleceu um centro de operação para o gerenciamento e monitoramento de nossas usinas na cidade de Campinas, no estado de São Paulo.

Em 31 de dezembro de 2024, todas as nossas Pequenas Centrais Hidrelétricas e Centrais Geradoras Hidrelétricas estavam sob a gestão da CPFL Renováveis.

Rio do Peixe (I e II): UHE localizada no Estado de São Paulo, composta por duas unidades geradoras que visam o aproveitamento hidrelétrico do rio do Peixe. Iniciou suas atividades em setembro de 1992, com outorga de concessão por 20 anos, vencida em 2012.

Em 31 de outubro de 2012 a concessão foi renovada por um período de 30 anos sob a Medida Provisória n° 579 de setembro de 2012 (posteriormente convertida na lei nº 12.783/13, de 11 de janeiro de 2013) sob as seguintes condições: i) A energia gerada deve ser vendida para todas as empresas de distribuição no Brasil de acordo com as cotas definidas pela ANEEL (anteriormente, a energia era vendida somente para a subsidiária de distribuição relacionada); ii) A receita anual da concessionária é definida pela ANEEL, sujeita a revisões tarifárias (anteriormente, os preços de energia eram definidos contratualmente e ajustados de acordo com o IPCA); e iii) Os ativos que permaneceram não amortizados na data de renovação seriam indenizados, e o pagamento de indenização não seria considerado como receita anual. A remuneração relativa a novos ativos ou ativos existentes que não foram indenizados seria considerada como receita anual. Em 14 de dezembro de 2012 a ANEEL publicou a Resolução 521/12 estabelecendo que as concessões de geração a serem renovadas nos termos da nº 12.783/13 deveriam ser divididas em entidades operacionais separadas das empresas de distribuição, nos casos em que a capacidade instalada da entidade concessionária original excedesse 1 MW. Em 22 de setembro de 2020, por meio da Resoluções Autorizativas ANEEL nº 9.230/2020, a concessão foi transferida da CPFL Geração para a Companhia.

Macaco Branco: UHE localizada no Estado de São Paulo, visava o aproveitamento hidrelétrico do rio Jaguari. Iniciou suas atividades em 1911. Em 31 de outubro de 2012 a concessão foi renovada para um período de 30 anos sob a Medida Provisória n° 579 de setembro de 2012 (posteriormente convertida na lei nº 12.783/13, de 11 de janeiro de 2013). Em 30 de setembro de 2015 houve a transferência do contrato de concessão deste empreendimento, passando da CPFL Centrais geradoras para a CPFL Geração. Em 22 de setembro de 2020, por meio da Resolução normativa ANEEL n° 9.229 a concessão foi transferida da CPFL Geração para a CPFL Renováveis.

Em 1 janeiro de 2021 houve o encerramento das operações de Macaco Branco em função da necessidade de desapropriação das áreas ocupadas pela usina para a implantação das barragens do Departamento de Águas e Energia Elétrica ("DAEE"), (Decreto n° 60.141 de 11/02/2014 do Estado de São Paulo), que visava incrementar e aprimorar oferta hídrica para as Bacias de Piracicaba, Capivari, Jundiaí e Sistema da Cantareira, mediante indenização, seguido da solicitação de extinção da concessão. Em 2 de abril de 2024 a ANEEL através da Resolução autorizativa N° 15.237/2024 extinguiu a concessão referente à UHE Macaco Branco.

- **PCHs (usinas com potência entre 5 MW e 30 MW)**

Fonte	Nome	Participação CPFL	Potência		Fim de Outorga	Energia Assegurada	
			Potência CPFL (MW)	Potência (MW)		Participação CPFL	GWh
UHE[1]	Rio do Peixe II	100%	15,00	15,00	04/12/2042	50,72	50,72
PCH	Alto Irani	100%	21,00	21,00	01/09/2035	120,01	120,01
PCH	Americana	100%	30,00	30,00	25/03/2029	78,65	78,65
PCH	Arvoredo	100%	13,00	13,00	11/07/2044	68,07	68,07
PCH	Barra da Paciência	100%	23,00	23,00	02/03/2048	130,44	130,44
PCH	Boa Vista II	100%	29,90	29,90	23/05/2051	136,13	136,13
PCH	Cocais Grande	100%	10,00	10,00	05/12/2042	44,85	44,85
PCH	Corrente Grande	100%	14,00	14,00	01/02/2048	74,72	74,72

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Fonte	Nome	Participação CPFL	Potência		Fim de Outorga	Energia Assegurada	
			Potência CPFL (MW)	Potência (MW)		Participação CPFL	GWh
PCH	Dourados	100%	10,80	10,80	01/04/2029	67,98	67,98
PCH	Eloy Chaves	100%	19,00	19,00	11/10/2029	106,87	106,87
PCH	Esmeril	100%	5,04	5,04	10/11/2029	25,23	25,23
PCH	Figueirópolis	100%	19,41	19,41	25/02/2045	110,38	110,38
PCH	Jaguari	100%	11,80	11,80	12/02/2029	78,84	78,84
PCH	Ludesa	60%	18,00	30,00	10/02/2041	111,43	185,71
PCH	Mata Velha(2)	100%	24,00	24,00	29/09/2032	114,76	114,76
PCH	Ninho da Águia	100%	10,00	10,00	02/01/2048	56,94	56,94
PCH	Novo Horizonte (2)	100%	23,00	23,00	12/05/2036	91,10	91,10
PCH	Paiol	100%	20,00	20,00	22/03/2047	96,54	96,54
PCH	Pinhal	100%	6,80	6,80	11/11/2029	32,41	32,41
PCH	Plano Alto	100%	16,00	16,00	02/04/2041	89,97	89,97
PCH	Salto Góes	100%	20,00	20,00	17/03/2048	97,24	97,24
PCH	Santa Luzia Alto (2)	100%	28,50	28,50	10/10/2049	161,36	161,36
PCH	São Gonçalo (Antiga Santa Bárbara)	100%	11,00	11,00	07/06/2047	66,58	66,58
PCH	São Joaquim	100%	8,05	8,05	18/09/2029	49,32	49,32
PCH	Varginha	100%	9,00	9,00	23/06/2046	47,22	47,22
PCH	Várzea Alegre	100%	7,50	7,50	31/03/2048	42,75	42,75
	Total		**423,80**	**435,80**		**2.150,51**	**2.224,79**

(1) Apesar de possuir características técnicas que a caracterizariam como uma PCH, o modelo comercial de acordo com a Lei 12.783/2013 a classifica como uma UHE.
(2) Extensão do prazo final da outorga devido aos efeitos do GSF, conforme REH 2.919/2021 e REH 2.932/2021, pendente a publicação da resolução autorizativa.

Expansão da Capacidade Instalada

Com o objetivo de endereçar as projeções de recuperação econômica e de aumento na demanda e para melhorar nossas margens, estamos continuamente expandindo a nossa Capacidade Instalada de geração renovável. Em 2022, iniciamos a construção da Pequena Central Hidrelétrica (PCH) Lucia Cherobim, concluída em janeiro de 2025, quando também entrou em operação comercial. Localizada no estado do Paraná, a PCH Lucia Cherobim possui uma capacidade instalada de 28 MW e uma energia assegurada total de 145,2 GWh/ano.

- **Centrais Geradoras Hidrelétricas (Usinas menores que 5 MW dispensadas de concessão e autorização)(1)**

Fonte	Nome	Participação CPFL	Potência CPFL (MW)	Potência (MW)	Fim de Outorga
CGH	Gavião Peixoto	100,00%	4,80	4,80	n/a
CGH	Capão Preto	100,00%	4,30	4,30	n/a
CGH	Chibarro	100,00%	2,60	2,60	n/a
CGH	Lençóis	100,00%	1,68	1,68	n/a
CGH	Buritis	100,00%	0,80	0,80	n/a
CGH	Turvinho	100,00%	0,80	0,80	n/a
CGH	Santa Alice	100,00%	0,62	0,62	n/a
CGH	São José	100,00%	0,79	0,79	n/a
CGH	São Sebastião	100,00%	0,68	0,68	n/a
CGH	Pinheirinho	100,00%	0,67	0,67	n/a

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Fonte	Nome	Participação CPFL	Potência CPFL (MW)	Potência (MW)	Fim de Outorga
CGH	Diamante	100,00%	4,23	4,23	n/a
CGH	Saltinho	100,00%	0,80	0,80	n/a
CGH	Pirapó	100,00%	0,76	0,76	n/a
CGH	Guaporé	100,00%	0,67	0,67	n/a
CGH	Andorinhas	100,00%	0,51	0,51	n/a
CGH	Salto Grande	100,00%	4,55	4,55	n/a
CGH	Santana	100,00%	4,32	4,32	n/a
CGH	Três Saltos	100,00%	0,64	0,64	n/a
CGH	Socorro	100,00%	1,00	1,00	n/a
CGH	Monjolinho	100,00%	0,60	0,60	n/a
	Total		**35,82**	**35,82**	

(1) Projetos hidrelétricos com uma Capacidade Instalada igual ou inferior a 5.000 kW que são registrados na autoridade reguladora e o administrador de concessões de energia, mas não necessitam de processos de autorização ou concessão para funcionamento.

Usinas Termelétricas a Biomassa

Usinas Termelétricas a Biomassa são geradoras que usam a combustão de matéria orgânica para a produção de energia. Esta matéria orgânica pode incluir produtos como bagaço de cana-de-açúcar, carvão vegetal, biogás, licor negro, casca de arroz e cavacos de madeira. A energia a biomassa é renovável e gera menos poluição do que outras formas de energia, tais como as obtidas com o uso de combustíveis fósseis (petróleo e carvão mineral). A construção de Usinas Termelétricas a Biomassa ocorre em um período mais curto do que o das Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs). Além disso, o investimento necessário por MW instalado em uma Usina Termelétrica a Biomassa é proporcionalmente menor do que o exigido para a construção de uma PCH. No entanto, a operação dessas usinas é mais complexa, pois envolve a aquisição, a logística e o processamento de insumos orgânicos para a geração de energia. Consequentemente, os custos operacionais das Usinas Termelétricas a Biomassa tendem a ser mais elevados do que os das PCHs.

Apesar de serem mais complexas, as Usinas Termelétricas à Biomassa podem se beneficiar de: (i) rápido licenciamento ambiental, já que se trata apenas das atividades de menor complexidade operacional relacionadas à cogeração de energia (caldeira e tubo gerador), (ii) combustível abundante no Brasil, que pode surgir de subprodutos de outras atividades (ex: cavacos de madeira) e (iii) proximidade com os consumidores, reduzindo os custos de transmissão. Os custos de logística e aquisição de combustível são significativamente mais baixos para Usinas Termelétricas a Biomassa em comparação com usinas termelétricas de fontes não renováveis. Adicionalmente, mesmo elas sendo elegíveis para o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo ("MDL"), estabelecido pelo Protocolo de Kyoto, o mecanismo correspondente estabelecido pelo Acordo de Paris (Mecanismo de Desenvolvimento Sustentável, ou "MDS") ainda a ser regulamentado, e ter o potencial para gerar créditos de carbono, as Usinas Termelétricas a Biomassa instaladas no Brasil têm encontrado dificuldades em obter aprovação de projetos devido a questões relativas ao formato de suas caldeiras e à metodologia do processo de aprovação**.**

A CPFL Renováveis atualmente possui 4 Usinas Termelétricas a Biomassa sob o regime de autorização, localizadas nos estados de São Paulo, Minas Gerais e Paraná.

- **UTE Alvorada**. A UTE Alvorada, localizada na cidade de Araporã, no Estado de Minas Gerais, iniciou suas operações em novembro de 2013. Este projeto tem um PPA associado em vigor até 2032 com a CPFL Brasil.
- **UTE Bioenergia**. Em parceria com a Baldin Bioenergia, construímos uma usina de cogeração na cidade de Pirassununga, no Estado de São Paulo, a qual entrou em operação em agosto de 2010. Toda a sua energia é vendida para a CPFL Brasil.
- **UTE Bio Ester**. Em outubro de 2012, a CPFL Renováveis concluiu a aquisição dos ativos de energia elétrica e cogeração de vapor da SPE Lacenas Participações Ltda., que controlava a UTE Bio Ester, localizada no município de Cosmópolis, no estado de São Paulo. Cerca de 7 MW médios de energia de cogeração da Usina Termelétrica Ester foram comercializados no leilão de fontes alternativas de energia de 2007, por um período de 15 anos. O restante de energia produzida será vendido no mercado livre por 21 anos.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

- **UTE Coopcana**. A construção da UTE Coopcana começou em 2012 na cidade de São Carlos do Ivaí, no estado do Paraná, e suas operações iniciaram em 28 de agosto de 2013. Este projeto possui um contrato de aquisição de energia associado em vigor até 2033 com a CPFL Brasil.

Em 2023, foi realizada a transferência da outorga da usina termelétrica a biomassa (bagaço de cana) Bio Formosa para o Grupo Vale Verde, com uma capacidade instalada vendida de 40 MW. Já em 2024, foram transferidas as usinas termelétricas Bio Ipê, Bio Pedra e Bio Buriti para o Grupo Pedra, com capacidades instaladas de 25 MW, 70 MW e 74,25 MW, respectivamente.

Nome	Participação CPFL	Potência		Fim de Outorga	Energia Assegurada	
		Potência CPFL (MW)	Potência (MW)		Participação CPFL GWh	GWh
Alvorada(1)	100,00%	50,00	50,00	09/11/2043	87,60	87,60
Baldin(1)	100,00%	45,00	45,00	27/08/2040	60,44	60,44
Coopcana(1)	100,00%	50,00	50,00	28/08/2043	118,26	118,26
Ester(1)	100,00%	40,00	40,00	03/06/2040	77,09	77,09
	Total	**185,00**	**185,00**		**343,39**	**343,39**

(1) Usina que teve o prazo de outorga deslocado devido ao parágrafo 12 do artigo 26 da Lei n° 9427, de 26 de dezembro de 1996, conforme segue: "O agente titular de outorga de autorização para geração de energia elétrica com prazo de 30 (trinta) anos, cuja usina esteja em operação em 1º de setembro de 2020 e que não tenha sido objeto de qualquer espécie de penalidade pela Aneel quanto ao cumprimento do cronograma de sua implantação, terá seu prazo de autorização contado a partir da declaração da operação comercial da primeira unidade geradora, com ajuste, quando necessário, do respectivo termo de outorga, após o reconhecimento pela Aneel do atendimento ao critério estabelecido neste parágrafo".

Usina de Energia Solar

Tanquinho. A usina de energia solar Tanquinho, no estado de São Paulo, iniciou suas operações em novembro de 2012, com uma capacidade instalada total de 1,1 MW.

Nome	Participação CPFL	Potência		Fim de Outorga	Energia Assegurada	
		Potência CPFL (MW)	Potência (MW)		Participação CPFL MWh	MWh
Tanquinho(1)	100,00%	1,10	1,10	n/a	1,49	1,49

(1) Usina solar fotovoltaica com Capacidade Instalada igual ou inferior a 5.000 kW dispensado de ato autorizativo conforme consta na Resolução Normativa n° 876/2020, devendo apenas registrar sua operação junto à ANEEL.

Parques Eólicos

Energia eólica é aquela derivada da força do vento passando sobre as lâminas de uma turbina eólica e fazendo com que a turbina gire. A quantidade de energia mecânica que é transferida e o potencial de energia elétrica a ser produzido estão diretamente relacionados com a densidade do ar, a área coberta por lâminas de turbina eólica e a velocidade do vento.

A construção de um Parque Eólico é menos complexa do que a de uma PCH, pois envolve principalmente a preparação da fundação e a instalação das turbinas, montadas no local pelos fornecedores. Além disso, o tempo de execução é menor e o investimento por MW instalado, proporcionalmente inferior ao de uma PCH. No entanto, a operação pode ser mais desafiadora, com maiores riscos devido à variabilidade dos ventos, especialmente no Brasil, onde o histórico de medições ainda é limitado.

Certas regiões do Brasil são mais favoráveis em termos de velocidade de vento, com altas velocidades médias e baixa volatilidade, conforme medido pela variação de velocidade, permitindo maior previsibilidade no volume de energia eólica a ser produzido. Parques Eólicos operam de modo complementar com usinas hidrelétricas, uma vez que a velocidade do vento é geralmente mais elevada em períodos de seca e, portanto, viabiliza a preservação de água nos reservatórios em períodos de escassez de chuva. A operação complementar de Parques Eólicos e PCHs deverá permitir-nos "estocar" energia potencial nos reservatórios das Usinas Hidrelétricas durante o período de alta geração de energia eólica. Estimativas da Abeeólica – Associação Brasileira de Energia Eólica indicam um potencial de energia eólica de 1.500 GW no Brasil, um volume que ultrapassa significativamente a capacidade total instalada

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

do país de 24 GW em dezembro de 2022, 30 GW em dezembro de 2023 e 34 GW em dezembro de 2024, e, de acordo com a ANEEL, sinalizando um potencial elevado de crescimento neste segmento. Parques Eólicos também são elegíveis ao MDL e possuem potencial de geração de carbono para venda.

Atualmente temos 49 usinas eólicas sob o regime de autorização, localizados nos estados do Ceará, Rio Grande do Norte e Rio Grande do Sul.

- **Complexo Atlântica.** O complexo Atlântica é composto pelos parques eólicos Atlântica I, II, IV e V. A energia elétrica desses parques eólicos foi vendida por meio de um Leilão de energia alternativa realizado em 2010, ou o Leilão de Fontes Alternativas de 2010, com os CCEARs em vigor até 2033. O complexo Atlântica iniciou suas operações em março de 2014.
- **Complexo Bons Ventos**. O complexo Bons Ventos é composto pelos parques eólicos Bons Ventos, Canoa Quebrada, Enacel e Taíba Albatroz. Está localizado no estado do Ceará e possui um acordo de associação com a Eletrobrás, nos termos do programa Proinfa, para vender toda a energia gerada por um período de 20 anos. A aquisição dos parques eólicos do complexo Bons Ventos foi concluída em junho de 2012.
- **Campo dos Ventos II**. Em 2010, a CPFL adquiriu o Parque Eólico Campo dos Ventos II nas cidades de João Câmara e Parazinho, no estado do Rio Grande do Norte, que iniciou suas operações em setembro de 2013. A energia elétrica de Campo dos Ventos II foi vendida através de um leilão realizado em 2010, com PPAs em vigor até agosto de 2033.
- **Complexo Eurus**. O complexo Eurus é composto pelos Parques Eólicos Eurus I e Eurus III. O complexo Eurus vendeu sua energia através do Leilão de Energia de Reserva 2010.
- **Complexo SIIF**. O Complexo SIIF é composto pelos Parques Eólicos Foz do Rio Choró, Icaraizinho, Praia Formosa e Paracuru, localizados no estado do Ceará. O complexo comercializa sua energia por meio de contratos de longo prazo, contribuindo para a matriz energética renovável do país. O Complexo SIIF foi adquirido em 2011, consolidando-se como um dos principais ativos de geração eólica da região. Desde então, seus parques continuam operando sob contratos firmados no âmbito do Programa Proinfa, garantindo previsibilidade e estabilidade na comercialização da energia gerada.
- **Complexo Macacos**. O complexo Macacos é composto pelos Parques Eólicos Pedra Preta, Costa Branca, Juremas e Macacos. O complexo de Macacos vendeu sua energia através do Leilão de Fontes Alternativas de 2010.
- **Complexo Morro dos Ventos**. O complexo Morro dos Ventos é composto pelos Parques Eólicos Morro dos Ventos I, III, IV, VI e IX. O complexo Morro dos Ventos vendeu sua energia através do Leilão de Energia de Reserva de 2009.
- **Morro dos Ventos II**. O parque eólico Morro dos Ventos II está localizado no estado do Rio Grande do Norte e iniciou suas operações em abril de 2015.
- **Pedra Cheirosa**. O Complexo Pedra Cheirosa, localizado no estado do Ceará, é composto pelos Parques Eólicos Pedra Cheirosa I e Pedra Cheirosa II. Este complexo eólico iniciou suas operações em junho de 2017.
- **Complexo Rosa dos Ventos**. Em junho de 2013, a CPFL Renováveis adquiriu o complexo (composto pelos parques eólicos Canoa Quebrada e Lagoa do Mato), localizado no estado do Ceará. A energia elétrica produzida pela Rosa dos Ventos está sujeita a um acordo com a Eletrobrás no âmbito do Programa Proinfa.
- **Complexo Santa Clara**. O complexo Santa Clara, no estado do Rio Grande do Norte, abrange sete parques eólicos, com CCEAR associado em vigor até junho de 2032. O complexo Santa Clara vendeu energia através do Leilão de Energia de Reserva de 2009.
- **Complexos São Benedito e Campo dos Ventos**. O complexo de São Benedito é composto pelos parques eólicos Ventos de São Benedito, Ventos de Santo Dimas, Santa Mônica, São Domingos, Ventos de São Martinho e Santa Úrsula. Os parques eólicos São Domingos e Ventos de São Martinho, anteriormente parte do complexo Campo dos Ventos, foram alocados ao complexo de São Benedito para aumentar as sinergias. O complexo Campo dos Ventos é composto pelos Parques Eólicos Campo dos Ventos I, III e V.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

- **Complexo Gameleira**. O complexo Gameleira é composto pelos parques eólicos Gameleira, Figueira Branca, Costa das Dunas e Farol de Touros, e está localizado no estado do Rio Grande do Norte. Em agosto de 2018, o complexo eólico Gameleira vendeu 12,0 MW médios da energia em leilão e o restante no Mercado Livre.

Nome	Participação CPFL	Potência		Fim de Outorga	Energia Assegurada	
		Potência CPFL (MW)	Potência (MW)		Participação CPFL	GWh
Atlântica I	100%	30,00	30,00	28/02/2046	114,76	114,76
Atlântica II	100%	30,00	30,00	04/03/2046	100,74	100,74
Atlântica IV	100%	30,00	30,00	04/03/2046	113,88	113,88
Atlântica V	100%	30,00	30,00	22/03/2046	107,75	107,75
Bons Ventos	100%	50,00	50,00	10/03/2033	143,40	143,40
Campo dos Ventos I(1)	100%	25,20	25,20	23/06/2046	119,14	119,14
Campo dos Ventos II	100%	30,00	30,00	18/04/2046	131,40	131,40
Campo dos Ventos III(1)	100%	25,20	25,20	05/05/2046	117,38	117,38
Campo dos Ventos V(1)	100%	25,20	25,20	04/06/2046	102,49	102,49
Canoa Quebrada BV	100%	57,00	57,00	11/12/2032	210,94	210,94
Canoa Quebrada RV	100%	10,50	10,50	19/06/2037	29,00	29,00
Costa Branca	95%	19,67	20,70	14/10/2046	81,56	85,85
Costa das Dunas	95%	26,98	28,40	11/01/2054	119,00	125,27
Enacel	100%	31,50	31,50	13/11/2032	59,61	59,61
Eurus I	100%	30,00	30,00	20/04/2046	135,78	135,78
Eurus III	100%	30,00	30,00	25/04/2046	141,04	141,04
Eurus VI	100%	8,00	8,00	25/08/2045	27,68	27,68
Farol de Touros	94%	23,36	24,85	11/01/2054	102,93	109,50
Figueira Branca	100%	10,65	10,65	11/01/2054	47,30	47,30
Foz do Rio Choró	100%	25,20	25,20	31/01/2039	64,56	64,56
Gameleira	100%	17,75	17,75	11/01/2054	77,09	77,09
Icaraizinho	100%	54,60	54,60	28/08/2032	193,42	193,42
Juremas	95%	15,30	16,10	29/09/2046	54,93	57,82
Macacos	95%	19,67	20,70	29/09/2046	72,40	76,21
Morro dos Ventos I	100%	28,80	28,80	28/07/2045	118,96	118,96
Morro dos Ventos II	100%	29,16	29,16	14/06/2047	120,01	120,01
Morro dos Ventos III	100%	28,80	28,80	05/08/2045	121,85	121,85
Morro dos Ventos IV	100%	28,80	28,80	05/08/2045	120,36	120,36
Morro dos Ventos IX	100%	30,00	30,00	28/07/2045	125,36	125,36
Morro dos Ventos VI	100%	28,80	28,80	28/07/2045	114,76	114,76
Paracuru(1)	100%	25,20	25,20	29/11/2038	110,20	110,20
Pedra Cheirosa I	100%	25,20	25,20	04/08/2049	127,02	127,02
Pedra Cheirosa II	100%	23,10	23,10	23/07/2049	113,88	113,88
Pedra Preta	95%	19,67	20,70	14/10/2046	85,72	90,23
Praia Formosa	100%	105,00	105,00	05/06/2032	252,55	252,55
Santa Clara I	100%	30,00	30,00	02/07/2045	120,10	120,10
Santa Clara II	100%	30,00	30,00	05/08/2045	111,78	111,78
Santa Clara III	100%	30,00	30,00	02/07/2045	109,59	109,59

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Nome	Participação CPFL	Potência		Fim de Outorga	Energia Assegurada	
		Potência CPFL (MW)	Potência (MW)		Participação CPFL	GWh
Santa Clara IV	100%	30,00	30,00	30/07/2045	107,84	107,84
Santa Clara V	100%	30,00	30,00	11/10/2045	108,71	108,71
Santa Clara VI	100%	30,00	30,00	30/07/2045	107,66	107,66
Santa Mônica(1)	100%	29,40	29,40	09/12/2046	136,66	136,66
Santa Úrsula(1)	100%	27,30	27,30	15/11/2046	145,42	145,42
Ventos de Santo Dimas(1)	100%	29,40	29,40	11/10/2046	150,67	150,67
Ventos de São Benedito(1)	100%	29,40	29,40	13/08/2046	147,17	147,17
São Domingos(1)	100%	25,20	25,20	27/08/2046	117,38	117,38
Ventos de São Martinho(1)	100%	14,70	14,70	04/11/2046	74,46	74,46
Taíba Albatroz(1)	100%	16,50	16,50	19/11/2038	58,78	58,78
Lagoa do Mato	100%	3,23	3,23	26/06/2037	12,53	12,53
Total		**1.383,44**	**1.390,24**		**5.387,60**	**5.415,94**

(1) Usina que teve o prazo de outorga deslocado devido ao parágrafo 12 do artigo 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, conforme segue: "O agente titular de outorga de autorização para geração de energia elétrica com prazo de 30 (trinta) anos, cuja usina esteja em operação em 1º de setembro de 2020 e que não tenha sido objeto de qualquer espécie de penalidade pela Aneel quanto ao cumprimento do cronograma de sua implantação, terá seu prazo de autorização contado a partir da declaração da operação comercial da primeira unidade geradora, com ajuste, quando necessário, do respectivo termo de outorga, após o reconhecimento pela ANEEL do atendimento ao critério estabelecido neste parágrafo".

Para controlar, supervisionar e operar remotamente os ativos de energia eólica, criamos um centro de monitoramento remoto em Fortaleza, no Ceará.

b. característica do processo de distribuição;

Somos um dos maiores grupos de distribuição de energia elétrica do Brasil, com base na quantidade de energia elétrica que distribuímos em 2024. Juntas, nossas quatro subsidiárias de distribuição fornecem energia elétrica para uma região que abrange mais de 300 mil quilômetros quadrados, predominantemente nos estados de São Paulo e do Rio Grande do Sul. Suas áreas de concessão incluem 687 municípios e uma população de 22,9 milhões de pessoas. Juntas, elas forneciam energia elétrica para 10,7 milhões de consumidores em 31 de dezembro de 2024. Nossas subsidiárias de distribuição distribuíram 13% do total da energia elétrica distribuída no Brasil em 2023, com base nos dados da EPE.

Possuímos quatro subsidiárias de distribuição de energia elétrica:

- **CPFL Paulista**. A CPFL Paulista fornece energia elétrica para uma área de concessão que cobre mais de 90 mil quilômetros quadrados no estado de São Paulo, com uma população de 10,3 milhões de pessoas. Sua área de concessão abrange 234 municípios, incluindo as cidades de Campinas, Bauru, Ribeirão Preto, São José do Rio Preto, Araraquara e Piracicaba. A CPFL Paulista contava com 5,1 milhões de consumidores em 31 de dezembro de 2024. Em 2024, a CPFL Paulista vendeu para Consumidores Cativos 19.925 GWh de energia elétrica. Considerando as vendas da CPFL Paulista em sua área de concessão, incluindo vendas para Consumidores Cativos e TUSD, a CPFL Paulista distribuiu 34.471 GWh de energia elétrica em 2024, respondendo por 23,2% do total de energia elétrica distribuída no estado de São Paulo e 6,2% do total de energia elétrica distribuída no Brasil durante o ano.
- **CPFL Piratininga**. A Companhia Piratininga de Força e Luz, ou CPFL Piratininga, fornece energia elétrica para uma área de concessão que cobre mais de 6 mil quilômetros quadrados na parte sul do estado de São Paulo, com uma população de 4,4 milhões de pessoas. Sua área de concessão abrange 27 municípios, incluindo as cidades de Santos, Sorocaba e Jundiaí. A CPFL Piratininga contava com 2,0 milhões de consumidores em 31 de dezembro de 2024. Em 2024, a CPFL Piratininga vendeu para Consumidores Cativos 7.530 GWh de energia elétrica. Considerando as vendas da CPFL Piratininga em sua área de concessão, incluindo vendas para Consumidores Cativos e TUSD, a CPFL Piratininga distribuiu 16.203 GWh

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

de energia elétrica em 2024, representando aproximadamente 10,9% do total de energia elétrica distribuída no estado de São Paulo e 2,9% do total de energia elétrica distribuída no Brasil durante o ano.

- **RGE**. A RGE fornece energia elétrica para uma área de concessão que cobre mais de 182 mil quilômetros quadrados no estado do Rio Grande do Sul, com uma população de 7,1 milhões de pessoas. Sua área de concessão abrange 381 municípios, incluindo as cidades de Canoas, São Leopoldo, Novo Hamburgo, Santa Maria, Uruguaiana, Caxias do Sul, Gravataí, Passo Fundo e Bento Gonçalves. A RGE tinha 3,1 milhões de consumidores em 31 de dezembro de 2024. Em 2024, a RGE vendeu para Consumidores Cativos 11.087 GWh de energia elétrica. Considerando as vendas da RGE em sua área de concessão, incluindo as vendas para Consumidores Cativos e TUSD, a RGE distribuiu 18.765 GWh de energia elétrica em 2024, respondendo por 58% do total de energia elétrica distribuída no estado do Rio Grande do Sul e 3,3% do total de energia elétrica distribuída no Brasil durante o ano.
- **CPFL Santa Cruz.** A CPFL Santa Cruz fornece energia elétrica para uma área de concessão de mais de 20 mil quilômetros quadrados, com uma população de 1,1 milhões de pessoas que inclui 45 municípios no noroeste do estado de São Paulo, três municípios no estado do Paraná e três municípios no estado de Minas Gerais. Em 2024, a CPFL Santa Cruz vendeu para Consumidores Cativos 2.057 GWh de energia elétrica para 515 mil consumidores. Considerando as vendas da CPFL Santa Cruz em sua área de concessão, incluindo vendas para Consumidores Cativos e TUSD, a CPFL Santa Cruz distribuiu 3.458 GWh de energia elétrica em 2024, representando 2,3% do total de energia elétrica distribuída no estado de São Paulo e 0,6% do total de energia elétrica distribuída no Brasil durante o ano.

Rede de Distribuição

Nossas quatro distribuidoras possuem linhas de distribuição com níveis de tensão que variam, em sua maioria, de 23 kV a 138 kV. Essas linhas distribuem energia elétrica a partir do ponto de conexão com a Rede Básica para nossas subestações de energia em cada uma de nossas áreas de concessão. Todos os consumidores conectados a essas linhas de distribuição, tais como Consumidores Livres ou outras concessionárias, estão obrigados a pagar uma Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição ("TUSD").

Cada uma de nossas subsidiárias possui uma rede de distribuição composta predominantemente de linhas aéreas e subestações com níveis de tensão sucessivamente menores. Os consumidores são classificados em diferentes níveis de tensão, com base na energia elétrica por eles consumida e em sua demanda por energia elétrica. Grandes consumidores industriais e comerciais recebem energia elétrica em níveis de tensão elevados (até 138 kV), ao passo que consumidores industriais e comerciais menores, assim como os residenciais, recebem energia elétrica em faixas de tensão mais baixas (2,3 kV e abaixo).

Em 31 de dezembro de 2024, nossas Redes de Transmissão e Distribuição consistiam em 345.785 quilômetros de linhas de distribuição, incluindo 530.081 transformadores de distribuição e 12.174 km de linhas de distribuição de Alta Tensão entre 69 kV e 138 kV. Naquela data, tínhamos 594 Subestações transformadoras para transformar alta voltagem em média voltagem para posterior distribuição, com capacidade total de transformação de 20.363 megavolt ampères. Dos consumidores industriais e comerciais em nossa área de concessão, 428 tinham energia elétrica de alta tensão de 69 kV, 88 kV ou 138 kV fornecida através de conexões diretas às nossas linhas de distribuição de alta tensão.

A Companhia esclarece que (i) a receita oriunda de negócios que não sejam a distribuição de energia é irrelevante; e (ii) não possui patentes, marcas ou licenças relevantes para a sua operação.

Performance do Sistema

Perdas de Energia elétrica

Existem dois tipos de perdas de energia elétrica: perdas técnicas e perdas comerciais. As perdas técnicas são aquelas que ocorrem no curso normal de nossa distribuição de energia elétrica. As perdas comerciais são aquelas que resultam de conexões ilegais, fraudes, erros de faturamento e assuntos semelhantes. As taxas de perda de energia elétrica de nossas subsidiárias de distribuição se comparam favoravelmente à média de outras grandes distribuidoras de energia elétrica brasileiras, de acordo com as informações mais recentes disponíveis da Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica ("ABRADEE"), uma associação do setor.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Também estamos ativamente empenhados em reduzir as perdas comerciais decorrentes de conexões ilegais, fraudes ou erros de faturamento. Para isso, em cada uma de nossas quatro subsidiárias de distribuição, implantamos equipes técnicas treinadas para realizar inspeções, melhor monitoramento com relação ao consumo irregular, aumento de substituições de equipamentos de medição obsoletos, e implementamos um sistema para identificar problemas em processos internos que poderiam gerar perdas (por exemplo, faturamento incorreto, falta de leituras, medidores com parâmetros incorretos, entre outros). Realizamos 320 mil inspeções de fraudes em campo durante 2024, como resultado do qual faturamos cerca de R$ 112,4 milhões em relação ao faturamento complementar do consumo retroativo de perdas.

Interrupções de Energia

A tabela abaixo determina, para cada uma de nossas subsidiárias, a frequência e a duração equivalente das interrupções de energia por consumidor nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2024 e 2023:

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024			
	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE	CPFL Santa Cruz
FEC [1]	3,01	3,25	4,42	3,05
DEC [2]	4,78	4,39	9,09	4,84

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023			
	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE	CPFL Santa Cruz
FEC [1]	3,26	3,14	3,98	3,22
DEC [2]	5,14	4,57	8,63	5,04

(1) Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (número de interrupções de energia).
(2) Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (em horas).

Estamos continuamente buscando melhorar a qualidade e a confiabilidade de nosso fornecimento de energia, tendo como parâmetro as medições de frequência e duração de nossas interrupções de energia.

Com base nos dados publicados pela ANEEL, o DEC da CPFL Piratininga, da CPFL Santa Cruz e da CPFL Paulista são os três melhores do Brasil em valores apurados, respectivamente. Para o FEC as distribuidoras do Grupo CPFL estão entre os dez melhores do país, com destaque para a CPFL Paulista que possui o terceiro melhor resultado no ano de 2024.

Na RGE, as ocorrências registradas em 2024 foram impactadas por eventos climáticos de alta severidade que atingiram toda concessão, conforme amplamente destacado pela mídia. No fim de abril e início de maio, o estado do Rio Grande do Sul foi impactado pelo maior evento climático extremo de sua história, o qual causou enchentes e chuvas torrenciais que afetaram 95% dos municípios do estado. Milhares de pessoas perderam os seus lares, pontes e estradas foram seriamente danificadas, o sistema de distribuição de energia em diversas cidades teve de ser desligado em razão de segurança, considerando o nível atingido pelas águas. Ações excepcionais foram necessárias para o pronto atendimento à condição apresentada, tais como: apoio do exército para construção de acessos e locomoção de equipes, auxílio aéreo de helicópteros para mapeamento das situações de risco e principais pontos atingidos, deslocamentos de equipes de outras distribuidoras para assistência ao alto volume de reconstrução de rede, substituição de alto volume de medidores, instalação em curto prazo de tempo de comunicação via satélite em substituição à comunicação física que foi perdida. Ainda assim, destaca-se que a RGE apresentou um desempenho abaixo dos limites regulados estabelecidos pela ANEEL para os indicadores de continuidade no ano de 2024.

Ressalta-se que neste ano, a RGE finalizou o Plano de Resultados acordado junto à Agência Reguladora para melhoria dos indicadores de duração de ocorrências em área não urbana. Este plano foi finalizado sem observações ou pendências para cumprimentos futuros e demonstrou melhoria considerável em todos os pontos acompanhados por ele.

Informamos que todas as distribuidoras do Grupo CPFL Energia cumpriram com as metas estabelecidas pelo órgão regulador para os indicadores de continuidade globais em 2024.

A ANEEL estabelece indicadores de desempenho por consumidor para serem seguidos pelas empresas de energia. Caso estes indicadores não sejam alcançados, existe a obrigação regulatória de compensação financeira aos nossos

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

consumidores, afetando negativamente nossas receitas. O valor que reembolsamos aos consumidores das distribuidoras CPFL Paulista, CPFL Piratininga e CPFL Santa Cruz foram aderentes aos valores estimados pela CPFL Energia e refletem o desempenho dos indicadores citados no parágrafo anterior.

Nossas subsidiárias de distribuição têm tecnologia de construção e manutenção que permite reparos em redes de energia elétrica sem interrupção do serviço, permitindo-nos assim, ter baixos índices de interrupção programada, equivalendo a cerca de 8% do total de interrupções em 2024. As interrupções não programadas em razão de acidentes ou causas naturais, incluindo descargas atmosféricas, incêndios e ventos representaram o total remanescente de nossas interrupções. Em 2024, investimos R$ 4.544 milhões em nosso segmento de distribuição, principalmente em: (i) expansão, manutenção, melhoria, automação, modernização e reforço do sistema elétrico para atender o crescimento do mercado, (ii) infraestrutura operacional e (iii) atendimento ao cliente, dentre outros.

Estamos empenhados em melhorar nossos tempos de atendimento para serviços de reparos. Os indicadores de continuidade para a distribuição de energia de todas as distribuidoras do grupo mantiveram níveis de excelência ao mesmo tempo em que cumpriram os padrões regulatórios. Isto também foi resultado, principalmente, da nossa logística operacional eficiente, inclusive do posicionamento estratégico das nossas equipes, da tecnologia e automação da nossa rede e centros de operação, junto a um plano investimentos, manutenções e conservação de rede preventivos.

Tarifas

Tarifas de Distribuição no Varejo. Classificamos nossos consumidores em dois grupos diferentes: consumidores do Grupo A e consumidores do Grupo B, com base no nível de tensão em que a energia elétrica lhes é fornecida. Cada consumidor se enquadra em certo nível tarifário definido por lei e com base em sua respectiva classificação. Alguns descontos estão disponíveis dependendo da classificação do consumidor, nível tarifário ou ambiente de negociação (consumidores livres e geradoras). Geralmente, os consumidores do Grupo B pagam tarifas mais altas. As tarifas no Grupo B variam por tipos de consumidor (residencial, rural, outras categorias e iluminação pública). Em contrapartida, os consumidores no Grupo A costumam pagar por tarifas menores, pois seu fornecimento é feito em níveis de tensões mais elevados e podem demandar menor utilização do sistema de energia elétrica. As tarifas que cobramos pelas vendas de energia elétrica aos consumidores finais são determinadas segundo nossos contratos de concessão e regras homologadas pela ANEEL. Esses contratos de concessão e a regulamentação correlata estabelecem um preço máximo com reajustes anuais, periódicos e extraordinários.

Os consumidores do Grupo A recebem energia elétrica em tensões iguais ou superiores a 2,3 kV. As tarifas para os consumidores do Grupo A têm por base os níveis de tensão de fornecimento de energia elétrica no horário do dia em que a energia elétrica é fornecida. Os consumidores podem optar por uma tarifa diferente nos períodos de pico a fim de otimizar o uso da rede elétrica. As tarifas aplicáveis aos consumidores do Grupo A contêm dois componentes: a tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) e a tarifa de energia (TE).

A TUSD, pode ser expressa em Reais por kW ou Reais por kWh, tem por base a cobrança pela demanda de energia elétrica contratada pela parte conectada ao sistema, ou energia elétrica consumida, trata-se da cobrança de custos de transporte de energia, encargos setoriais, custos inerentes a serviços da distribuição, perdas de energia nos sistemas, dentre outros.

A TE, expressa em Reais por MWh, tem por objetivo cobrar pela energia elétrica entregue aos consumidores, os consumidores poderão optar pela compra de energia no Mercado Livre/Ambiente de Contratação Livre nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. Para mais detalhes, consulte o tópico "Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico" do item 1.16 deste Formulário de Referência.

Os consumidores do Grupo B recebem energia elétrica em tensão inferior a 2,3 kV (220 V e 127 V). As tarifas para os consumidores do Grupo B são compostas tanto pelo uso do sistema de distribuição (TUSD) como pelo consumo de energia (TE), ambas cobradas em R$/MWh.

As tabelas a seguir contêm informações relativas à média de nossos preços de fornecimento para cada categoria de consumidor para os exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2024 e 2023. Estes preços incluem tributos (ICMS, PIS e COFINS) e são calculados com base em nossas vendas e na quantidade de energia elétrica em 2024 e 2023.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024

Tipo	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE	CPFL Santa Cruz
Residencial	871,45	855,48	919,50	808,66
Industrial	866,84	802,45	874,42	830,10
Comercial	910,05	861,65	966,97	881,68
Rural	695,98	721,96	750,74	691,82
Outros	699,28	682,99	783,03	689,98
Média Geral	**843,34**	**834,11**	**889,76**	**785,88**

Exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023

Tipo	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE	CPFL Santa Cruz
Residencial	819,95	818,71	864,34	729,52
Industrial	757,82	762,82	822,86	730,72
Comercial	840,28	816,81	908,79	783,93
Rural	668,65	668,75	681,08	639,66
Outros	650,10	651,74	705,96	623,20
Média Geral	**786,39**	**794,75**	**825,80**	**707,95**

De acordo com as regras em vigor, consumidores residenciais podem ser elegíveis para pagar uma tarifa menor, a Tarifa Social de Energia Elétrica, ou TSEE. As famílias elegíveis para se beneficiarem da TSEE são: (i) aquelas registradas no Cadastro Único para Programas Sociais do Governo Federal com renda per capita mensal de ou abaixo da metade do salário-mínimo nacional e (ii) aquelas que recebem o Benefício da Prestação Continuada da Assistência Social. Os descontos variam de 10% a 65% no consumo de energia por mês. Além disso, esses consumidores residenciais não necessitam pagar a tarifa do programa PROINFA ou qualquer tarifa extraordinária aprovada pela ANEEL. Comunidades indígenas e quilombolas recebem energia elétrica de graça até um consumo máximo de 50 kWh.

As tarifas de uso no sistema de distribuição, ou TUSD, são estabelecidas pela ANEEL. Em 2024, as receitas das tarifas pelo uso da nossa rede por Consumidores Livres e Consumidores Cativos totalizaram R$ 25.448 milhões (R$ 23.891 milhões em 2023).

Tarifas Reguladas de Distribuição

Nossos resultados operacionais são significativamente afetados por mudanças nas tarifas reguladas de energia elétrica. Em particular, a maior parte de nossas receitas é derivada de vendas de energia elétrica a Consumidores Cativos a tarifas reguladas. Em 2024, as vendas para Consumidores Cativos representaram 58% da quantidade de energia elétrica que entregamos e 57,1% de nossas receitas operacionais em comparação a 64,1% do volume de energia elétrica que entregamos e 59,4% de nossas receitas operacionais em 2023. Essas proporções podem diminuir se os consumidores migrarem do estado cativo para o estado livre.

Nossas receitas operacionais e nossas margens dependem substancialmente dos processos tarifários, e nossa Administração se concentra em manter um relacionamento construtivo com a ANEEL, com o governo brasileiro e outros participantes do mercado para que o processo de tarifação ocorra de forma justa, conforme estabelecido em contrato de concessão.

As tarifas são determinadas separadamente para cada uma das nossas quatro subsidiárias de distribuição da seguinte forma:

- Nossos contratos de concessão preveem um ajuste anual, considerando as alterações em nossos custos, que, para esse fim, são divididos em custos que estão além de nosso controle (conhecidos como Custos da Parcela A) e custos que podemos controlar (conhecidos como Custos da Parcela B). Os Custos da Parcela A incluem, entre outras coisas, aumento de preços nos contratos de fornecimento de longo prazo, e os Custos da Parcela B incluem, entre outros, o retorno do investimento relacionado às nossas concessões e sua expansão, bem como custos operacionais e de manutenção. O repasse integral dos custos de aquisição de energia elétrica aos Consumidores Finais está sujeito a: (a) nossa capacidade de prever com precisão as nossas necessidades energéticas e (b) um teto vinculado a um valor de referência, o Valor Anual de Referência. O Valor Anual de Referência é a média ponderada dos custos de aquisição de energia elétrica decorrente dos preços de energia elétrica de todos os leilões públicos realizados pela ANEEL e CCEE no Mercado Regulado de energia elétrica, a serem entregues em cinco e três anos e

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

aplicável apenas durante os três primeiros anos após o início da entrega da energia elétrica adquirida. Nos termos de acordos que estavam em vigor antes da promulgação dessas reformas regulatórias, repassamos os custos da energia elétrica adquirida, sujeitos a um teto determinado pelo governo brasileiro. O reajuste tarifário anual ocorre todo mês de abril para a CPFL Paulista, a cada junho para a RGE, a cada outubro para a CPFL Piratininga e a cada março para a CPFL Santa Cruz. Não há reajuste anual em um ano com uma revisão periódica.

- Nossos contratos de concessão preveem uma revisão periódica, a cada cinco anos, para a CPFL Paulista, CPFL Santa Cruz e RGE, e a cada quatro anos para a CPFL Piratininga, a fim de restaurar o equilíbrio econômico-financeiro de nossas tarifas conforme contemplado nos contratos de concessão, e para determinar um fator de ajuste (conhecido como o fator X) no valor de qualquer aumento nos Custos da Parcela B repassados a todos os nossos consumidores. A Resolução Normativa nº 457/2011 da ANEEL estabeleceu a metodologia a ser aplicada ao terceiro ciclo de revisão periódica (2011 a 2014). A partir de 2015, a ANEEL agora revisa as metodologias subjacentes aplicáveis ao setor elétrico de tempos em tempos, item por item, enquanto anteriormente todas as metodologias foram abordadas em ciclos definidos, como em 2008-2010 e 2010-2014. Em 1º de fevereiro de 2022, a REN nº 457/2011 foi revogada pela Resolução Normativa nº 1.003/2022, a qual aprovou a estrutura e submódulos dos Procedimentos Tarifários (PRORET) e consolidou a regulamentação acerca dos processos tarifários, aplicáveis a concessionárias/permissionários de serviços públicos de distribuição, transmissão e geração de energia elétrica. Em maio/2024 a ANEEL alterou a Resolução n.º 1.003/2022, por meio da Resolução n°1.091/2024.
- A lei brasileira também prevê uma revisão extraordinária para considerar alterações imprevistas em nossa estrutura de custos. As últimas revisões extraordinárias ocorreram em 24 de janeiro de 2013 e 27 de fevereiro de 2015. O evento de 2013 teve como objetivo ajustar nossas tarifas em decorrência das mudanças introduzidas pela Lei nº 12.783/13, a qual reduziu o encargo da Conta CDE e eliminou os encargos CCC e Fundo RGR reduzindo os Custos da Parcela A (preços de energia, encargos de uso da rede básica e encargos regulatórios, que nós repassamos para nossos consumidores). Em 2015, as tarifas foram aumentadas para considerar os custos extraordinários devido à diligência integral das usinas térmicas e à exposição involuntária dos distribuidores. Em 12 de julho de 2022, a ANEEL decretou revisão tarifária extraordinária, por meio da Resolução Homologatória nº 3.058, e reajustou as tarifas de energia elétrica da CPFL Paulista.

Reajuste tarifário anual ("RTA") e Revisão Tarifária Periódica ("RTP")

Em 22 de março de 2024, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória ("REH") nº 3.311, que fixou o reajuste médio das tarifas da **CPFL Santa Cruz**, com vigência a partir de 22 de março de 2024. O efeito médio total percebido pelos consumidores é de 5,63%.

Em 08 de abril de 2024, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória ("REH") nº 3.314, que fixou o reajuste médio das tarifas da **CPFL Paulista**, com vigência a partir de 08 de abril de 2024. O efeito médio total percebido pelos consumidores é de 1,46%.

Em 19 de agosto de 2024, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória ("REH") nº 3.372, que fixou o reajuste médio das tarifas da **RGE**, com vigência a partir de 19 de agosto de 2024. O efeito médio total percebido pelos consumidores é de 0,00%.

Em 23 de outubro de 2024, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória ("REH") nº 3.409, que fixou o reajuste médio das tarifas da **CPFL Piratininga**, com vigência a partir de 23 de outubro de 2024. O efeito médio total percebido pelos consumidores é de 3,03%.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

	Reajustes Tarifários Anuais (RTAs)			
Descrição	**CPFL Santa Cruz**	**CPFL Paulista**	**RGE[2]**	**CPFL Piratininga**
Resolução Homologatória	**3.311**	**3.314**	**3.372**	**3.409**
Reajuste	**7,02%**	**3,91%**	**-5,63%**	**1,33%**
Parcela A	6,72%	3,96%	3,62%	-1,97%
Parcela B	1,50%	-1,93%	-0,31%	0,49%
Componentes Financeiros	-1,20%	1,88%	-8,94%	2,81%
Efeito para o consumidor[1]	**5,63%**	**1,46%**	**0,00%**	**3,03%**
Data de entrada em vigor	22/03/2024	08/04/2024	19/08/2024	23/10/2024

Notas:
(1) O efeito para o consumidor também é impactado pelo componente financeiro retirado na última revisão ou reajuste tarifário;
(2) Em decorrência dos eventos climáticos severos ocorridos em maio de 2024 no Rio Grande do Sul, a RGE solicitou à ANEEL a prorrogação do seu reajuste tarifário (RTA) por dois meses, até 18/08/2024.

Tarifas de Sistema

A ANEEL fiscaliza e regulamenta o acesso aos sistemas de distribuição e transmissão e estabelece as tarifas referentes ao uso desses sistemas e consumo de energia. Diferentes tarifas se aplicam a diferentes categorias de consumidores de acordo com a forma como eles se conectam ao sistema e compram energia. As tarifas são: (i) a TUSD; (ii) tarifas cobradas pelo uso do sistema de transmissão, consistindo na rede básica e suas instalações auxiliares, ou TUST; e (iii) a TE.

TUSD

A TUSD é paga por geradoras e consumidores pelo uso do sistema de distribuição da concessionária na qual a geradora ou consumidor está conectado. A TUSD consiste em três tarifas com objetivos distintos:

- A TUSD Fio, que é definida em R$/kW, dividida em segmentos de tempo de acordo com a categoria tarifária, é aplicada para a demanda de energia elétrica contratada pela parte ligada ao sistema e remunera a concessionária de distribuição e transmissão para os custos de operação, manutenção e renovação do sistema de distribuição. Ele também fornece à concessionária de distribuição uma margem legal.
- A TUSD Encargos, que é definida em R$/MWh, é aplicada ao consumo de energia elétrica (em MWh) e contempla certos encargos regulatórios aplicáveis ao uso da rede local, tais como PROINFA, a conta CDE, a Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (ou TFSEE), ONS e outros. Esses encargos são definidos pelas autoridades regulatórias e vinculados à quantidade de energia realizada pelo sistema.
- A TUSD Perdas compensa perdas técnicas de energia nos sistemas de transmissão e distribuição, bem como perdas não técnicas de energia no sistema de distribuição.

TUST

A TUST é paga por distribuidoras, geradoras e Consumidores Livres que se conectam diretamente à rede básica. Ela se aplica a sua utilização da rede básica e é reajustada anualmente de acordo com (i) a inflação; e (ii) as receitas anuais das empresas concessionárias de transmissão determinadas pela ANEEL. Segundo os critérios estabelecidos pela ANEEL, os proprietários das diferentes partes da rede de transmissão transferiram a coordenação de suas instalações ao ONS em troca do recebimento de pagamentos regulados dos usuários de sistemas de transmissão. Os usuários da rede, inclusive geradoras, distribuidoras e Consumidores Livres, diretamente se conectaram à rede de transmissão, celebraram contratos com o ONS e companhias de transmissão (representadas pelo ONS) que lhes conferem o direito de utilizar a rede de transmissão em troca do pagamento de certas tarifas.

Tarifa de Energia ("TE")

A TE é paga por consumidores cativos e concessionárias ou permissionárias de distribuição pelo consumo de energia, com base no montante de energia elétrica realmente consumida, remunera o custo de energia, determinados encargos regulatórios relacionados ao uso de energia, custos de transmissão relacionados à Itaipu, certas perdas de sistema de transmissão, relacionados ao mercado de Consumidor Cativo, custos com pesquisa e desenvolvimento e Taxa de Fiscalização da ANEEL – TFSEE.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Base de Cálculo de Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica

A ANEEL tem poderes para reajustar e revisar as tarifas acima em resposta a alterações de custos de compra de energia elétrica e condições de mercado. Ao calcular ou revisar as tarifas de fornecimento de energia elétrica, a ANEEL divide os custos das distribuidoras entre (i) custos não gerenciáveis pela distribuidora, ou custos da Parcela A, e (ii) custos gerenciáveis pela distribuidora, ou custos da Parcela B. O reajuste de tarifas baseia-se em uma fórmula que leva em consideração a divisão de custos entre as duas categorias.

Os custos da Parcela A incluem, entre outros, os seguintes fatores:

- custos de aquisição mandatória de energia elétrica de Itaipu, Angra I, Angra II e de companhias de geração com contratos renovados nos termos da Lei 12.783/13;
- custos de aquisição de energia elétrica conforme contratos bilaterais negociados livremente entre as partes;
- custos de energia elétrica adquirida por meio de CCEARs;
- custos associados às perdas de energia do sistema elétrico;
- custos referentes aos encargos de uso e conexão aos sistemas de transmissão e distribuição;
- custos de encargos setoriais;
- custos associados à pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética; e
- custos de receitas irrecuperáveis para empresas sob regimento do novo modelo de contrato regulado de distribuição, o qual se aplica à CPFL Santa Cruz.

Os custos da Parcela B incluem, entre outros, os seguintes fatores:

- remuneração de capital sobre os investimentos em ativos necessários para as atividades de distribuição de energia;
- cota de reintegração regulatória, mediante à amortização destes ativos;
- custos anuais de instalações móveis e imóveis;
- despesas relacionadas à operação e manutenção dos ativos; e
- receitas irrecuperáveis, aplicado apenas às empresas sob regime de contrato antigo (CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE).

Cada custo é determinado e periodicamente revisado pela ANEEL.

As tarifas são determinadas considerando os custos da Parcela A e da Parcela B e certos componentes de mercado usados pela ANEEL, como referência no reajuste de tarifas.

As concessionárias distribuidoras de energia elétrica têm direito a revisões tarifárias periódicas de suas tarifas a cada quatro ou cinco anos. Essas revisões visam a:

- assegurar que as receitas serão suficientes para cobrir os custos operacionais da Parcela B e a remuneração adequada com relação a investimentos considerados essenciais aos serviços objeto da concessão de cada distribuidora;
- incentivar as concessionárias a aumentar o nível de eficiência, e
- determinar o fator X, que consiste em três componentes:
    - aumentos potenciais de produtividade, com base nos custos, conforme comparado ao crescimento de mercado;
    - qualidade do serviço; e
    - uma meta de trajetória de despesas operacionais.

Os ganhos potenciais de produtividade e a meta de despesa operacional são determinados a cada revisão tarifária periódica. A partir do 4º ciclo de revisão periódica, a "qualidade do serviço" é determinada em cada reajuste tarifário

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

anual e na revisão tarifária periódica. Para as concessionárias cujos contratos foram prorrogados em 2015 e que passam por revisões tarifárias após 24 de fevereiro de 2017, haverá também uma atualização anual do componente de produtividade (Pd).

O fator X é usado para ajustar a proporção da mudança no índice IGP-M, ou IPCA, usado nos reajustes anuais. Assim, após a conclusão de cada revisão periódica, a aplicação do fator X exige que as distribuidoras dividam os seus ganhos de produtividade com os Consumidores Finais.

Cada contrato de concessão de cada distribuidora também prevê um reajuste anual de tarifa. Em geral, os custos da Parcela A são totalmente repassados aos consumidores. Contudo, os custos da Parcela B são em sua maior parte corrigidos monetariamente em conformidade com o índice econômico (IGP-M ou IPCA) e o Fator X. Por sua vez, para as concessionárias cujos contratos foram prorrogados sob os termos de novo modelo de contrato de concessão, o índice de inflação utilizado para reapresentar a Parcela B é o IPCA, para as demais permanece o IGP-M.

Ademais, as concessionárias distribuidoras de energia elétrica têm direito a revisão tarifária extraordinária, caso a caso, de maneira a assegurar seu equilíbrio financeiro e a compensá-las por custos imprevistos, incluindo impostos, que modifiquem de maneira significativa sua estrutura de custos.

Com a introdução da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, Leis nº 10.847/04 e nº 10.848/04, o MME reconheceu que os custos variáveis associados à compra de energia elétrica podem ser incluídos por meio da conta de compensação de variação de valores de itens da Parcela A ou CVA, criada para reconhecer alguns de nossos custos quando do reajuste das tarifas de nossas subsidiárias de distribuição pela ANEEL.

A partir de 2005, os custos incorridos com o PIS e COFINS deixaram de ser considerados nas revisões periódicas como parte da Parcela B, e as concessionárias de distribuição de energia elétrica passaram a ter direito de adicionar tais custos diretamente sobre as tarifas estabelecidas nas revisões periódicas, com base em uma taxa efetiva que é diferente da taxa nominal. O objetivo dessa mudança foi manter a neutralidade no equilíbrio financeiro da concessão, tendo em vista a alteração na forma de arrecadação desses impostos, que se tornou não cumulativa.

Desde 2013, variáveis, tais como a necessidade de despacho de usinas termelétricas, têm feito com que as distribuidoras incorram em custos extraordinários que excedem sua capacidade de pagamento. Para cobrir a exposição involuntária das distribuidoras a esses custos, uma parte dos custos de energia foram reembolsados pela Conta CDE (nos termos do Decreto nº 7.945/2013), e a Conta ACR (nos termos do Decreto nº 8.221/2014). Esses reembolsos visam a cobrir a totalidade ou parte dos custos incorridos pelas distribuidoras no período de janeiro de 2013 a dezembro de 2014, referentes: (i) à exposição involuntária no mercado spot; e (ii) ao despacho de usinas termelétricas relacionado ao CCEAR. A CCEE, que gerencia a Conta ACR, obteve um empréstimo com 13 bancos para financiar esse pagamento. Desde janeiro de 2015, as distribuidoras têm cobrado tarifas de energia elétrica adicionais de consumidores a fim de amortizar o reembolso da Conta CDE, no período de cinco anos, e o empréstimo, no período de 54 meses. Em setembro de 2019, a linha de crédito referente à Conta ACR foi paga antecipadamente (a data de vencimento original era abril de 2020) após negociações da ANEEL, MME e CCEE, retirando R$ 8,4 bilhões das contas de energia elétrica brasileiras até 2020.

Em janeiro de 2015, o setor elétrico iniciou a implementação de um sistema de "bandeiras tarifárias" mensais, em que as faturas do consumidor podem estar sujeitas a acréscimos tarifários em uma base mensal, quando os custos de fornecimento de energia chegarem aos níveis especificados e divulgados pela Aneel, permitindo que os consumidores adaptem o seu uso para os custos de energia atuais. As receitas cobradas no âmbito do sistema de bandeira tarifária são cobradas pelas empresas de distribuição e transferidas para uma Conta de Centralização de Recursos de Bandeira Tarifária administrada pela CCEE, cujos rendimentos são pagos para as distribuidoras com base nos seus custos de energia relativos ao período.

A bandeira escassez hídrica perdurou até abril de 2022. A partir de maio de 2022, foi acionada a bandeira verde, que seguiu acionada até o final do ano, em razão da melhora do cenário hidrológico. Em 2023, com a continuidade do cenário energético favorável, em todos os meses do ano perdurou a bandeira verde, que permaneceu vigente até julho de 2024, quando foi interrompida com o anúncio da bandeira amarela, seguida de bandeira verde em agosto, vermelha patamar 1 em setembro, vermelha patamar 2 em outubro, amarela em novembro e, finalmente, verde em dezembro.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Embora esse mecanismo mitigue parcialmente a disparidade de fluxo de caixa, ele pode ser insuficiente para cobrir os custos de fornecimento de energia termelétrica, e as distribuidoras ainda correm o risco de disparidades de fluxo de caixa no curto prazo.

Procedimentos de Faturamento

O procedimento que utilizamos para faturamento e pagamento da energia elétrica fornecida a nossos consumidores é determinado por categorias de consumidor e de tarifas. As leituras de medidores e o faturamento são realizados mensalmente para os consumidores de baixa tensão, com exceção dos consumidores rurais, cuja leitura é realizada em uma periodicidade que varia de um a dois meses (exceto para RGE e RGE Sul, cuja periodicidade varia de um a três meses), de acordo com a legislação em vigor. As faturas são emitidas com base nas leituras dos medidores ou se as leituras dos medidores não forem possíveis, a partir da média de consumo mensal. Os consumidores de baixas tensões são faturados no prazo máximo de três dias úteis após a leitura, sendo o respectivo vencimento no prazo de até cinco dias úteis a contar da data da apresentação da fatura. Na hipótese de inadimplência, uma notificação acompanhada da fatura do mês seguinte é encaminhada ao consumidor inadimplente, conforme a qual um prazo de 15 dias é concedido para que o saldo devedor seja quitado pelo consumidor inadimplente. Caso o pagamento não seja recebido em até três dias contados do término do prazo de 15 dias, o fornecimento de energia elétrica do consumidor poderá ser suspenso. Nós também podemos tomar outras medidas, tais como a inclusão dos consumidores nas listas de devedores das agências de informação de crédito, ou cobrança extrajudicial ou judicial através de agências de cobrança.

Os consumidores de alta tensão são lidos e faturados mensalmente, sendo o pagamento devido no prazo de cinco dias úteis após o recebimento da fatura. Na hipótese de inadimplência, uma notificação é enviada ao consumidor inadimplente em até dois dias úteis após a data de vencimento, conforme a qual um prazo de 15 dias é concedido para o pagamento. Não ocorrendo o pagamento, em até três dias contados do término do prazo de 15 dias, o fornecimento ao consumidor é interrompido.

De acordo com dados recentes disponibilizados pela ABRADEE, o percentual de consumidores inadimplentes para nossas três maiores distribuidoras (CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE) são favoravelmente comparáveis à média de outras principais distribuidoras brasileiras de energia elétrica. Para este fim, os consumidores inadimplentes são aqueles cujas faturas estão com mais de 90 dias em atraso. Faturas vencidas e em atraso por mais de 360 dias são consideradas irrecuperáveis.

Atendimento ao Consumidor

Empenhamo-nos em prestar serviços de atendimento de alta qualidade aos nossos consumidores/clientes do segmento de distribuição. Prestamos serviço ao consumidor/cliente 24 horas por dia, sete dias por semana. Os pedidos são recebidos por meio de várias plataformas, como call centers, nosso website, SMS, WhatsApp e nosso aplicativo de smartphone. Em 2024, atendemos 232,6 milhões de solicitações de clientes. Também prestamos serviço de atendimento ao consumidor por meio de nossas agências, que atendeu 12,5 milhões de solicitações de clientes em 2024. As melhorias implementadas em nosso canal digital (como nossa URA, site, aplicativo e chatbot) e a implementação de um novo canal de atendimento (Whatsapp) nos permitiram alcançar 91,02% das solicitações de nossos clientes por meio de canais digitais, reduzindo assim os custos de atendimento ao cliente. Para aprimorar a experiência do cliente, virtualizamos parte de nossas agências, onde o cliente consegue realizar o seu atendimento via vídeo – atendimento.

Comercialização de Energia Elétrica, Serviços e Outros

Operações de Comercialização

Conduzimos as nossas atividades de comercialização de energia elétrica principalmente por meio de nossa subsidiária CPFL Brasil. As funções-chave dessas atividades são:

- aquisição de energia para atividades de comercialização, por meio da celebração de contratos bilaterais com empresas de energia (incluindo nossas subsidiárias de geração e terceiros) e compra de energia em leilões públicos;
- revenda de energia para consumidores 'livres' e 'especiais';
- revenda de energia para outras comercializadoras;

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

- revenda de energia às empresas de distribuição (inclusive a CPFL Paulista, a CPFL Piratininga e a RGE), além de outros agentes no mercado de energia elétrica, por meio de contratos bilaterais; e
- prestação de serviços de gestão de contratação de energia aos consumidores 'livres' e 'especiais' e geradores, como, por exemplo, orientação sobre suas exigências operacionais, perante a CCEE e outras agências.

Como uma empresa de comercialização na modalidade Varejista, a CPFL Brasil Varejista também é responsável pelo volume de energia elétrica dos consumidores 'livres' e 'especiais', centralizando a gestão de contratos e o relacionamento com a CCEE. Esses consumidores não precisam ser agentes da CCEE, o que simplifica o processo. O foco das atividades da CPFL Brasil Varejista, nessa modalidade de comercialização, está nos potenciais consumidores 'livres' e 'especiais', tais como redes de varejo, bancos, supermercados, universidades, dentre outros.

Os preços de compra e venda energia elétrica no Mercado Livre, praticados pela CPFL Brasil, são determinados por negociações bilaterais com seus fornecedores e clientes.

Transmissão

A transmissão de energia elétrica é o elo entre a geração e distribuição de energia elétrica. As nossas atividades referentes ao segmento de transmissão são conduzidas, principalmente, por meio de nossa subsidiária CPFL Transmissão (através dos contratos de concessão nº 055/2001, nº 080/2002 e nº 01/2011), com equipamentos sob sua concessão distribuídos em 78 subestações (todas situadas no Estado do Rio Grande do Sul), com potência instalada de 12.150 MVA, operando 6.073 km de extensão de linhas de transmissão em tensões de 230 kV, 138 kV e 69 kV.

Além da CPFL Transmissão (empresa mais expressiva do Grupo CPFL no segmento de transmissão), também operam no segmento as empresas CPFL Piracicaba, CPFL Morro Agudo, CPFL Maracanaú, CPFL Sul I e CPFL Sul II, que, em conjunto, possuem equipamentos sob sua concessão em 9 subestações, com potência de 3.943 MVA, operando em 382 km de extensão de linhas de transmissão.

Tais empresas possuem, como funções-chave, as atividades de construção, operação e manutenção das linhas de transmissão de energia elétrica, bem como a realização de estudos e projetos relacionados a tal atividade.

Serviços

Por intermédio da CPFL Serviços, CPFL Atende, CPFL Total, CPFL GD, CPFL Finanças, CPFL Pessoas, CPFL Infra, CPFL Supre e Alesta, oferecemos aos nossos consumidores uma ampla gama de serviços relacionados à energia elétrica. Esses serviços são projetados para auxiliar nossos clientes a obterem melhoria da eficiência, do custo e da confiabilidade dos equipamentos elétricos por eles utilizados. Nossos principais serviços de valor agregado relacionados à energia elétrica incluem:

- **Sistemas de Transmissão:** A CPFL Serviços oferece soluções de energia em ativos de transmissão de até 138kV, planeja e elabora projetos civis, elétricos e eletromecânicos, realiza logística de materiais e equipamentos, constrói linhas de transmissão, distribuição, subestação e cabines de medição e, além disso, realiza serviços de manutenções em instalações elétrica, adotando todos os protocolos de saúde e segurança. Considera a necessidade de seus clientes para desenvolver as melhores soluções em energia que levam mais segurança energética e operacional, eficiência e competitividade aos negócios.
- **Sistemas de Distribuição:** A CPFL Serviços planeja, constrói e executa manutenção em redes de sistemas de distribuição de energia elétrica de até 34,5kV, inclusive redes elétricas aéreas e subterrâneas, subestações de média tensão e transformadores e soluções de iluminação. Possui significativa experiência no mercado e familiaridade com as diversas normas técnicas aplicáveis em diferentes regiões do Brasil. Em virtude disso, consegue prover soluções de energia de qualidade e tecnologicamente avançadas.
- **Manutenções Elétricas:** A CPFL Serviços oferece serviços de manutenção em instalações de média e alta tensão em um regime pontual ou com programação periódica, sempre com diagnóstico rápido e atendimento preciso. Também realiza serviços de reformas de subestações, manutenção de geradores e manobras em regime de linha viva.
- **Recuperação de Equipamentos:** A CPFL Serviços possui estrutura própria para operação de logística reversa, responsável pela coleta e descarte de todo o material não utilizável da rede elétrica. Conta

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

também com atividades de trituração e separação de materiais, além de frota própria equipada com kits ambientais e carrocerias com sistema antivazamento para óleo. A operação de logística reversa tem experiência na renovação de transformadores e equipamentos elétricos de classe de tensão até 36 kV, tanto a óleo mineral ou vegetal. Na parte de transformadores, trabalha com potências de até 500 kVA para restaurar a eficiência. O processo de reforma de equipamentos é certificado de acordo com as normas ISO 9001 e ISO 14001 e possui o selo de certificação de qualidade INMETRO para transformadores de distribuição. Atualmente, a CPFL Serviços possui um parque de regeneração de óleo isolante, bem como um laboratório certificado de acordo com a norma ISO 17025, com a capacidade de executar todos os testes atuais, de acordo com as normas técnicas brasileiras.

- **Sistemas de Autoprodução e programas de eficiência energética:** Os sistemas de autoprodução, anteriormente oferecidos pela CPFL Serviços, consistem na produção alternativa de energia elétrica. Os sistemas de autoprodução garantem o fornecimento de energia elétrica para os consumidores, diversificam as fontes de insumos e reduzem custos. São fornecidos geradores a diesel e gás natural que atuam principalmente como fonte de energia de back-up e no horário de pico, reduzindo os custos com energia elétrica para nossos clientes. A cogeração de gás natural inclui a produção simultânea e sequencial de calor e energia elétrica a partir de um único combustível. Oferece também soluções em climatização e projetos de eficiência energética, bem como a distribuição de energia solar gerada.
- A CPFL Serviços (até dezembro de 2023 por meio da CPFL Eficiência) oferece serviços de geração de energia distribuída por meio da CPFL GD, uma fonte de geração que introduz energia diretamente na rede da companhia de distribuição local. Esse tipo de geração reduz o uso do sistema de transmissão e exige menos geração de usinas centralizadas, beneficiando o consumidor e o setor elétrico como um todo. As usinas sob sua gestão permaneceram no grupo. Atualmente, esta linha de produto de eficiência energética está focada em atender demandas dos programas de PEE e P&D da Aneel, em projetos relacionados à geração solar fotovoltaica, armazenamento de energia, eletro postos de abastecimento veicular. Além disso, a CPFL Serviços oferece produtos diretamente ao mercado externo como autoprodução de energia com geração a gás, diesel, bem como geração de vapor, subestações de média tensão, soluções de climatização, armazenamento de energia, telemetria, gestão de carregamento de veículos elétricos e O&M. Os contratos desta linha de produto seguem os modelos BOO (Locação, operação e manutenção de ativos) ou TK (Turn Key).
- **CPFL Atende:** CPFL Atende é uma empresa de relacionamento com clientes e centro de contato criada para prestar serviços tanto para as empresas do nosso grupo como para outras empresas. Entre os serviços oferecidos estão: serviço presencial (face a face com seus clientes), Serviços Back Office, Recuperação de Créditos, Serviço de Atendimento ao Consumidor (SAC), Serviço de Ouvidoria, Service Desk e Vendas.
- **CPFL Total:** subsidiária integral da Alesta, cujo objeto social a prestação de serviços administrativos de um modo geral e serviços complementares a empresa, inclusive serviços de assessoria administrativa de arrecadação, de cobranças e obtenção de informações cadastrais, além de outras atividades auxiliares e de representação.
- **CPFL Infra:** A CPFL Infra fornece serviços de gerenciamento de ativos, como serviços relacionados a frotas de automóveis, funções imobiliárias e administrativas e manutenção e segurança predial.
- **CPFL Supre:** A CPFL Supre fornece serviços de planejamento e logística e gerenciamento da cadeia de suprimentos. Esses serviços incluem compras, coordenação de materiais, distribuição e logística.
- **CPFL Finanças:** A CPFL Finanças fornece organização financeira e serviços operacionais para apoiar a tomada de decisões de nossos negócios. Esses serviços incluem contabilidade, orçamento, cobrança e pagamentos.
- **CPFL Pessoas:** A CPFL Pessoas fornece recursos humanos e serviços de gestão de pessoas. Esses serviços incluem folha de pagamento, benefícios, gerenciamento e recrutamento de terceiros, seleção e contratação de funcionários.
- **Alesta:** Instituição financeira do Grupo CPFL, tem como a realização de operações de empréstimos, financiamentos e de aquisições de direitos creditórios exclusivamente por meio de plataforma eletrônica,

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

prestação de serviços de análise de crédito e cobrança de créditos para terceiros, além de atuar como representante de seguros na distribuição de seguros relacionadas às operações mencionadas.

c. característica do mercado de atuação, em especial:

O Setor Elétrico Brasileiro

De acordo com o Ministério de Minas e Energia (MME), até 31 de dezembro de 2024, a capacidade instalada de geração de energia elétrica no Brasil alcançou 243,9 GW. Desse total, cerca de 57% era proveniente de usinas hidrelétricas, cuja localização, em geral, está distante dos principais centros de consumo. Isto requer a construção de grandes linhas de transmissão em Alta Tensão e extra-alta tensão (230kV a 750kV) que frequentemente cruzam o território de vários estados. O Brasil possui um robusto sistema de rede elétrica, com mais de 189.308 km de linhas de transmissão com tensão igual ou maior que 230 kV e capacidade de processamento de aproximadamente 472.893 MVA do estado do Rio Grande do Sul através do estado do Amazonas.

Segundo a CCEE, o consumo de energia elétrica no Brasil cresceu cerca de 3,9% em 2024 em relação a 2023, com um consumo de energia elétrica de 71.996 megawatts médios. Ainda, de acordo com o PDE 2031, estima-se que o consumo de energia elétrica crescerá 27,5% entre os anos de 2022 e 2031. De acordo com o plano decenal de expansão de energia publicado pelo MME e pela EPE em 2022, para atender a expectativa de crescimento da demanda, a Capacidade Instalada do Brasil deverá atingir 212,5 GW até 2026, dos quais estima-se que 110,5 GW (52%) seja hidrelétrico, 26,4 GW (11%) seja termelétrico e 78,8 GW (37%) de outras fontes. Atualmente, aproximadamente 22% da Capacidade Instalada no Brasil é de propriedade da Eletrobrás, uma empresa de capital aberto controlada pelo governo brasileiro. Somos um player importante do setor de geração de energia elétrica, figurando como uma das maiores geradoras do país por meio de fontes hidrelétricas, solares, eólicas e biomassas.

i. participação em cada um dos mercados;

Consumidores

Classificamos nossos consumidores em cinco categorias principais. Consulte a nota 25 de nossas demonstrações financeiras consolidadas e auditadas para um detalhamento de nossas vendas por categoria.

- Consumidores industriais. As vendas para consumidores industriais finais responderam por 8,6% de receitas de vendas de energia elétrica em 2024.
- Consumidores residenciais. As vendas para consumidores residenciais finais responderam por 57,8% de nossas receitas de vendas de energia elétrica em 2024.
- Consumidores comerciais. As vendas para consumidores comerciais finais, que incluem as empresas prestadoras de serviços, universidades e hospitais, responderam por 18,4% de nossas receitas de vendas de energia elétrica em 2024.
- Consumidores rurais. As vendas para consumidores rurais responderam por 5,3% de nossas receitas de vendas de energia elétrica em 2024.
- Outros consumidores. As vendas para os demais consumidores, que incluem serviços públicos, tais como iluminação pública, responderam por 9,9% de nossas receitas de vendas de energia elétrica em nosso segmento de distribuição em 2024.

Ademais, a Companhia esclarece que toda a sua receita é oriunda de consumidores nacionais, de forma que a Companhia não possui nenhuma dependência do mercado estrangeiro.

ii. condições de competição nos mercados;
Concorrência

Enfrentamos concorrência de outras empresas comercializadoras e geradoras na venda de energia elétrica para Consumidores Livres. Empresas de distribuição e transmissão são obrigadas a permitir o uso das suas linhas e instalações auxiliares para a distribuição e transmissão de energia elétrica por outros mediante recebimento de tarifa.

Segundo a legislação brasileira e os termos estabelecidos nos nossos contratos de concessão, todas as nossas

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

autorizações e concessões hidrelétricas e para distribuição podem ser renovadas uma vez, desde que haja aprovação do Ministério das Minas e Energia ou da ANEEL, na qualidade de poder concedente, contanto que a concessionária solicite renovação e que determinados parâmetros em relação à prestação do serviço público ou exploração de energia hidrelétrica tenham sido atendidos. Pretendemos solicitar a renovação de cada uma das nossas concessões quando da sua expiração. Poderemos enfrentar concorrência significativa de terceiros ao pleitear a renovação dessas concessões ou para obter quaisquer novas concessões. Por se tratar de um evento futuro, caso venhamos a ter concorrência, não conseguimos indicar possíveis concorrentes à renovação da nossa concessão. O Governo Federal Brasileiro tem total discricionariedade sobre a renovação das concessões já existentes, e a aquisição de determinadas concessões por concorrentes poderia afetar negativamente os resultados das nossas operações. Além disso, não há nenhuma garantia de que a renovação de certas concessões será concedida com os mesmos fundamentos das concessões relevantes atuais.

Ademais, a Companhia esclarece que, nos termos da legislação aplicável, as demais distribuidoras não podem distribuir energia no território da concessão da Companhia, de forma que os clientes localizados na respectiva região só podem adquirir energia da Companhia, com exceção dos consumidores que se tornem Consumidores Livres, os quais podem adquirir energia direto no Mercado Livre.

d. eventual sazonalidade;

Distribuição

Cada consumidor apresenta características típicas de consumo, de acordo com as variações climáticas, período do ano, região geográfica e classe de consumo a que pertence, introduzindo assim, períodos de sazonalidade nas vendas de energia.

A área de concessão abrangida pelas empresas de distribuição do grupo CPFL apresenta diversidade, tanto geográfica quanto de classe de consumidores, o que atenua a característica sazonal do consumo de energia e consequentemente dos negócios da Companhia. Nos períodos de férias de verão, por exemplo, o maior fluxo de turistas no litoral resulta em um aumento do consumo de energia na classe residencial dessa região. Já a classe industrial, registra tipicamente um consumo de energia mais alto no 2º semestre, quando a indústria antecipa a produção para as vendas do final do ano. A classe comercial, por sua vez, sofre forte influência da temperatura, apresentando consumo mais elevado no verão.

Geração

A energia gerada pelas usinas hidrelétricas da CPFL sofre influência do regime hidrológico dos rios das regiões onde estão implantadas. Dessa forma, as PCHs, que estão localizadas no Estado de São Paulo, assim como a UHE Serra da Mesa, que se localiza no Estado de Goiás, seguem o regime hidrológico das Regiões Sudeste e Centro-Oeste, com período úmido compreendido entre os meses de dezembro a abril e período seco de maio a novembro. Já as UHEs Monte Claro, 14 de Julho, Castro Alves, Barra Grande, Campos Novos, Castro Alves, PCHs Sul Centrais e Foz do Chapecó, localizadas nos Estados do Rio Grande do Sul e Santa Catarina, seguem o regime hidrológico da Região Sul, onde as chuvas são bem distribuídas ao longo do ano, com exceção dos meses de junho e julho, mais secos.

Ressalta-se, entretanto, que, de acordo com as normas brasileiras, a receita proveniente da venda de energia não depende da energia efetivamente gerada, e sim da garantia física de cada usina, cuja quantidade é fixa, sendo homologada pelo Poder Concedente, constando do respectivo contrato de concessão ou de ato administrativo emitido para esse fim. As diferenças entre a energia gerada e a garantia física são tratadas no MRE – Mecanismo de Realocação de Energia. O principal propósito do MRE é mitigar os riscos hidrológicos, assegurando que todas as usinas participantes recebam pelo seu nível de Garantia Física independentemente da quantidade de energia por elas efetivamente gerada. Em outras palavras, o MRE realoca a energia, transferindo o excedente daqueles que geraram além de suas garantias físicas, para aqueles que geraram abaixo delas. A geração efetiva é determinada pelo ONS, tendo em vista a demanda de energia e as condições hidrológicas do Sistema Interligado Nacional - SIN. A quantidade de energia gerada, acima ou abaixo da Garantia Física, é valorada por uma tarifa denominada "Tarifa de Energia de Otimização" - TEO, que cobre os custos de operação e manutenção da usina. Esta receita ou despesa adicional será mensalmente contabilizada para cada gerador.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Transmissão

A transmissão de energia elétrica através das instalações da CPFL Transmissão e demais empresas do grupo integrantes do mesmo setor é definida pelo ONS. A ele cabe coordenar e controlar a operação do SIN visando otimizar o uso das instalações de transmissão de energia elétrica. Desta forma, qualquer sazonalidade que venha a ocorrer no sistema de transmissão não é gerenciável pela Companhia.

e. Principais insumos e matérias-primas, informando:

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

Compras de Energia Elétrica

A maior parte da energia elétrica que vendemos é adquirida de partes não relacionadas. Em 2024, 9,9% do total de energia elétrica adquirido por nossas distribuidoras foi adquirido de nossas subsidiárias de geração (incluindo nossas entidades controladas em conjunto).

Em 2024, compramos 9.852 GWh de energia elétrica da Usina de Itaipu, chegando a 20,65% do total da energia elétrica adquirida. Itaipu está localizada na fronteira entre Brasil e Paraguai e é objeto de um tratado bilateral entre os dois países, por meio do qual o Brasil se comprometeu a comprar quantidades de energia elétrica previamente estabelecidas. Este tratado expirou em agosto de 2023, mas seus termos continuam em vigor até que Brasil e Paraguai finalizem as negociações de novo acordo relacionado às condições de utilização da energia gerada por Itaipu. As prestadoras de serviços públicos de energia elétrica que operam por concessões nas regiões Centro-Oeste, Sul e Sudeste do Brasil são obrigadas por lei a comprar uma parte da energia elétrica que o Brasil está obrigado a comprar de Itaipu. As quantidades que essas empresas são obrigadas a adquirir são regidas por contratos take-or-pay, com tarifas estabelecidas em dólares norte-americanos por kW. A ANEEL determina anualmente a quantidade de energia elétrica a ser vendida por Itaipu. Pagamos pela energia adquirida de Itaipu de acordo com a proporção entre a quantidade estabelecida pela ANEEL e a nossa quota-parte estabelecida por lei, independentemente de Itaipu ter gerado essa quantidade de energia elétrica ou não, por um preço de US$ 17,66 kW. Nossas compras representam 18,56% do fornecimento total de Itaipu para o Brasil. Essa quota-parte foi fixada por lei, de acordo com a quantidade de energia elétrica vendida em 1991. As tarifas pagas são estabelecidas de acordo com o tratado bilateral e fixadas de maneira a cobrir as despesas operacionais de Itaipu, os pagamentos do principal e juros de suas dívidas expressos em dólares norte-americanos e os custos de transmissão da energia a suas áreas de concessão.

A Usina de Itaipu tem uma rede de transmissão exclusiva. As companhias de distribuição pagam uma taxa para o uso dessa rede.

Em 2024, pagamos uma média de R$220,83 por GWh pelas compras de energia elétrica de Itaipu, em comparação com R$ 217,40 durante 2023. Esses números não incluem a taxa de transmissão.

Compramos 47.698 GWh de energia elétrica em 2024 de outras empresas geradoras além de Itaipu, representando 79,35% do total de energia elétrica que adquirimos. Pagamos uma média de R$ 311,93 por GWh pelas compras de energia elétrica de outras empresas geradoras além de Itaipu, comparado a R$ 274,56 por GWh em 2023.

A tabela a seguir mostra as quantidades compradas de nossos fornecedores no Mercado Regulado e no Mercado Livre, nos exercícios indicados.

Exercício encerrado em 31 de dezembro de	2024	2023
	GWh	GWh
Energia comprada para revenda		
Itaipu	9.852	9.885
Mercado à vista/Programa Proinfa [1]	906	937
Energia comprada no Mercado Regulado, através de contratos bilaterais e energia de curto prazo [2]	60.105	57.117
TOTAL	**70.863**	**67.938**

(1) Energia comprada para revenda somente pelo Programa Proinfa.
(2) Energia comprada para revenda através do Mercado Regulado e contratos bilaterais, bem como no mercado à vista.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

As disposições dos nossos contratos de fornecimento de energia elétrica são regidas por regulamentação da ANEEL. As principais disposições de cada contrato dizem respeito à quantidade de energia elétrica adquirida, ao preço, inclusive aos reajustes para os diversos fatores, tais como os índices de inflação e a duração do contrato. Desde 2013, todas as companhias distribuidoras do Brasil são obrigadas a comprar energia elétrica de entidades geradoras cujas concessões foram renovadas nos termos da Lei nº. 12.783/13. As tarifas e os volumes de energia elétrica a serem comprados por cada distribuidora, assim como os termos aplicáveis para cada contrato entre as companhias geradoras e distribuidoras, foram estabelecidas pela ANEEL por meio de regulamentações. As companhias distribuidoras são requeridas a contratar de forma antecipada 100% da sua demanda por energia através de leilões públicos, e são autorizadas a repassar até 105% do custo relacionado à compra de energia aos consumidores. Cotas de energia atribuídas involuntariamente a serem adquiridas das companhias geradoras cujas concessões foram renovadas nos termos da Lei nº. 12.783/13, migração de consumidores para o mercado livre, alocações extras, frustrações, atrasos ou cancelamentos de leilões de energia regulados, efeitos de micro e minigeração distribuída que resultem em contratação inferior a 100% ou superior a 105% de sua demanda projetada, podem gerar custo adicional para as distribuidoras, e são passíveis de involuntariedade a ser analisada pela ANEEL conforme Resolução Normativa nº 1009/2022. Vide item 4.1.c – "No negócio de distribuição, devemos prever com o máximo de assertividade a demanda por energia de nosso mercado no curto, médio e longo prazo. Se a demanda efetiva for diferente da prevista, iremos comprar ou vender, de forma compulsória, energia no mercado spot a preços que podem gerar custos adicionais, que não podemos repassar integralmente aos consumidores, dependendo da situação." deste Formulário de Referência.

Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição. Em 2024, pagamos um total de R$ 5.152 milhões em tarifas pelo uso da rede de transmissão, inclusive tarifas da Rede Básica, tarifas de conexão e transmissão de energia elétrica de alta tensão de Itaipu a taxas fixadas pela ANEEL.

ii. eventual dependência de poucos fornecedores;

Para nossas subsidiárias de distribuição, Itaipu Binacional é o maior fornecedor de energia elétrica, conforme detalhado no item anterior.

iii. eventual volatilidade em seus preços.

Eventuais diferenças entre contratos de compra e venda de energia e as energias geradas ou consumidas são liquidadas no curto prazo na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE ao Preço de Liquidação de Diferenças – PLD. O PLD é calculado diariamente pela CCEE com base nas condições hidrológicas, na projeção da demanda de energia, nos preços de combustível, nos custos de déficit, na entrada de novos projetos, na disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão e do volume d'agua disponível nos reservatórios das usinas hidrelétricas. Para o cálculo é utilizado um modelo computacional que obtém o despacho (geração) ótimo para o período em estudo, definindo a geração hidráulica e a geração térmica para cada submercado e os Custos Marginais de Operação ("CMO") para o período estudado, para cada patamar de carga e para cada submercado. O PLD é um valor com base no Custo Marginal de Operação, limitado por um preço máximo e mínimo vigentes para cada período de apuração e para cada submercado. Estes limites são determinados anualmente pela ANEEL.

Assim, grandes variações nos dados de entrada e/ou na situação hidrológica mês a mês, podem fazer o PLD se alterar significativamente, principalmente na persistência de períodos secos, quando há um deplecionamento acima do previsto nos reservatórios, indicando a necessidade do acionamento das térmicas mais caras.

1.5 Principais clientes

1.5. Identificar se há clientes que sejam responsáveis por mais de 10% da receita líquida total do emissor, informando:

a. montante total de receitas provenientes do cliente;

Não há um cliente que, individualmente, seja responsável por mais de 10% da receita líquida da CPFL Energia.

b. segmentos operacionais afetados pelas receitas provenientes do cliente;

Não há um cliente que, individualmente, seja responsável por mais de 10% da receita líquida da CPFL Energia.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

1.6. Descrever os efeitos relevantes da regulação estatal sobre as atividades do emissor, comentando especificamente:

Principais Autoridades Regulatórias

Ministério de Minas e Energia ("MME")

O MME é a principal autoridade do governo brasileiro no setor elétrico. Após a aprovação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico em 2004[1], o governo brasileiro, agindo principalmente por meio do MME, assumiu determinadas obrigações que anteriormente constituíam responsabilidade da ANEEL, inclusive a redação das diretrizes que regem a outorga de concessões e a emissão de instruções para o processo de licitação em concessões relacionadas a serviços e ativos públicos.

Conselho Nacional de Política Energética ("CNPE")

O CNPE, comitê criado em agosto de 1997, presta assessoria ao Presidente da República do Brasil no tocante ao desenvolvimento e criação da política nacional de energia. O CNPE é presidido pelo Ministro de Minas e Energia e composto por oito ministros do Governo Federal, três membros escolhidos pelo Presidente da República do Brasil, um outro representante do MME e o presidente da Empresa de Pesquisa Energética ("EPE"). O CNPE foi criado com a finalidade de otimizar a utilização dos recursos energéticos do Brasil e assegurar o fornecimento nacional de energia elétrica.

Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL")

A ANEEL é uma autarquia federal autônoma cuja principal responsabilidade é regular e fiscalizar o setor elétrico brasileiro (SEB) segundo a política determinada pelo MME, junto com outras questões a ela delegadas pelo Governo Federal e pelo MME. As atuais responsabilidades da ANEEL incluem, entre outras: (i) fiscalização de concessões para atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, inclusive aprovação de tarifas de energia elétrica; (ii) a promulgação de atos regulatórios para o setor elétrico; (iii) a implementação e regulação da exploração das fontes de energia, inclusive da utilização de energia hidrelétrica; (iv) a promoção do processo licitatório para novas concessões; (v) a solução de litígios administrativos entre entidades geradoras e compradores de energia elétrica; e (vi) a definição dos critérios e metodologia para determinação das tarifas de transmissão.

Operador Nacional do Sistema Elétrico ("ONS")

O ONS é uma organização sem fins lucrativos que coordena e controla a produção e a transmissão de energia por empresas que se dedicam à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. O principal papel do ONS é supervisionar as operações de geração e transmissão no Sistema Interligado Nacional, de acordo com a regulamentação e supervisão da ANEEL. Os objetivos e as principais responsabilidades do ONS incluem: (i) o planejamento da operação de geração; (ii) a organização e controle da utilização da rede nacional e interconexões internacionais; (iii) a garantia de acesso à rede de transmissão de maneira não discriminatória à todos os agentes do setor; (iv) o fornecimento de subsídios para o planejamento da expansão do sistema elétrico; (v) a apresentação ao MME de propostas de ampliações da Rede Básica; e (vi) a proposição de normas para operação do sistema de transmissão para aprovação pela ANEEL.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE")

A CCEE é uma organização sem fins lucrativos sujeita à autorização, fiscalização e regulação da ANEEL que substituiu o Mercado Atacadista de Energia. A CCEE é responsável, principalmente, (i) pelo registro dos contratos firmados entre os Agentes da CCEE, (ii) pela implantação e divulgação das regras de comercialização e dos procedimentos de comercialização, (iii) pela contabilização e liquidação dos montantes de energia elétrica comercializados no mercado de curto prazo, (iv) apuração das infrações e cálculo de penalidades por variações de contratação de energia e (v) por administrar e operar a Conta CDE, o Fundo RGR e a CCC. A CCEE é integrada pelas entidades que possuem concessões, permissões ou autorizações de serviços de energia elétrica, e pelos Consumidores Livres e Especiais, dentre outras atribuições. O seu Conselho de Administração é composto por

[1] Leis nº 10.847/04 e nº 10.848/04.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

quatro membros indicados pelas referidas partes, e um membro indicado pelo MME. O membro indicado pelo MME atua como Presidente do Conselho de Administração.

Empresa de Pesquisa Energética ("EPE")

Em 16 de agosto de 2004, o governo brasileiro criou a EPE, uma empresa pública federal responsável pela condução de estudos e pesquisas estratégicas no setor elétrico, incluindo as indústrias de energia elétrica, petróleo, gás natural, carvão mineral e fontes energéticas renováveis. Os estudos e pesquisas desenvolvidos pela EPE subsidiam a formulação da política energética pelo MME.

Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico ("CSME")

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico criou o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, que atua sob a orientação do MME. O CMSE é responsável pelo monitoramento das condições de abastecimento do sistema e pela indicação das medidas a serem tomadas para correção dos problemas.

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

Concessões e Autorizações

A Constituição Federal Brasileira de 1988 prevê que o desenvolvimento, uso e venda de energia elétrica podem ser efetuados diretamente, pelo governo brasileiro, ou indiretamente, por meio da outorga de concessões, permissões ou autorizações. Historicamente, o setor brasileiro de energia elétrica tem sido dominado por concessionárias de geração, transmissão e distribuição controladas pelos governos federal ou estaduais.

As empresas ou consórcios que pretenderem construir ou operar instalações de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica no Brasil deverão solicitar a outorga de concessão, permissão ou autorização, conforme o caso, ao MME ou à ANEEL, na posição de representantes do Governo Federal. Concessões e permissões são concedidas por meio de procedimentos mais complexos ou licitações, enquanto as autorizações são concedidas por meio de procedimentos administrativos mais simples ou por leilões públicos para compra e venda de energia. Empreendimentos de geração com potência inferior a 5 MW são dispensados de outorga, sendo necessário o registro na ANEEL.

Concessões

As concessões conferem direitos para gerar, transmitir ou distribuir energia elétrica na respectiva área de concessão durante um período determinado (ao contrário das permissões e autorizações, que podem ser revogadas a qualquer tempo, a critério do MME, em consulta com a ANEEL). Esse período tem geralmente a duração de 35 anos para novas concessões de geração e de 30 anos para novas concessões de transmissão ou distribuição. Uma concessão existente pode ser renovada a critério do poder concedente e mediante o atendimento de requisitos técnicos pela concessionária, conforme previsto nos contratos de concessão.

A Lei de Concessões (Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995) estabelece, dentre outras disposições, as condições que a concessionária deverá cumprir na prestação de serviços de energia elétrica, os direitos dos consumidores e as obrigações da concessionária e do poder concedente. Ademais, a concessionária deverá cumprir com as regulações vigentes do setor elétrico. As principais disposições da Lei de Concessões estão descritas de forma resumida abaixo:

- Serviço adequado: A concessionária deve prestar serviço adequado a fim de satisfazer parâmetros de regularidade, continuidade, eficiência, segurança e acesso ao serviço;
- Servidões: A concessionária poderá utilizar bens públicos ou solicitar ao poder concedente a desapropriação dos bens privados necessários, em benefício da concessionária. Neste caso, a responsabilidade pelas indenizações cabíveis é da concessionária;
- Responsabilidade Objetiva: A concessionária é diretamente responsável por todos os danos que sejam resultantes da prestação de seus serviços;
- Mudanças no controle societário: O poder concedente deverá aprovar qualquer mudança direta ou indireta no controle acionário da concessionária;

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

- Intervenção do poder concedente: Em conformidade com o disposto na Lei nº 12.767, de 27 de dezembro de 2012, conforme modificada pela Lei nº 12.839, de julho de 2013, o poder concedente poderá intervir na concessão, por meio da ANEEL, com o fim de assegurar a adequada prestação dos serviços, bem como o fiel cumprimento das normas contratuais e regulatórias pertinentes. No prazo de 30 dias após a data do decreto, a ANEEL deverá iniciar um procedimento administrativo no qual será assegurado à concessionária direito de contestar a intervenção. Durante o prazo do procedimento administrativo, um interventor ficará responsável pela prestação dos serviços objeto da concessão. O procedimento administrativo deverá ser concluído em um ano (podendo ser prorrogado por mais dois anos). Para que a intervenção cesse e a concessão volte à concessionária, será necessário que o acionista da concessionária apresente um plano de recuperação detalhado à ANEEL e corrija as irregularidades identificadas pela ANEEL.

- Extinção da concessão: A extinção do contrato de concessão poderá ser antecipada por meio de encampação e/ou caducidade. Encampação é a rescisão antecipada da concessão, por razões relativas ao interesse público que deverão ser expressamente declaradas por lei autorizadora específica. A caducidade deverá ser declarada pelo poder concedente após a ANEEL ou o MME tiverem expedido um ato normativo indicando que a concessionária (i) falhou em prestar serviços de forma adequada ou cumprir a legislação ou regulação aplicável; (ii) não tem mais a capacidade técnica, financeira ou econômica para prestar o serviço de forma adequada; ou (iii) não cumpriu as penalidades eventualmente impostas pelo poder concedente, entre outras coisas. A concessionária poderá recorrer judicialmente contra qualquer encampação ou caducidade. A concessionária tem o direito de ser indenizada pelos investimentos realizados nos bens reversíveis que não tenham sido completamente amortizados ou depreciados, descontando-se quaisquer multas contratuais e danos por ela causados. Em 10 de dezembro de 2014, nossas companhias de distribuição assinaram um aditamento ao contrato de concessão, garantindo que ao término da concessão, a companhia receberá ou pagará o saldo de ativos e passivos financeiros setoriais. A ANEEL realizou discussões para definir as regras para abertura do processo de caducidade das concessões por meio da Consulta Pública n° 024/2019 e a regulamentação do tema consta no Anexo VIII da Resolução Normativa nº 948, de 16 de novembro de 2021, cujas disposições aplicam-se a partir do ano civil de 2022, sendo este o primeiro ano de apuração dos indicadores. O acompanhamento se dá em relação a critérios de eficiência com relação à continuidade do fornecimento e com relação à gestão econômico-financeira das concessões de serviço público de distribuição de energia elétrica.

- Vencimento: Quando do vencimento do prazo de concessão, todos os bens, direitos e privilégios que sejam materialmente relativos à prestação dos serviços de energia elétrica serão revertidos ao Governo Federal. Após o advento do termo contratual, a concessionária tem o direito de ser indenizada pelos investimentos realizados em bens que não tenham sido completamente amortizados ou depreciados. Contudo, o prazo para recebimento da indenização não está previsto em lei;

- Renovação: A Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, especificou as condições para a renovação das concessões de geração, transmissão e distribuição outorgadas nos termos dos artigos 17, 19 ou 22 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Nos termos da Lei nº 12.783/13, essas concessões poderão ser prorrogadas uma vez, a critério do governo brasileiro, por até 30 anos, a fim de garantir a continuidade e a eficiência dos serviços prestados e tarifas baixas. Além disso, a Lei n º 12.783/13 permitiu que os detentores de concessões que expirariam em 2015, 2016 e 2017 solicitassem a renovação antecipada, sujeita a determinadas condições. A renovação das concessões de geração depende da satisfação das seguintes condições: (i) tarifas calculadas pela ANEEL para cada usina hidrelétrica; (ii) atribuição de quotas de energia para as empresas de distribuição do Sistema Interligado Nacional, e (iii) cumprimento de padrões de qualidade de serviço estabelecidos pela ANEEL. Para a renovação, os ativos remanescentes não amortizados na data de renovação seriam indenizados e o pagamento de indenização não seria considerado na receita anual. A remuneração relativa a novos ativos ou a ativos existentes que não foram indenizados seria considerada na receita anual. A Resolução nº 521/12, publicada pela ANEEL em 14 de dezembro de 2012, estabeleceu que se as concessões de geração operadas por empresas de distribuição forem renovadas, nos termos da Lei nº 12.783/13, as concessões de geração devem ser administradas por uma entidade independente da empresa de distribuição no prazo de doze meses da data de renovação. A Lei nº 12.783/13 também extinguiu dois encargos setoriais, o CCC e o Fundo RGR (consulte "Encargos Tarifários – Fundo RGR e UBP" e "Encargos Tarifários – Conta CDE"). Além disso, a Lei nº 13.360/2016 possibilitou aos detentores de concessões de usinas hidrelétricas com até 50 MW de Capacidade Instalada que ainda não foram renovadas a solicitar renovações de 30 anos, sujeitas a uma contribuição para a

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

UBP, conforme definido pelo poder concedente, e ao pagamento de uma taxa CFURH pelo uso da água para o município onde tal uso ocorrer.

Especificamente no tocante às concessões de distribuição, em 2015, o governo brasileiro promulgou o Decreto nº 8.461/2015, estabelecendo novos padrões a serem seguidos pelas concessionárias, sobretudo quanto à qualidade, administração e preço. No prazo de cinco anos da data de renovação, a concessionária deve cumprir esses padrões e atingir as metas anuais. Se as metas anuais não forem atingidas, os controladores da concessionária poderão estar obrigados a realizar despesas de capital adicionais. Além disso, caso a concessionária deixe de atingir as metas anuais por dois anos consecutivos, ou de cumprir qualquer dos padrões exigidos ao final do período de cinco anos, a concessão poderá ser cancelada ou o controle da concessionária ser transferido. Assim, desde 2015, foram prorrogadas 33 concessões de distribuição de energia elétrica abarcadas por este dispositivo. À época, as diretrizes para elaboração do novo termo aditivo visaram garantir o atendimento aos indicadores de qualidade do serviço, de eficiência à gestão econômico-financeira, dos critérios de racionalidade operacional e econômica, de fixação de regras que assegurassem a sustentabilidade econômico-financeira, do fortalecimento da governança corporativa com mecanismos voltados à eficiência energética e à modernização das instalações.

No ano 2023, o Ministério de Minas e Energia (MME) instaurou a consulta pública nº 152/2023 para elaboração das diretrizes que irão balizar os novos contratos de concessão, referente à 19 distribuidoras de energia elétrica cujos contratos firmados na década de 1990 vencerão entre 2025 e 2031, ou seja, aquelas não alcançadas pelo art. 7º da Lei nº 12.783/2013, logo, outorgadas a partir da publicação da Lei nº 9.074/1995. Entre as empresas que terão seus contratos de concessão renovados estão a CPFL Paulista e a RGE em 2027 e a CPFL Piratininga em 2028. Pós encerramento da consulta pública, o MME submeteu a proposta de diretrizes para apreciação do Tribunal de Contas da União (TCU), o qual comunicou que as prorrogações serão realizadas de forma individualizada, por meio de fiscalizações específicas dos processos que resultarão na celebração dos aditivos contratuais, sem prejuízo de que o Poder Executivo formalize, por meio de decreto presidencial, as diretrizes, regras e regulamentos a serem aplicados ao caso.

Em junho de 2024, o Governo Federal publicou o Decreto nº 12.068, que estabelece diretrizes para renovação e licitação de concessões de distribuição de energia elétrica. Com base no decreto publicado, a ANEEL realizou a Consulta Pública nº 027/2024 ("CP 027/2024") para a regulamentação das diretrizes e elaboração do termo aditivo contratual que será utilizado para a prorrogação. Como resultado da CP 027/2024 , a ANEEL publicou no dia 27 de fevereiro o Despacho nº 517/2025 com a minuta definitiva de termo aditivo ao contrato de concessão, dando início ao prazo de 30 dias para que as distribuidoras apresentassem pedido, caso desejassem, de prorrogação antecipada. Dessa forma, no dia 28 de março, as distribuidoras CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE protocolizaram junto à ANEEL os pedidos de prorrogação antecipada das respectivas concessões, reservando-se no direito de rever seus posicionamentos no caso de alterações das condições de prorrogação postas no Decreto e na minuta definitiva de termo aditivo . (Vide Item 4.1.c – Fatores de Risco – "Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão e autorizações, bem como assegurar a renovação e/ou prorrogação de nossas concessões e autorizações e/ou de nossos contratos de fornecimento de energia. Caso isso ocorra, poderemos ter um efeito adverso relevante em nossa condição financeira, em nossos resultados operacionais e em nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.");

- Penalidades: As regulações da ANEEL regem a imposição de sanções aos participantes do setor elétrico e classificam as penalidades pertinentes com base na natureza e gravidade da violação (inclusive advertências, multas e caducidade). Para cada violação, as multas podem ser de até 2,0% da receita anual (líquida de imposto sobre valor agregado e imposto sobre serviços) das concessionárias ou, se a concessão inadimplida não estiver em operação, de até 2,0% do valor estimado da energia que seria produzida pelas concessionárias no período de 12 meses anterior à violação. As infrações que podem resultar em multas referem-se à omissão da concessionária em solicitar aprovação da ANEEL, entre outros, no caso de: (i) celebração de contratos com partes relacionadas nos casos previstos na regulamentação; (ii) venda ou cessão dos bens necessários à prestação do serviço público bem como imposição de quaisquer ônus sobre eles (inclusive qualquer garantia real, fidejussória, penhor e hipoteca) ou sobre outros ativos relacionados à concessão ou à receita dos serviços de energia elétrica; e (iii) alterações no controle do detentor da concessão. No caso de contratos celebrados entre partes relacionadas que sejam submetidos para aprovação da ANEEL, a ANEEL poderá buscar impor restrições aos termos e condições desses contratos

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

e, em circunstâncias extremas, determinar a rescisão do contrato. Consulte o item 4.1c - Fatores de Risco – "Podemos não ser capazes de garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzir o nosso negócio, o que pode resultar na aplicação de multas e na interdição dos nossos estabelecimentos irregulares, com a interrupção total ou parcial das nossas atividades".

Autorizações

Autorizações são atos unilaterais e discricionários realizado pela autoridade concedente. Diferentemente das concessões, as autorizações normalmente não requerem uma licitação pública. Como exceção à regra geral, autorizações podem também ser outorgadas a produtores de energia potenciais após processos de leilão para a compra de energia, conduzidos pela ANEEL.

No setor de geração de energia, os produtores de energia independentes e autoprodutores podem deter uma autorização, ao invés de uma concessão. A eles são concedidas autorizações ou concessões específicas para explorar os recursos hídricos que meramente lhes permitem produzir, usar ou vender energia elétrica. Cada autorização concedida a um produtor de energia independente ou autoprodutores estabelece os direitos e deveres da empresa autorizada. As empresas autorizadas têm o direito de pedir à ANEEL que realize desapropriações em seu nome e em seu benefício, estando sujeitas à fiscalização das autoridades reguladoras e à aprovação prévia da ANEEL em caso de alteração de controle. Além disso, a rescisão unilateral da autorização garante à empresa autorizada o direito à indenização por parte da autoridade concedente pelos danos incorridos. As autorizações têm um prazo de variável e podem ser renovadas, a critério do poder concedente, por períodos variáveis, segundo a Lei nº 9.074/1995.

Um Produtor de Energia Independente pode vender parte ou a totalidade da sua produção para clientes por seu próprio risco. O autoprodutor pode vender ou negociar qualquer energia excedente, a qual é incapaz de consumir, mediante autorização específica da ANEEL. Aos produtores de energia independentes e autoprodutor não são concedidos os direitos de monopólio e não estão sujeitos a controles de preços, com exceção de casos específicos. Os produtores de energia independentes competem com prestadores de serviços públicos e entre si por maiores clientes, grupos de clientes das empresas de distribuição ou qualquer cliente não atendido por uma concessionária. Estão sujeitos a uma série de penalidades pela falha no cumprimento dos termos das autorizações: (i) notificações de advertência; (ii) multas por descumprimento de até 2,0% sobre a receita anual gerada pela respectiva autorização ou, se a respectiva autorização não for operacional, de até 2,0% do valor estimado de energia que poderia ter sido produzida no período de 12 meses anterior ao descumprimento; (iii) interdição das atividades de construção; (iv) restrições às operações das instalações e equipamentos existentes; (v) intervenção; ou (vi) cancelamento da autorização.

Permissões

No setor elétrico brasileiro, as permissões possuem um uso muito restrito. As permissões são concedidas a cooperativas rurais de geração de energia, que fornecem energia aos seus membros e ocasionalmente a consumidores que não fazem parte da cooperativa, em áreas normalmente não atendidas por grandes distribuidoras. As permissionárias não têm participação relevante na matriz de energia brasileira.

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

Questões Ambientais

A Constituição Federal de 1988 faculta tanto ao governo federal como aos governos estaduais poderes para promulgar leis destinadas a proteger o meio ambiente. Poder semelhante é facultado aos municípios cujos interesses locais possam ser afetados. As leis municipais são consideradas complementos das leis federais e estaduais. O infrator das legislações ambientais aplicáveis poderá ficar sujeito a sanções administrativas e criminais, sendo obrigado a reparar e/ou prestar indenização por danos ambientais. As sanções administrativas poderão incluir multas consideráveis e suspensão de atividades, ao passo que as sanções criminais além de incluir multas, com relação a pessoas físicas, (incluindo diretores e empregados de empresas que cometam crimes ambientais) podem incluir prisão.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

Nossas instalações de distribuição, transmissão e de geração de energia estão sujeitas a procedimentos de licenciamento ambiental que incluem a elaboração de avaliações de impacto ambiental antes da construção das instalações e a implementação dos programas de mitigação ou compensação de impactos ambientais negativos e potencialização dos impactos positivos durante a construção e operação destas instalações. Uma vez obtidas as respectivas licenças ambientais, o titular da licença continuará obrigado ao cumprimento de várias exigências específicas.

As questões ambientais relativas à construção de novas unidades geradoras de energia elétrica exigem considerações específicas. Por essa razão, a CPFL Geração administra tais questões a fim de assegurar que as políticas e obrigações ambientais recebam atenção adequada. As decisões são tomadas pelos comitês ambientais, cujos membros incluem representantes de cada parceria do projeto e das divisões de gestão ambiental de cada usina. Nossos comitês ambientais estão em constante interação com órgãos governamentais, de modo a garantir o cumprimento ambiental e a futura geração de energia elétrica. Além disso, ajudamos programas de comunidades locais que realocam famílias rurais de assentamentos coletivos e proveem suporte institucional para famílias envolvidas na conservação da biodiversidade local.

A fim de garantir o cumprimento das leis ambientais, implementamos um sistema de gestão ambiental em conformidade com as melhores práticas ambientais em todos os nossos segmentos. Estabelecemos um processo de identificação, avaliação e atualização com relação a leis ambientais aplicáveis, bem como a outras exigências aplicáveis ao nosso sistema de gestão ambiental. Além disso, nosso segmento de geração e distribuição submetem-se a auditorias internas para assegurar que estão de acordo com as políticas internas ambientais, assim como auditoria externa que verifica se as nossas atividades estão de acordo com a norma ISO 14.001. Nossos projetos de gestão ambiental levam em consideram nossos orçamentos e previsões realistas, objetivando atingir sempre melhores resultados financeiros, sociais e ambientais.

Questões Sociais

O Decreto nº 9.571/2018, inspirado pelos Princípios Orientadores sobre Empresas e Direitos Humanos da ONU, definia as diretrizes nacionais para médias e grandes empresas e direitos humanos. Esse decreto foi revogado pelo Decreto n° 11.772, de 9 de novembro de 2023, que instituiu um grupo de trabalho interministerial com a finalidade de elaborar a proposta da Política Nacional de Direitos Humanos e Empresas. Os dispositivos resultantes dessa política deverão impactar significativamente toda a atividade empresarial no Brasil.

Embora a Política Nacional de Direitos Humanos ainda esteja em fase de elaboração e o Decreto nº 9.571/2018 tenha sido revogado, a Companhia continua a seguir as orientações anteriormente estabelecidas. Essas diretrizes incluem a responsabilidade das empresas de respeitar os direitos humanos de sua força de trabalho, seus clientes e das comunidades, bem como o dever de monitorar o respeito aos direitos humanos na sua cadeia produtiva, divulgar internamente os instrumentos internacionais de responsabilidade social e direitos humanos, implementar atividades educativas em direitos humanos para seus colaboradores, elaborar e divulgar código de conduta, dentre outros.

Adicionalmente, a Resolução do Conselho Nacional de Direitos Humanos nº 5/2020 fomenta a postura a ser assumida pelas empresas com relação ao tratamento dos direitos humanos, indicando que as empresas são responsáveis por violações causadas direta ou indiretamente por suas atividades.

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

Desde a edição da Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, as empresas que detêm concessões, permissões e autorizações para distribuição, geração e transmissão de energia elétrica ficaram obrigadas a dedicar no mínimo 1,0% da sua receita operacional líquida todos os anos em pesquisa e desenvolvimento e programas de eficiência energética. As pequenas centrais hidrelétricas, os projetos de energia eólica, solar e de biomassa não estão sujeitos a esta exigência. A partir de abril de 2007, nossas concessionárias de distribuição dedicaram 0,5% de sua receita operacional líquida a atividades de pesquisa e desenvolvimento e 0,5% a programas de eficiência energética, ao passo que nossas companhias geradoras dedicaram 1,0% de sua receia operacional líquida a atividades de pesquisa e desenvolvimento. 0,3% da receita operacional líquida de nossas concessionárias de distribuição que é dedicado à pesquisa e desenvolvimento, é direcionado ao MME e o Fundo Nacional para o Desenvolvimento Científico e Tecnológico ou FNDCT, e os 0,2% restantes são administrados e investidos por nossas concessionárias de distribuição. 0,1% da receita operacional líquida de nossas concessionárias de distribuição que é dedicado a

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

programas de eficiência energética, é direcionado ao Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica e os demais 0,4% são administrados e investidos por nossas concessionárias de distribuição. De modo similar para nossas concessionárias de geração, 0,6% da receita operacional líquida dedicada à pesquisa e desenvolvimento é direcionada para ao MME e ao FNDCT e os 0,4% restantes são administrados e investidos por nossas concessionárias de geração.

Nosso programa de eficiência energética é elaborado para promover o uso eficiente da energia elétrica pelos nossos consumidores, reduzir as perdas técnicas e comerciais e oferecer produtos e serviços para melhorar a satisfação, a fidelidade e para aperfeiçoar a imagem da nossa empresa. Nossos programas de pesquisa e desenvolvimento utilizam a pesquisa tecnológica para desenvolver produtos, os quais poderão ser usados internamente, bem como vendidos ao público. Conduzimos alguns desses programas por meio de parcerias estratégicas com universidades e centros de pesquisa nacionais, e grande parte de nossos recursos é dedicada à inovação e ao desenvolvimento de novas tecnologias aplicáveis ao nosso negócio.

Nossos desembolsos em programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética (encargos regulatórios) nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2024 e 2023 totalizaram R$ 311 milhões e R$ 301 milhões, respectivamente.

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

i. em favor de ocupantes ou candidatos a cargos políticos;

Não houve, ao longo do exercício de 2024, doações em favor de ocupantes ou candidatos a cargos políticos.

ii. em favor de partidos políticos;

Não houve, ao longo do exercício de 2024, doações em favor de partidos políticos.

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

Não houve, ao longo do exercício de 2024, doações para custeio do exercício de atividades de influência em decisões de políticas públicas, notadamente no conteúdo de atos normativos.

1.7 Receitas relevantes no país sede do emissor e no exterior

1.7. Em relação aos países dos quais o emissor obtém receitas relevantes, identificar:

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

Não há receitas provenientes de países estrangeiros. 100% das Receitas Operacionais Líquidas da CPFL Energia foram auferidas em território brasileiro no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024.

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

Não há receitas provenientes de países estrangeiros.

1.8 Efeitos relevantes de regulação estrangeira

1.8. Em relação aos países estrangeiros divulgados no item 1.7, descrever impactos relevantes decorrentes da regulação desses países nos negócios do emissor

Item não aplicável, em função da CPFL Energia não auferir receitas em países estrangeiros.

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

1.9. Em relação a informações ambientais, sociais e de governança corporativa (ASG), indicar:

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

A Companhia publica anualmente seu Relatório Anual utilizando a metodologia GRI – Global Reporting Initiative, os padrões do Sustainability Accounting Standards Board (SASB) e seguindo o framework da Value Reporting Foundation (Relato Integrado). Leva ainda em conta os Princípios do Pacto Global da Organização das Nações Unidas (ONU) e Objetivos do Desenvolvimento Sustentável (ODS) da ONU.

Por meio dele, praticamos o nosso compromisso de informar todas as partes interessadas sobre os principais projetos, iniciativas, desafios e conquistas do Grupo CPFL nos temas da sustentabilidade corporativa e dos pilares ESG durante o período. O Relatório Anual traz atualizações sobre a implantação do Plano ESG 2030, que traduz nosso objetivo de impulsionar a transição para uma forma mais sustentável, segura e inteligente de produzir e consumir energia, maximizando os nossos impactos positivos na sociedade.

Além deste Relatório Anual, em português e inglês, a Companhia divulga outros materiais e documentos corporativos com conteúdos relacionados às práticas socioambientais da empresa no site de Relações com Investidores, além das informações divulgadas de forma contínua no site institucional da CPFL Energia, no site do Instituto CPFL, por meio da assessoria de imprensa, redes sociais e outros canais de comunicação e relacionamento.

Anualmente a CPFL Energia também elabora o seu Inventário de Gases de Efeito Estufa (GEE) utilizando a metodologia GHG Protocol e o publica no Registro Público de Emissões, maior banco de dados de inventários corporativos da América Latina. O Inventário GEE do Grupo CPFL possui Selo Ouro desde 2011, por reportar as emissões dos escopos 1, 2 e 3 e por ser submetido à verificação externa por terceira parte. O inventário foi considerado como completo, por contemplar, além dos dois escopos obrigatórios, oito das quinze categorias do escopo 3 que são aplicáveis ao negócio do Grupo CPFL.

Outras informações de nossa performance em temas ESG também estão disponíveis no formulário do Carbon Disclosure Project (CDP) – Climate Change, que reportamos desde 2010, e o Carbon Disclosure Project (CDP) – Water Security, que reportamos desde 2015.

Ademais, divulgamos a publicação "Nossa jornada contra as Mudanças Climáticas", publicação que aborda, além de tópicos relacionados à integração entre sustentabilidade e a estratégia da empresa em sentido mais amplo, riscos climáticos segundo a metodologia da Força-Tarefa para Divulgações Financeiras Relacionadas às Mudanças Climáticas (TCFD, na sigla em inglês) (divididos entre riscos físicos e de transição), bem como ações e iniciativas de mitigação e adaptação às mudanças climáticas, além do envolvimento em iniciativas.

Já as diretrizes socioambientais estão disponíveis na Política de Sustentabilidade, na Política de Investimento Social, na Política de Relacionamento com Partes Interessadas e no Código de Conduta Ética.

Desde 2018, a Companhia divulga seus informes de governança sobre o Código Brasileiro de Governança Corporativa ("CBGC") de cada ano. Neste documento, a Companhia informa quais os princípios e práticas recomendados pelo CBGC e se a Companhia os adota, fornecendo explicações caso contrário.

Além disso, a Companhia possui uma Política de Gestão Corporativa de Riscos, a qual tem como objetivo descrever e regulamentar o gerenciamento corporativo de riscos, as principais responsabilidades das partes envolvidas e os limites de exposição aos principais riscos.

Por fim, desde 2019, a Companhia divulga as suas Diretrizes de Governança Corporativa, as quais têm a finalidade de esclarecer os mecanismos de interação entre os acionistas, o Conselho de Administração ("CA"), os Comitês e Comissões de Assessoramento ao CA, o Comitê de Auditoria ("CoA"), o Conselho Fiscal e a Diretoria Executiva da CPFL Energia S.A., definindo seus principais papéis, deveres e responsabilidades, pretendendo assegurar o completo alinhamento entre os interesses dos acionistas e a administração da Companhia.

b. a metodologia ou padrão seguidos na elaboração desse relatório ou documento

A publicação foi construída de acordo com a GRI e seguindo o framework da Value Reporting Foundation (Relato Integrado) - segundo a estrutura conceitual prevista na Orientação Técnica CPC nº 09 – Relato Integrado, com asseguração limitada por auditor independente registrado na Comissão de Valores Mobiliários (CVM), diretrizes de reporte internacionalmente reconhecidas. Seguimos também os padrões do Sustainability Accounting Standards

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

Board (SASB). Ainda, incluímos no conteúdo nossos esforços referentes aos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) da Organização das Nações Unidas (ONU), ligados aos princípios do Pacto Global.

A fim de demonstrar integração da nossa estratégia com os ODS, inserimos no Relatório Anual as marcas dos ODS em todos os momentos em que nossas iniciativas contribuem para que um ou mais destes objetivos seja atingido e os correlacionamos no Sumário de conteúdo GRI ao final do documento. Este relatório é também o Relatório Socioambiental requerido pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

Em relação ao Inventário de GEE, são utilizadas as seguintes metodologias: Especificações do Programa Brasileiro GHG Protocol; GHG Protocol Corporate Accounting and Reporting Standard; Norma NBR ISO 14064; e IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.

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

Sim, o Relatório Anual e o Inventário de Gases de Efeito Estufa de 2022 e 2023 foram auditados pelo SGS Group. Ambos os relatórios do período de 2024 serão auditados pela DNV.

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

- Site institucional: https://www.grupocpfl.com.br/
- Site institucional / página sustentabilidade: https://www.grupocpfl.com.br/sustentabilidade-apresentacao
- Site de Relações com Investidores: https://ri.cpfl.com.br/#
- Site Instituto CPFL: https://www.institutocpfl.org.br
- Site do Programa de Integridade: https://www.grupocpfl.com.br/institucional/programa-de-integridade-cpfl
- Link para as últimas edições do Relatório Anual: https://ri.cpfl.com.br/show.aspx?idCanal=F9FITaSfzd4tci7N0SkZrw==&linguagem=pt
- Link para os Inventários de GEE publicados no Registro Público de Emissões: https://registropublicodeemissoes.fgv.br/participantes/1077
- Link direto para a Política de Sustentabilidade: https://ri.cpfl.com.br/Download.aspx?Arquivo=grmBHXBWDD9E9yUnn21j4A==&IdCanal=QaOjWSkrceEfQT28iDpzLQ==&linguagem=pt
- Link direto para Política de Investimento Social: https://ri.cpfl.com.br/Download.aspx?Arquivo=72qqxFphZr68uL0w5/Lexw==&IdCanal=QaOjWSkrceEfQT28iDpzLQ==&linguagem=pt
- Link direto para Política de Relacionamento com Partes Interessadas: https://ri.cpfl.com.br/Download.aspx?Arquivo=2erlZfIR5TU2OIOBj80fpg==&IdCanal=QaOjWSkrceEfQT28iDpzLQ==&linguagem=pt
- Link direto para Código de Conduta Ética: https://www.grupocpfl.com.br/institucional/codigo-de-conduta-etica
- Link direto para a publicação Nossa Jornada contra as Mudanças Climáticas: https://ri.cpfl.com.br/Download.aspx?Arquivo=V+ONAjw9ORUHvcMx9LUoPA==&linguagem=pt
- Link direito para os Informes de Governança da Companhia: https://ri.cpfl.com.br/ListaGroup.aspx?IdCanalPai=QGocNden/vAGfmy0pmRDdg==&IdCanal=Mh0rtYUaGhnFGn4gqq1oOA==&categoria=wxg9nel8yfqCkHgf8pionA==&ano=2023&linguagem=pt
- Link direto para a Política de Gestão Corporativa de Riscos: https://ri.cpfl.com.br/Download.aspx?Arquivo=n1Wt3Hc3Z38gADCMzx9bAw==&IdCanal=QaOjWSkrceEfQT28iDpzLQ==&linguagem=pt

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

- Link direto para as Diretrizes de Governança Corporativa da Companhia: https://ri.cpfl.com.br/show.aspx?idCanal=HEPH9DVGenERudc8qCASYg==&linguagem=pt

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

O Estudo de Materialidade do Grupo CPFL foi atualizado em 2024, considerando os conceitos metodológicos de Dupla Materialidade, por meio de um processo conduzido com empresa especializada independente, que considerou consultas online, submetidas a partes interessadas relevantes mapeadas.

Os públicos tiveram como objetivo priorizar os temas sugeridos de acordo com sua percepção dos impactos no setor e no negócio, bem como os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) mais relevantes para a nossa cadeia de valor. Além dessas consultas, também utilizamos como referências as pesquisas de mercado, a nossa Matriz de Materialidade de 2022 e todo o processo de análise de tendências ESG e benchmarking que subsidiou a construção do Plano ESG 2030.

A conclusão do estudo foi validada pela Administração e resultou em 15 temas materiais prioritários para o Grupo CPFL, que orientam nossa atuação e as tomadas de decisão da liderança de modo mais assertivo, sobretudo no que compete à revisão anual dos compromissos do Plano ESG 2030 e seus indicadores estratégicos e táticos.

NOSSOS TEMAS MATERIAIS EM 2024:

AMBIENTAIS

- Descarbonização e Emissões de Gases de Efeito Estufa
- Impacto das mudanças climáticas nos negócios
- Energia Inteligente e Inovação
- Água e efluentes
- Uso de recursos e economia circular
- Preservação da Biodiversidade

SOCIAIS

- Saúde e segurança como valor
- Relacionamento e desenvolvimento das comunidades
- Promoção da diversidade e inclusão
- Desenvolvimento de Capital Humano

GOVERNANÇA

- Conduta ética e transparência
- Desempenho financeiro e excelência operacional
- Governança corporativa e Gestão de Riscos
- Satisfação do cliente
- Compras sustentáveis

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

O Relatório Anual do Grupo CPFL e nossa Jornada contra das Mudanças Climáticas foram elaborados tendo os ODS como base. Eles estão sinalizados com seus ícones ao longo dos documentos para reforçar a conexão entre as iniciativas e os objetivos de desenvolvimento sustentável. Em nosso Plano ESG 2030, retroalimentado pela Dupla

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

Materialidade, endereça esforços em todos os ODS, inclusive o ODS 18 sobre igualdade étnico-racial, promulgado pela Resolução nº2/2023 do Governo Federal.

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

De forma estruturada, realizamos uma avaliação dos riscos, impactos e oportunidades das mudanças climáticas sobre todos os nossos negócios. Utilizamos como base a metodologia da Força-Tarefa sobre Divulgações Financeiras Relacionadas ao Clima (TCFD, na sigla em inglês), iniciativa da qual nossa Companhia é signatária. Essa análise está presente no Relatório Anual e na publicação "Nossa Jornada contra as Mudanças Climáticas", onde, conforme previamente mencionado, divulgamos os principais riscos climáticos identificados para a Companhia, divididos entre riscos físicos e de transição e seguindo a metodologia da TCFD. Em linha com a mesma metodologia, também são divulgadas as oportunidades aplicáveis à empresa provenientes do processo de descarbonização das economias que é impulsionado como resposta ao problema das mudanças climáticas.

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

O Inventário de Gases de Efeito Estufa do Grupo CPFL Energia considera os escopos 1, 2 e 3 (contemplando oito das quinze categorias aplicáveis ao negócio da CPFL), está disponível em https://registropublicodeemissoes.fgv.br/estatistica/estatistica-participantes/1077 e também é reportado ao CDP – Carbon Disclosure Project.

i. explicação do emissor sobre as seguintes condutas, se for o caso: (i) a não divulgação de informações ASG; (ii) a não adoção de matriz de materialidade; (iii) a não adoção de indicadores-chave de desempenho ASG; (iv) a não realização de auditoria ou revisão sobre as informações ASG divulgadas; (v) a não consideração dos ODS ou a não adoção das recomendações relacionadas a questões climáticas, emanadas pela TCFD ou outras entidades reconhecidas, nas informações ASG divulgadas; e (vi) a não realização de inventários de emissão de gases do efeito estufa.

Não aplicável.

1.10 Informações de sociedade de economia mista

1.10. Indicar, caso o emissor seja sociedade de economia mista:

a. interesse público que justificou sua criação;

Não aplicável, uma vez que a Companhia não é uma empresa de economia mista.

b. atuação do emissor em atendimento às políticas públicas, incluindo metas de universalização, indicando:

i. os programas governamentais executados no exercício social anterior, os definidos para o exercício social em curso, e os previstos para os próximos exercícios sociais, critérios adotados pelo emissor para classificar essa atuação como sendo desenvolvida para atender ao interesse público indicado na letra "a";

Não aplicável, uma vez que a Companhia não é uma empresa de economia mista.

ii. quanto às políticas públicas acima referidas, investimentos realizados, custos incorridos e a origem dos recursos envolvidos – geração própria de caixa, repasse de verba pública e financiamento, incluindo as fontes de captação e condições;

Não aplicável, uma vez que a Companhia não é uma empresa de economia mista.

iii. estimativa dos impactos das políticas públicas acima referidas no desempenho financeiro do emissor ou declaração de que não foi realizada análise do impacto financeiro das políticas públicas acima referidas;

Não aplicável, uma vez que a Companhia não é uma empresa de economia mista.

c. processo de formação de preços e regras aplicáveis à fixação de tarifas;

Não aplicável, uma vez que a Companhia não é uma empresa de economia mista.

1.11 Aquisição ou alienação de ativo relevante

1.11. Indicar a aquisição ou alienação de qualquer ativo relevante que não se enquadre como operação normal nos negócios do emissor:

Não houve nenhuma aquisição não enquadrada na operação normal nos negócios da Companhia no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024.

1.12 Operações societárias/Aumento ou redução de capital

1.12. Indicar operações de fusão, cisão, incorporação, incorporação de ações, aumento ou redução de capital envolvendo o emissor e os documentos em que informações mais detalhadas possam ser encontradas

(Valores em R$ / mil)

Evento	Incorporação da CPFL Cone Sul Comercialização de Energia Ltda. ("CPFL Cone Sul") pela CPFL Transmissão S.A. ("CPFL Transmissão")
Principais Condições do Negócio	Em fato relevante, divulgado em 28 de fevereiro de 2024, a Companhia informou aos seus acionistas e ao mercado em geral que, naquela data, foi aprovada, em Assembleia Geral Extraordinária da CPFL Transmissão e por meio de Alteração do Contrato Social da CPFL Cone Sul, a incorporação, pela CPFL Transmissão, de sua controladora direta, CPFL Cone Sul, que detinha a totalidade das ações de emissão da CPFL Transmissão, na forma do art. 227 da Lei das S.A. e 1.116 do Código Civil ("Incorporação"), de acordo com os termos e condições do "Protocolo e Justificação" de Incorporação da CPFL Cone Sul pela CPFL Transmissão, também celebrado na mesma data. Em razão da Incorporação, (i) a totalidade das ações de emissão da CPFL Transmissão de titularidade da CPFL Cone Sul foram canceladas e novas ações, com os mesmos direitos a elas conferidos, foram atribuídas à sua única sócia, CPFL Comercialização Brasil S.A., ("CPFL Brasil"), em substituição a sua participação no capital social da CPFL Cone Sul, e (ii) a CPFL Cone Sul foi extinta e seu acervo líquido foi absorvido pela CPFL Transmissão, que a sucedeu em todos os bens, direitos, créditos, deveres e obrigações, e (iii) o capital social da CPFL Transmissão foi aumentado em R$ 20.395, passando, portanto, de R$ 981.343 para R$ 1.001.738, representado por 9.791.805 ações, sem valor nominal, sendo 9.677.114 ações ordinárias e 114.691 ações preferenciais, sem direito a voto, todas nominativas.
Sociedades Envolvidas	(i) CPFL Cone Sul (ii) CPFL Transmissão (iii) CPFL Brasil
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário, especialmente, sobre a participação do controlador, de acionistas com mais de 5% do capital social e dos administradores da Companhia	Não houve alteração em nosso quadro societário (CPFL Energia).
Quadro societário antes e depois da operação	Não houve alteração em nosso quadro societário (CPFL Energia).
Mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	Não aplicável, considerando que as companhias envolvidas são integralmente pertencentes ao Grupo CPFL.
Para mais informações	Fato Relevante de 28 de fevereiro de 2024: https://ri.cpfl.com.br/Download.aspx?Arquivo=MvMPqsV/4MuhvWT1ARV1mw==&linguagem=pt

1.12 Operações societárias/Aumento ou redução de capital

(Valores em R$ / mil)

Evento	**Cisão parcial da CPFL Geração, com versão do acervo líquido cindido à CPFL Energia, e consequente aporte deste pela CPFL Energia, em sua controlada CPFL Brasil. Ato subsequente, foi realizado o aporte do referido acervo pela CPFL Brasil em sua controlada CPFL Transmissão**
Principais Condições do Negócio	Em 26 de abril de 2024, a CPFL Geração de Energia S.A. (CPFL Geração) aprovou, em Assembleia Geral e Extraordinária, a cisão parcial de seu acervo líquido, composto pelos seus investimentos nas empresas CPFL Transmissão de Energia Piracicaba Ltda. (CPFL Piracicaba), CPFL Transmissão de Energia Morro Agudo Ltda. (CPFL Morro Agudo), CPFL Transmissão de Energia Maracanaú Ltda. (CPFL Maracanaú), CPFL Transmissão de Energia Sul I Ltda. (CPFL Sul I), CPFL Transmissão de Energia Sul II Ltda (CPFL Sul II) (em conjunto denominadas Transmissoras) e dívidas relacionadas aos respectivos investimentos. O valor do acervo líquido cindido correspondente a R$ 576.025 foi incorporado pela sua controladora CPFL Energia. Na mesma data, em Assembleia Geral e Extraordinária da CPFL Brasil, foi aprovado o aumento de capital da CPFL Brasil no valor de R$ 576.025, oriundo do aporte pela CPFL Energia do acervo líquido incorporado em decorrência da Cisão Parcial da CPFL Geração. Na mesma data e em ato subsequente, foi aprovado em Assembleia Geral Extraordinária da CPFL Transmissão, o seu aumento de capital, mediante o aporte, pela CPFL Brasil, do acervo destacado acima. Esta reestruturação teve o objetivo de centralizar os investimentos nas empresas transmissoras, de modo a apresentar um segmento de transmissão mais bem definido.
Sociedades Envolvidas	(i) CPFL Energia (ii) CPFL Geração (iii) CPFL Piracicaba (iv) CPFL Morro Agudo (v) CPFL Maracanaú (vi) CPFL Sul I (vii) CPFL Sul II (viii) CPFL Brasil (ix) CPFL Transmissão
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário, especialmente, sobre a participação do controlador, de acionistas com mais de 5% do capital social e dos administradores da Companhia	Em decorrência da Reestruturação Societária: 1) O Capital Social da CPFL Geração passou a ser de R$ 972.729, dividido em 225.137.769.366 ações ordinárias, escriturais e sem valor nominal. 2) Com o aporte de capital feito pela CPFL Energia, o Capital Social da CPFL Brasil passou a ser de R$ 2.958.474, dividido em 97.018.623 ações ordinárias, nominativas e sem valor nominal. 3) Com o aporte de capital feito pela CPFL Brasil, o Capital Social da CPFL Transmissão passou a ser de R$ 1.577.763, dividido em 15.241.703 ações ordinárias e 180.641 ações preferenciais, todas nominativas e sem valor nominal. Ainda, a CPFL Transmissão se tornou controladora das seguintes empresas: • CPFL Piracicaba • CPFL Morro Agudo • CPFL Maracanaú • CPFL Sul I

1.12 Operações societárias/Aumento ou redução de capital

Evento	Cisão parcial da CPFL Geração, com versão do acervo líquido cindido à CPFL Energia, e consequente aporte deste pela CPFL Energia, em sua controlada CPFL Brasil. Ato subsequente, foi realizado o aporte do referido acervo pela CPFL Brasil em sua controlada CPFL Transmissão
	• CPFL Sul II
Quadro societário antes e depois da operação	Não houve alteração em nosso quadro societário (CPFL Energia).
Mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	Não aplicável, considerando que as companhias envolvidas são integralmente pertencentes ao Grupo CPFL.
Para mais informações	Ata de Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 26 de abril de 2024: https://ri.cpfl.com.br/Download.aspx?Arquivo=hbpiOHun7FGV/PrGjBPkXg==&IdCanal=r9g6PhusuwIg7PwVoVZhpw==&linguagem=pt

(Valores em R$ / mil)

Evento	Cisão parcial da CPFL Geração referente a parte do seu investimento na CPFL Renováveis, com versão do acervo líquido cindido à CPFL Energia.
Principais Condições do Negócio	Em 29 de abril de 2025, a CPFL Geração aprovou, em Assembleia Geral e Extraordinária, a cisão parcial de seu acervo líquido, composto por 1,8498% do seu investimento na empresa CPFL Renováveis. O valor do acervo líquido cindido correspondente a R$ 91.444 foi incorporado pela CPFL Energia. Com isso, a CPFL Geração deixou de controlar a CPFL Renováveis e, consequentemente, consolidar as suas demonstrações financeiras, passando o controle a ser exercido pela CPFL Energia, assim como a consolidação das demonstrações financeiras. Esta reestruturação teve o objetivo de simplificar a estrutura societária e de controle do Grupo e reduzir os custos associados.
Sociedades Envolvidas	(i) CPFL Energia (ii) CPFL Geração (iii) CPFL Renováveis
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário, especialmente, sobre a participação do controlador, de acionistas com mais de 5% do capital social e dos administradores da Companhia	Em decorrência da Reestruturação Societária: 1) O Capital Social da CPFL Geração passou a ser de R$ 927.006, dividido em 225.137.769.366 ações ordinárias, escriturais e sem valor nominal. 2) A CPFL Renováveis deixou de ser controlada pela CPFL Geração, passando o controle a ser exercido diretamente pela CPFL Energia. 3) A CPFL Renováveis deixou de ter suas demonstrações financeiras consolidadas pela CPFL Geração, sendo estas consolidadas diretamente na CPFL Energia.
Quadro societário antes e depois da operação	Não houve alteração em nosso quadro societário (CPFL Energia).
Mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	Não aplicável, considerando que as companhias envolvidas são integralmente pertencentes ao Grupo CPFL.
Para mais informações	Ata de Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 29 de abril de 2025: https://ri.cpfl.com.br/Download.aspx?Arquivo=44t7WgWVD2M1/hfWKwfl9A==&IdCanal=r9g6PhusuwIg7PwVoVZhpw==&linguagem=pt

1.13 Acordos de acionistas

1.13. Indicar a celebração, extinção ou modificação de acordos de acionistas e os documentos em que informações mais detalhadas possam ser encontradas

Não há qualquer acordo de acionistas vigente arquivado na sede da Companhia, considerando que a State Grid Brazil Power Participações S.A. é a única acionista controladora da Companhia.

1.14 Alterações significativas na condução dos negócios

1.14. Indicar alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor

Não houve alterações significativas na forma de condução dos negócios da Companhia no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024.

1.15 Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas

1.15. Identificar os contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais

Não houve, no último exercício social, contratos relevantes celebrados pela Companhia e suas controladas que não estejam diretamente relacionados com nossas atividades operacionais.

1.16 Outras informações relevantes

1.16. Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

Desde 1995, o governo brasileiro adotou inúmeras medidas para reformar o Setor Elétrico Brasileiro. Estas culminaram, em 15 de março de 2004, na promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico (Lei nº 10.848/2004), que reestruturou o setor de energia elétrica, com o objetivo final de oferecer aos consumidores um abastecimento seguro de energia elétrica a uma tarifa adequada.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico introduziu alterações relevantes nas normas do setor elétrico com a intenção de (i) proporcionar incentivos a empresas privadas e públicas para construção e manutenção da capacidade geradora, e (ii) assegurar o fornecimento de energia elétrica no Brasil, com tarifas adequadas, por meio de processos de leilão competitivos de energia elétrica. Os principais elementos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico incluem:

- Criação de dois "ambientes" para comercialização de energia elétrica, sendo (i) o mercado regulado, mercado mais estável em termos de fornecimento de energia elétrica, o ambiente de contratação regulada; e (ii) um mercado especificamente destinado a consumidores Livres e agentes comercializadores que permita certo grau de competição, denominado ambiente de contratação livre.
- Restrições a determinadas atividades de distribuidoras, de forma a exigir que estas se concentrem em seu negócio essencial de distribuição, para promover serviços mais eficientes e confiáveis a Consumidores Cativos.
- Eliminação do direito à chamada autocontratação, de forma a incentivar as distribuidoras a comprar energia elétrica pelos menores preços disponíveis ao invés de adquirir energia elétrica de partes relacionadas.
- Manutenção de contratos firmados anteriormente à promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, de forma a garantir a segurança jurídica às operações realizadas antes da sua promulgação.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico excluiu a Eletrobrás e suas subsidiárias do Programa Nacional de Desestatização, originalmente criado pelo Governo Federal em 1990 com o objetivo de promover o processo de privatização de empresas estatais.

Regulamentos nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico incluem, entre outras disposições, normas relativas a procedimentos de leilão, a forma de PPAs (Power Purchase Agreements, ou Contratos de Compra de Energia) e o método de repasse de custos aos Consumidores Finais. Nos termos da regulamentação, todas as partes que compram energia elétrica devem contratar a totalidade de sua demanda de energia elétrica. As partes que venderem energia elétrica devem apresentar o correspondente lastro físico, por exemplo, a quantidade de energia vendida na CCEE deve ser previamente comprada no âmbito de PPAs e/ou gerada por usinas do próprio vendedor. Os agentes que descumprirem tais exigências ficarão sujeitos às penalidades impostas pela ANEEL e CCEE.

A partir de 2005, todo agente gerador, distribuidor e transmissor de energia, Produtores Independentes de Energia ou Consumidores Livres e Especiais passaram a notificar ao MME, até 1º de agosto de cada ano, sua previsão de mercado ou carga, conforme o caso, para cada um dos cinco anos subsequentes. Também, cada agente de distribuição passou a notificar o MME em até sessenta dias antes de cada leilão de energia, sobre a quantidade de energia que pretende contratar nos leilões. Baseado nessa informação, o MME passou a estabelecer a quantidade total de energia a ser contratada no ambiente de contratação regulado e a lista dos projetos de geração que poderão participar dos leilões.

Em 4 de abril de 2019, o MME emitiu a Portaria nº 187/2019, que estabeleceu um grupo de trabalho destinado a desenvolver melhorias legais e regulatórias no setor elétrico para os (i) ambiente de mercado e mecanismos de viabilização da expansão do Sistema Elétrico; (ii) mecanismos de formação de preços; (iii) racionalização de encargos e subsídios; (iv) Mecanismo de Realocação de Energia - MRE; (v) alocação de custos e riscos; (vi) inserção das novas tecnologias; e (vii) sustentabilidade dos serviços de distribuição. O relatório do grupo de trabalho descreveu uma série de ações para o endereçamento do desenvolvimento de estudos detalhados a fim de permitir a modernização do setor elétrico.

1.16 Outras informações relevantes

Em síntese, as discussões dos grupos de trabalho foram voltadas para elaboração de propostas capazes de instrumentalizar os conceitos em medidas efetivas de modernização e racionalização econômica do setor elétrico, e que pudessem permitir um primeiro aprimoramento do marco regulatório e comercial com base nas decisões que orientam a reforma com elementos de coesão, aumento da flexibilidade de aspectos do modelo do setor elétrico, alocação adequada de custos entre os agentes, e medidas de sustentabilidade. Isso porque o setor elétrico está passando por um período de transição energética, a qual necessita de atualização do arcabouço regulatório com o compromisso de manter a confiabilidade do sistema elétrico ao acomodar o conjunto de transformações que estão sendo implementadas.

Ambientes para Comercialização de Energia Elétrica

Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as operações de compra e venda de energia elétrica são realizadas em dois diferentes segmentos de mercado: (i) o ambiente de contratação regulada, que prevê a compra pelas distribuidoras, por meio de leilões, de toda a energia elétrica que for necessária para fornecimento a seus consumidores e, (ii) o ambiente de contratação livre, que compreende a compra de energia elétrica por agentes não regulados (como Consumidores Livres e comercializadores de energia elétrica).

Distribuidoras de energia elétrica cumprem suas obrigações de atender à totalidade de seu mercado principalmente por meio de leilões públicos. As distribuidoras também compõem seu portfólio com energia elétrica proveniente de: (i) de geração oriunda de empreendimentos concessionários, permissionários, autorizados e aqueles de que trata o art. 8º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, conectadas no sistema da distribuidora compradora, com exceção de geradoras hidrelétricas com capacidade superior a 30 MW e certas geradoras termelétricas e geradoras afiliadas, nos termos definidos em regulamento, as condições técnicas, as formas de contratação e os limites de repasse às tarifas; (ii) de projetos de geração de energia elétrica participantes da primeira etapa do Programa PROINFA, programa destinado a diversificar as fontes de energia do Brasil; (iii) da Usina de Itaipu; (iv) de leilões administrados pelas distribuidoras, as chamadas públicas, se o mercado que elas fornecem não for superior a 500 GWh/ano; (v) de usinas hidrelétricas cujas concessões foram renovadas pelo governo nos termos da Lei nº 12.783/13 (as chamadas "cotas de garantia física" rateadas entre as companhias de distribuição pelo governo brasileiro, com montantes e preços determinados pelo MME/ANEEL) e (vi) de Angra 1 e 2, a partir de 1º de janeiro de 2013. A energia elétrica gerada por Itaipu é comercializada pela ENBPar às concessionárias de distribuição que operam nos submercados Sul e Sudeste/Centro Oeste do Sistema Interligado Nacional, embora nenhum contrato específico tenha sido firmado por essas concessionárias – a contratação desta energia é compulsória, com cotas para cada distribuidoras determinadas pela ANEEL. O preço pelo qual a energia elétrica gerada em Itaipu é comercializada é denominado em dólar norte-americano e estabelecido de acordo com tratado celebrado entre o Brasil e Paraguai. Em consequência, o preço da energia elétrica de Itaipu aumenta ou diminui de acordo com a variação da taxa de câmbio entre o real e o dólar norte-americano. As alterações no preço de venda da energia elétrica gerada em Itaipu estão sujeitas, no entanto, ao mecanismo de recuperação dos custos da Parcela A, exposto abaixo em "Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica". Além disso, os distribuidores de energia elétrica também podem vender, voluntariamente e sujeitos aos riscos de repasse da regra de apuração determinada pelos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), eventual energia excedente a Consumidores Livres e Especiais, geradores e autogeradores por meio do Mecanismo de Venda de Excedentes, estabelecido pela primeira vez através da Resolução Normativa nº 824/2018 da ANEEL (hoje Resolução Normativa nº 1.009/2022).

Ambiente de Contratação Regulada - ACR

No ambiente de contratação regulada, as distribuidoras compram suas necessidades projetadas de energia elétrica para distribuição a seus Consumidores Cativos por meio de leilões públicos e regulados de energia. Os leilões são coordenados pela ANEEL, seguindo as diretrizes do MME, e realizados por intermédio da CCEE.

As compras de energia elétrica são realizadas por meio de dois tipos de Contratos de Compra de Energia do Ambiente Regulado – CCEARs: (i) Contratos por Quantidade; e (ii) Contratos por Disponibilidade. Nos termos dos Contratos por Quantidade, a unidade geradora compromete-se a fornecer certa quantidade de energia elétrica por determinado período e assume o risco de o fornecimento de energia elétrica ser, porventura, prejudicado por condições hidrológicas e baixo nível dos reservatórios, entre outras condições, que poderiam interromper o fornecimento de energia elétrica, caso em que a unidade geradora é obrigada a comprar a energia elétrica de outra fonte para atender seus compromissos de fornecimento. Nos termos dos Contratos por Disponibilidade, a unidade geradora compromete-se a disponibilizar certa capacidade ao ambiente de contratação regulada por determinado

1.16 Outras informações relevantes

prazo. Neste caso, a receita da unidade geradora está garantida e as distribuidoras em conjunto enfrentam o risco hidrológico.

De acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, observados os limites regulamentares (conforme abaixo explicado) as distribuidoras de energia elétrica têm o direito de repassar via tarifa a seus respectivos consumidores o custo relacionado à energia elétrica por elas adquirida por meio de leilões regulados, bem como quaisquer impostos e encargos do setor referentes à energia comprada.

Com relação à outorga de novas concessões, os regulamentos exigem que as licitações para novas Usinas Hidrelétricas incluam, entre outras coisas, a porcentagem mínima de energia elétrica a ser fornecida ao ambiente de contratação regulada.

Ambiente de Contratação Livre - ACL

O ambiente de contratação livre engloba as operações entre concessionárias geradoras, produtores independentes de energia elétrica, autoprodutores, comercializadores de energia elétrica, importadores de energia elétrica, Consumidores Livres e Consumidores Especiais. O ambiente de contratação livre também pode incluir contratos bilaterais existentes entre geradoras e distribuidoras até a respectiva expiração. Quando de sua expiração, tais contratos deverão ser celebrados nos termos das diretrizes da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. No entanto, geradoras normalmente vendem sua geração simultaneamente, dividindo o total de energia entre o Mercado Regulado e Livre. É possível vender energia separadamente em um ou mais mercados.

Os Consumidores Livres estão divididos em dois tipos: Consumidores Livres Convencionais e Consumidores Livres Especiais:

- Consumidores Livres Convencionais eram clientes do Grupo A cuja demanda de energia contratada era de pelo menos 3 MW. Desde 2019 este limite vem sendo reduzido conforme instaurado pelas Portarias MME nº 514/2018, nº 465/2019 e nº 050/2022. Os novos limites definidos pelo MME, segundo as portarias, reduziram gradativamente com carga igual ou superior a 1,5MW em 1º de janeiro de 2021, 1MW em 1º de janeiro de 2022, 0,5MW em 1º de janeiro de 2023, e carga individual inferior a 500kW em 1º de janeiro de 2024. Esses consumidores podem optar por adquirir toda ou parte de sua energia de fontes convencionais e incentivadas, de outro agente fornecedor, nos termos da legislação vigente. Referimo-nos aos consumidores que exercem essa opção como "Consumidores Livres Convencionais".
- Consumidores Livres Especiais são consumidores individuais ou grupos de consumidores cuja demanda de energia contratada, individual ou somadas, varia entre 500 kW e 1 MW. Os consumidores Livres Especiais somente podem adquirir energia de fontes incentivadas: (i) Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) com capacidade superior a 5.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinado a produção independente ou autoprodução, mantidas as características de PCH; (ii) geradores de hidrelétricas com capacidade superior a 5.000 kW e igual ou inferior a 50.000 kW, destinado à produção independente ou autoprodução, independentemente de ter ou não característica de pequena central hidrelétrica; (iii) empreendimentos com capacidade limitada a 5.000 kW; e (iv) geradores de energia alternativa (empreendimentos solares, eólicos ou a biomassa) cuja capacidade gerada não exceda 50.000 kW.

Também nos referimos aos consumidores que satisfazem os respectivos requisitos de demanda, mas que não tenham exercido a opção de migrar ao Mercado Livre como "Consumidores Livres Convencionais Potenciais" ou "Consumidores Livres Especiais Potenciais", conforme o caso, e, de modo geral, como "Consumidores Livres Potenciais".

Desenvolvimentos Recentes no Mercado Livre

Em 28 de dezembro de 2018, o MME emitiu a Portaria nº 514/2018, que reduziu os requisitos de carga para ser um Consumidor Livre de energia convencional, reduzindo limites de demanda mínima contratada de energia de 3,0 MW para 2,5 MW com vigência a partir de 1º de julho de 2019, e de 2,5 MW a 2,0 MW com vigência a partir de 1º de janeiro de 2020. Posteriormente, o MME emitiu a Portaria nº 465/2019, que também atualizou os requisitos para Consumidor Livre de energia convencional, reduzindo novamente a demanda mínima contratada de energia para 1,5 MW a partir de 1 de janeiro de 2021, 1 MW a partir de 1 de janeiro de 2022 e 0,5 MW a partir de 1 de janeiro de 2023. Essa ação não aumentou o número de consumidores elegíveis para o Mercado Livre porque consumidores com 0,5 MW de carga já podem migrar, mas com a limitação de compra de energia apenas de fontes

1.16 Outras informações relevantes

incentivadas, assim, a redução gradual dos limites de carga flexibilizou a regra, permitindo que os consumidores adquiram energia de fontes convencionais também. Ainda na Portaria nº 465/2019, o MME estabeleceu que até 31 de janeiro de 2022, a ANEEL e a CCEE deveriam apresentar um estudo sobre as medidas regulatórias necessárias para permitir a abertura do mercado livre para consumidores com cargas abaixo de 0,5 MW. Em atendimento à Portaria, a Aneel apresentou uma proposta de abertura do mercado livre no Brasil, por meio da nota técnica nº 10/2022, sendo estabelecido que antes de indicar um cronograma para a abertura do mercado livre, há necessidade de aprimoramentos regulatórios no país, dessa forma, foram identificados 14 itens para regulamentação ou aprimoramento. Em continuidade, por meio da publicação da Lei nº 14.120/21 e da Portaria Normativa nº 50/GM/MME/2022, foram flexibilizados os requisitos de migração para o ambiente de contratação livre (ACL) aos consumidores do Grupo A com carga individual inferior a 0,5 MW, a partir de 1º de janeiro de 2024, tornando necessário os ajustes e adequações no modelo setorial a fim de promover uma abertura de mercado sustentável para todos os agentes do setor, em especial, aos consumidores finais de energia. Também, a Portaria nº 050/2022 decretou que os consumidores classificados como Grupo A, nos termos da regulamentação vigente, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN), entretanto consumidores com carga individual inferior a 0,5 MW, devem ser representados por agente varejista perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

Leilões no Ambiente de Contratação Regulada

De acordo com o Decreto nº 9.143/2017, os leilões de energia para novos projetos de geração são realizados como leilões "n", onde "n" significa o número de anos antes da data de entrega inicial e atualmente varia de três a sete (denominados leilões "A-3", "A-4", "A-5", "A-6" e "A-7"). Os leilões de energia destinado à contratação de energia proveniente de projetos de geração já existentes ocorrem (i) de um a cinco anos antes da data de entrega inicial (denominados leilões "A-1", "A-2", "A-3", "A-4" e "A-5") ou (ii) quatro meses antes da data de entrega (referidos como "leilões de ajustes de mercado").

Editais de leilões regulados são preparados pela ANEEL em conformidade com as diretrizes estabelecidas pelo MME, que incluem a exigência de usar o menor preço de energia ofertado como critério para determinar os vencedores dos leilões.

Cada empresa de geração vencedora de um leilão assina um contrato de compra e venda de eletricidade com cada empresa de distribuição participante do certame, o chamado CCEAR, proporcionalmente à respectiva necessidade de energia elétrica declarada por cada distribuidora, aos preços resultantes do leilão. Para os leilões de ajuste de mercado, cujos contratos são limitados a um prazo de dois anos, a quantidade total de energia contratada não pode exceder 5,0% da quantidade total de energia contratada por cada distribuidor. O CCEAR contém termos e condições padrão e não negociáveis que são estabelecidos pela ANEEL. Uma parcela significativa de nossos CCEARs prevê que o preço será reajustado anualmente de acordo com o IPCA. No entanto, alguns dos nossos CCEARs estabelecem outros índices para ajustar os preços, tais como preços de combustíveis. Os distribuidores concedem garantias financeiras (principalmente recebíveis do serviço de distribuição) a geradoras, a fim de garantir suas obrigações de pagamento sob o CCEAR.

Em relação aos CCEARs decorrentes de leilões de energia para contratação de empreendimentos de geração existentes, existem três possibilidades de redução permanente das quantidades contratadas, quais sejam (i) redução pela saída de Consumidores Livres Potenciais do ambiente de contratação regulada; (ii) redução, a critério da distribuidora, de até 4,0% ao ano no montante inicial contratado a partir da geração de energia existente, excluindo o primeiro ano de fornecimento, para adaptar-se aos desvios do mercado face às projeções de demanda, a partir do segundo ano subsequente ao da declaração que deu origem à respectiva compra; e (iii) adaptação aos montantes de energia estipulados nos contratos de aquisição de energia firmados anteriormente a 17 de março de 2004. É possível também reduzir montantes de CCEARs de Energia Nova através dos Mecanismos de Compensação Sobras e Déficits de Energia Nova (MCSDEN), bem como solicitar também montantes adicionais de energia; a partir de declarações de sobras e déficits das distribuidoras, o mecanismo promove a compensação entre as empresas, na proporção das declarações. Além disso, a Resolução Normativa ANEEL nº 824/2018 (hoje consolidada na Resolução Normativa ANEEL nº 1009/2022) instituiu o Mecanismo de Venda de Excedentes, que permite que os distribuidores de energia vendam voluntariamente energia excedente a Consumidores Livres e Especiais, geradores e autogeradores periodicamente.

Desde 2005, a CCEE realizou com sucesso 37 leilões para novos projetos de geração, 34 leilões especificamente para energia proveniente de geração existente e 3 leilões para projetos de geração de fontes alternativas. De

1.16 Outras informações relevantes

acordo com o Decreto nº 9.143/2017, o MME deve publicar um cronograma anual estimado de leilões regulados até 30 de março de cada ano. Como regra geral, os contratos celebrados em um leilão têm os seguintes termos: (i) de 15 a 35 anos do início do fornecimento nos casos de novos projetos de geração; (ii) de um a 15 anos a partir do ano seguinte ao leilão nos casos de instalações de geração de energia existente; (iii) de 10 a 35 anos do início do fornecimento nos casos de projetos de geração de energia alternativa; e (iv) no máximo 35 anos para energia de reserva.

Após a conclusão do leilão, vendedores vencedores e distribuidoras compradoras firmam os CCEARs, nos quais as partes estabelecem o preço e a quantidade de energia contratados conforme resultados do leilão. Grande parte de nossos CCEARs estabelece que o preço seja corrigido anualmente pela variação do IPCA. Contudo, fazemos uso de outros indicadores para correção do preço dos nossos CCEARs, tais como o preço dos combustíveis. As distribuidoras oferecem garantias financeiras para as geradoras (principalmente valores a receber do serviço de distribuição) a fim de garantir suas obrigações de pagamento nos termos do CCEAR.

O Valor Anual de Referência

O regulamento também estabelece um mecanismo, o Valor Anual de Referência, que limita os valores dos custos que podem ser repassados aos Consumidores Finais. O Valor Anual de Referência corresponde à média ponderada dos preços da energia elétrica nos leilões de energia nova "A-6", "A-5", "A-4" e "A-3", calculados para todas as empresas de distribuição. Os valores dos leilões para projetos de geração de energia alternativa e para projetos indicados como prioritários pelo CNPE não são considerados no cálculo do Valor Anual de Referência.

O Valor Anual de Referência cria um incentivo para que as empresas de distribuição contratem suas demandas esperadas de eletricidade ao menor preço nos leilões "A-6", "A-5", "A-4" e "A-3". O regulamento estabelece as seguintes limitações à capacidade das empresas de distribuição de repassar custos aos consumidores: (i) nenhum repasse de custos para compras de eletricidade que excedam 105% do requisito de energia real (ressalvados os casos em que há sobras involuntárias); e (ii) repasse limitado de custos com compras de energia elétrica nos leilões "A-3" e "A-4", caso o volume da energia adquirida exceda 2,0% da carga verificada no ano "A-5". De acordo com o Decreto nº 9.143/2017, os custos de energia nova e energia existente são repassados integralmente aos consumidores, desde que cumpridas as determinações regulatórias. O MME estabelece o preço máximo de aquisição para a eletricidade gerada por projetos existentes que esteja incluída nos leilões de venda de energia aos distribuidores; e, se os distribuidores não cumprirem a obrigação de contratar integralmente sua carga, o repasse dos custos da energia adquirida no mercado de curto prazo será o menor entre o PLD e o Valor Anual de Referência.

O PLD é utilizado para avaliar a energia negociada no mercado de curto prazo. Ele é calculado para cada submercado e diariamente para cada hora do dia seguinte, com base no Custo Marginal de Operação (CMO), considerando a aplicação dos limites máximos (horário e estrutural) e mínimo vigentes para cada período de apuração. Para 2024, foi estabelecido o PLD mínimo de R$ 61,07/ MWh, PLD máximo estrutural em R$ 716,80/MWh, e PLD máximo horário em R$ 1.470,57/MWh, conforme Resolução Homologatória 3.304/2023.

Convenção de Comercialização de Energia Elétrica

As Resoluções da ANEEL nº 109 de 2004, e n° 210 de 2006, conduziram à criação da Convenção de Comercialização de Energia Elétrica. Tal Convenção regula a organização e administração da CCEE, assim como as condições para a comercialização de energia elétrica. Também define, entre outros: (i) os direitos e obrigações dos participantes da CCEE; (ii) as penalidades a serem impostas a participantes inadimplentes; (iii) a estrutura para a resolução de controvérsias; (iv) as regras de comercialização tanto no ambiente de contratação regulada como no ambiente de contratação livre; e (v) a contabilização e processo de compensação para operações de curto prazo.

A Resolução nº 1.087 de 2024 promoveu atualizações na Convenção de Comercialização de energia elétrica, especialmente no que diz respeito à governança da Câmara. As definições citadas acima foram mantidas, e foi acrescido o processo relativo à Reserva de Capacidade.

Restrição de Atividades das Distribuidoras

As distribuidoras integrantes do Sistema Interligado Nacional não poderão (i) conduzir negócios relacionados à geração ou transmissão de energia elétrica; (ii) vender energia elétrica aos Consumidores Livres, com exceção dos situados em sua área de concessão e sob as mesmas condições e tarifas que se aplicam a Consumidores Cativos; (iii) deter, direta ou indiretamente, qualquer participação em qualquer outra empresa, sociedade anônima ou

1.16 Outras informações relevantes

limitada; ou (iv) conduzir negócios que não tenham relação com suas respectivas concessões, com exceção das permitidas por lei ou no contrato de concessão pertinente. As geradoras não podem deter o controle ou participações societárias significativas nas distribuidoras.

Nos termos do Decreto nº 9.143/2017, as distribuidoras de energia elétrica foram autorizadas a negociar excedentes de energia com Consumidores Livres e outros agentes do Mercado Livre (geradoras, comercializadoras e autoprodutoras). Essa faculdade foi regulamentada através da instituição do Mecanismo de Venda de Excedentes, que foi introduzido pela Resolução Normativa nº 824/2018 da ANEEL, sendo revogada pela Resolução Normativa nº 904/2020, e atualmente regulamentada pela Resolução Normativa nº 1.009/2022, com vigência desde 22 de março de 2022, a qual estabelece as regras atinentes à contratação de energia pelos agentes nos ambientes de contratação regulado e livre.

Eliminação do Direito à Autocontratação

Tendo em vista que a compra de energia elétrica para distribuição a Consumidores Cativos é atualmente efetuada no ambiente de contratação regulada, a chamada autocontratação (autorização para as distribuidoras atenderem a até 30,0% de suas necessidades de energia elétrica contratando energia elétrica proveniente de autoprodução ou adquirida de partes relacionadas) não é mais permitida, exceto no contexto de contratos devidamente aprovados pela ANEEL anteriormente à promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico.

Questionamentos sobre a constitucionalidade da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

Partidos políticos estão atualmente contestando a constitucionalidade da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico perante o Supremo Tribunal Federal (STF). Em outubro de 2007, o STF emitiu uma sentença relativa a agravos que foram solicitados no âmbito da ação, negando referidos agravos por maioria de votos. Até o momento, não existe ainda uma decisão final sobre este mérito e não sabemos quando será proferida. Neste ínterim, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico continua em vigor. Independentemente da decisão final do Supremo Tribunal Federal, esperamos que as disposições relacionadas à proibição das distribuidoras que se dediquem a atividades não relacionadas à distribuição de energia elétrica, incluindo vendas de energia elétrica para Consumidores Livres, e a eliminação do direito à autocontratação, continuem em vigor.

Se o STF considerar toda ou parte relevante da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico como inconstitucional, o esquema regulatório introduzido pela Lei não terá efeitos, o que gerará incerteza quanto à forma como e quando o governo brasileiro conseguirá reformar o setor de energia elétrica.

Limitações à Concentração no Mercado de Energia Elétrica

A ANEEL havia estabelecido limites à concentração de determinados serviços e atividades dentro do setor elétrico, os quais foram eliminados através da Resolução nº 378 de 10 de novembro de 2009.

Nos termos da Resolução nº 378, a ANEEL atualmente apresenta potenciais violações na livre concorrência no setor de energia elétrica para análise pela SDE, que é de responsabilidade do CADE desde a entrada em vigor da Lei nº 12.529/2011. A ANEEL também tem o poder de monitorar a atividade sobre livre concorrência potencial, sejam ao seu próprio critério ou mediante solicitação do CADE, identificando: (i) o mercado relevante; (ii) a influência de partes envolvidas na troca de energia nos submercados em que elas operam; (iii) o exercício real do poder de mercado em relação aos preços do mercado; (iv) a participação das partes no mercado de geração de energia; (v) a transmissão, distribuição e comercialização de energia em todos os submercados; e (vi) os ganhos de eficiência dos agentes de distribuição durante os processos de revisão de tarifária.

Em termos práticos, o papel da ANEEL limita-se a fornecer ao CADE informações técnicas para apoiar pareceres técnicos do CADE. O CADE, por sua vez, adere aos comentários e decisões da ANEEL, e só pode desconsiderá-los se demonstrar suas razões para fazê-lo. Antes da vigência da Lei nº 12.529/2011, certas responsabilidades do CADE foram desempenhadas pela SDE e pareceres técnicos relativos a questões de concorrência foram emitidos pela SDE em primeira instância e decididos pelo CADE em segunda instância.

Incentivos Governamentais ao Setor Elétrico

Em 2000, um decreto federal criou o Programa Prioritário de Termeletricidade, ou PPT, com a finalidade de diversificar a matriz energética brasileira e diminuir sua forte dependência das usinas hidrelétricas. Os incentivos conferidos às usinas termelétricas nos termos do PPT incluem (i) fornecimento garantido de gás durante 20 anos,

1.16 Outras informações relevantes

de acordo com regulamentação do MME; (ii) garantia do repasse dos custos referentes à aquisição da energia elétrica produzida por usinas termelétricas até o limite do valor normativo de acordo com a regulamentação da ANEEL; e (iii) acesso garantido ao programa de financiamento especial do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, ou BNDES para o setor elétrico.

Em 2002, o governo brasileiro estabeleceu o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, ou Programa PROINFA. Nos termos do Programa PROINFA, a Eletrobrás oferece garantias de compra de até 20 anos para a energia gerada por fontes alternativas, sendo a energia adquirida por empresas de distribuição para entrega aos Consumidores Finais. O custo de aquisição dessa energia alternativa é arcado pelos Consumidores Finais em base mensal (exceto por Consumidores Finais de baixa renda, que são isentos desses pagamentos), com base em planos estimados de compras anuais, preparados pela Eletrobrás e aprovados pela ANEEL. Em sua fase inicial, o PROINFA estava limitado a uma capacidade contratada total de 3.299 MW. O objetivo dessa iniciativa era atingir uma capacidade contratada de até 10% do consumo anual total de energia elétrica do Brasil em 20 anos, a partir de 2002.

Visando criar incentivos para geradores de energia alternativa, o governo brasileiro estabeleceu que uma redução não inferior a 50% se aplica aos valores da TUSD devida por (i) Pequenas Centrais Hidrelétricas com capacidade entre 3.000 kW e 30.000 kW; (ii) Usinas Hidrelétricas com capacidade de até 3.000 kW; e (iii) geradores de energia alternativa (empreendimentos solares, eólicos ou a biomassa) com capacidade de até 30.000 kW. A redução é aplicável à TUSD devida pela entidade de geração e por seu consumidor. O valor da redução da TUSD é revisto e aprovado pela ANEEL e reembolsado mensalmente através da Conta CDE por meio de depósitos realizados pela Eletrobrás.

Encargos Tarifários

Encargo de Energia de Reserva – EER

O Encargo de Energia de Reserva, EER, é um encargo regulatório cobrada mensalmente, criado para arrecadar fundos para energia de reserva contratada pela CCEE. Essas reservas de energia são utilizadas para aumentar a segurança do suprimento de energia no Sistema Interligado Nacional. O EER é arrecadado mensalmente dos Consumidores Finais do Sistema Interligado Nacional registrado junto à CCEE.

Fundo RGR (Reserva Global de Reversão) e UBP (Uso do Bem Público)

Em certas circunstâncias, empresas de energia elétrica são indenizadas com relação a certos ativos usados em função de uma concessão, em caso de revogação ou encampação da concessão. Em 1957, o governo brasileiro criou um fundo de reserva destinado a prover fundos para tal indenização, conhecido como Fundo RGR. As empresas que operam em regimes de serviço público são obrigadas a efetuar a título de contribuição mensal ao Fundo RGR, a uma alíquota anual igual a 2,5% dos investimentos em ativos fixos da empresa relacionados ao serviço público, sem exceder, contudo, 3,0% das receitas operacionais totais em qualquer exercício. A Lei nº 12.431 de 2011 estendeu a vigência desta taxa até 2035. Entretanto, a Lei nº 12.783/13 estabeleceu que, a partir de 1º de janeiro de 2013, esse encargo não mais incide sobre as companhias de distribuição, geração ou transmissão cujas concessões foram estendidas nos termos da referida lei, ou as novas concessionárias de geração e transmissão.

Os Produtores Independentes de Energia Elétrica que utilizam fontes hidrelétricas devem também pagar uma taxa similar cobrada de empresas de serviço público com relação ao Fundo RGR. Os Produtores Independentes de Energia Elétrica são obrigados a efetuar pagamentos ao Fundo de Uso de Bem Público, ou UBP, de acordo com as regras estabelecidas no processo licitatório referente à concessão correspondente. A Eletrobrás recebeu pagamentos referentes ao Fundo UBP até 31 de dezembro de 2002. Todos os encargos relativos ao Fundo UBP desde 31 de dezembro de 2002 foram pagos diretamente ao governo brasileiro.

Conta de Desenvolvimento Energético - CDE

A CDE foi estabelecida pela Lei nº 10.438/2002, sendo seu valor calculado anualmente pela CCEE e aprovado pela ANEEL. Em 2002, o governo brasileiro instituiu a CDE, que é suprida por meio de pagamentos anuais efetuados por concessionárias a título de uso do bem público, multas e sanções impostas pela ANEEL e as taxas anuais pagas por agentes que fornecem energia elétrica a Consumidores Finais, por meio de encargo a ser acrescido às tarifas relativas ao uso dos sistemas de transmissão e distribuição. Essas taxas são ajustadas anualmente. A CDE foi

1.16 Outras informações relevantes

originalmente criada para dar suporte: (i) ao desenvolvimento da produção de energia elétrica por todo o país; (ii) à produção de energia elétrica por meio de fontes alternativas de energia; e (iii) à universalização do serviço público de energia elétrica em todo o Brasil. Além disso, a CDE subsidia as operações de companhias de geração de energia termelétrica para a compra de combustível em áreas isoladas não conectadas ao Sistema Interligado Nacional, cujos custos eram arcados pela Conta de Consumo de Combustível, ou CCC, antes da promulgação da Lei n.º 12.783/13. Desde 23 de janeiro de 2013 (Decreto nº 7.891/13), a CDE subsidia o desconto de certas categorias de consumidores, tais como Consumidores Especiais, consumidores rurais, concessionárias de distribuição e permissionárias, entre outros. Pelo Decreto nº. 7.945 de 7 de março de 2013, o governo brasileiro decidiu usar a CDE para subsidiar: (i) a parte dos custos de energia de geração térmica adquiridas pelas distribuidoras em 2013; (ii) riscos hidrológicos das concessões de geração renovadas pela Lei 12.783/13; (iii) subcontratação de energia involuntária em função de alguns geradores não renovarem seus contratos e a energia produzida destas concessões não ser realocada entre os distribuidores; (iv) parte do ESS e da CVA, de forma que o impacto destes reajustes tarifários em conexão com estes dois componentes foi limitado a 3% de reajuste de 8 de março de 2013 a 7 de março de 2014. Desde 2018, os consumidores rurais e as empresas públicas de água, esgoto e saneamento tiveram suas isenções tarifárias reduzidas gradativamente até sua extinção, que ocorreu em 2023. A CDE está em vigor por 22 anos, desde 2002. É regulamentada pela ANEEL e administrada pela Eletrobrás.

Encargo do Serviço do Sistema – ESS

A Resolução nº 173 de 28 de novembro de 2005 estabeleceu o ESS, que, desde janeiro de 2006, tem sido incluído nas correções de preço e taxas para concessionárias de distribuição que fazem parte do Sistema Interligado Nacional. Este encargo é baseado nas estimativas anuais feitas pelo ONS em 31 de outubro de cada ano.

Em 2013, devido às condições hidrológicas adversas, o ONS despachou um número de Usinas Termelétricas, levando a um aumento dos custos. Estes despachos causaram um aumento significativo no Encargo do Serviço do Sistema Relacionados à Segurança Energética, ou ESS-SE. Uma vez que o encargo ESS-SE se aplica apenas a distribuidoras (embora possa posteriormente ser transferido aos consumidores) e para Consumidores Livres, o CNPE decidiu, através da Resolução nº 03/2013, repartir os custos, ampliando o encargo ESS-SE a todos os participantes do setor de energia elétrica. Essa decisão aumentou a base de custo de nossas subsidiárias em negócios exceto as distribuidoras (por não poderem transferir o custo para os consumidores), principalmente nosso segmento de geração. No entanto, alguns participantes da indústria, incluindo nossas subsidiárias de geração, estão contestando a validade da Resolução nº 03/2013 e obtiveram uma liminar judicial, que foi confirmada pelo Supremo Tribunal Federal, ("STF"), isentando-os do ESS-SE.

Taxa pelo Uso de Recursos Hídricos – CFURH

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico exige que os detentores de uma concessão e autorização de uso de recursos hídricos paguem uma taxa de 7% do valor da energia que geram pela utilização de tais instalações. Esse encargo deve ser pago ao distrito federal, estados e municípios nos quais a usina ou seu reservatório esteja localizado.

Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE

A TFSEE é uma taxa anual devida pelos detentores de concessões, permissões ou autorizações na proporção de seu porte e atividades.

Taxa do ONS

A Taxa do ONS, devida mensalmente pelas concessionárias de distribuição, é utilizada para financiar o orçamento do ONS em sua função de coordenação e controle de produção e transmissão de energia no Sistema Interligado Nacional.

Inadimplemento no Pagamento de Encargos Regulatórios

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabeleceu que a falta de pagamento das contribuições ao agente regulatório, ou a não realização de outros pagamentos, tais como os devidos em função da compra de energia elétrica no ambiente de contratação regulada ou de Itaipu, impedirá a parte inadimplente de proceder com reajustes ou revisões de sua tarifa (exceto por revisões extraordinárias) e que receba recursos oriundos do Fundo RGR e da CDE.

1.16 Outras informações relevantes

Mecanismo de Realocação de Energia

Proteção contra certos riscos hidrológicos para geradores hidrelétricos com despacho centralizado é proporcionada pelo MRE, que procura mitigar os riscos inerentes à geração de energia hidráulica determinando que geradores hidrelétricos compartilhem os riscos hidrológicos do Sistema Interligado Nacional. De acordo com a legislação brasileira, a cada usina hidrelétrica é atribuída uma Energia Assegurada, determinada em cada contrato de concessão pertinente, independentemente da quantidade de energia elétrica gerada pela usina. O MRE transfere a energia excedente daqueles que geraram além de sua Energia Assegurada para aqueles que geraram abaixo. O despacho efetivo de geração é determinado pelo ONS tendo em vista a demanda de energia em âmbito nacional e as condições hidrológicas. A quantidade de energia efetivamente gerada pelas usinas, seja ela acima ou abaixo da Energia Assegurada, é precificada por uma tarifa denominada Tarifa de Energia de Otimização ("TEO"), que cobre os custos de operação e manutenção da usina. Esta receita ou despesa adicional deve ser contabilizada mensalmente para cada gerador.

Fator de Escalonamento de Geração

O Fator de Escalonamento de Geração, ou GSF, é um índice que compara a soma do volume de energia gerada pelas empresas hidrelétricas participantes do MRE e o volume de Energia Assegurada que elas estão obrigadas a entregar por contrato. Se o índice GSF for inferior a 1,0, ou seja, caso esteja sendo gerada menos energia do que a Energia Assegurada total, as empresas hidrelétricas devem comprar energia no mercado spot para cobrir a carência de energia e cumprir os volumes de Energia Assegurada, nos termos do MRE. De 2005 a 2012, o GSF permaneceu acima de 1,0. O GSF começou a decrescer em 2013, piorando em 2014, quando permaneceu abaixo de 1,0 por todo o ano. Em 2015, o GSF variou entre 0,783 e 0,825, exigindo que as geradoras de energia elétrica adquirissem energia no mercado spot, incorrendo, portanto, em custos significativos.

Subsequentemente às discussões mantidas entre as empresas geradoras e o governo brasileiro sobre esses custos, o governo emitiu a Lei Federal nº 13.203, em 8 de dezembro de 2015. Essa lei abordou o risco GSF separadamente para o Mercado Regulado e Mercado Livre. Para o Mercado Regulado, a Lei Federal nº 13.203/15 permitiu que as empresas de geração renegociassem seus contratos de energia, estabelecendo um teto para o custo GSF a um prêmio de risco de R$9,50/MWh por ano, até o final do contrato de compra de energia ou término da concessão, o que ocorresse primeiro. Esse prêmio de risco será pago à Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias, ou CCRBT.

Em dezembro de 2015, nossas subsidiárias de geração CERAN, ENERCAN, CPFL Jaguari Geração (Paulista Lajeado) e CPFL Renováveis, e nossa joint venture Chapecoense optaram por renegociar seus contratos do Mercado Regulado e desistiram de suas ações judiciais. Em janeiro de 2016, nossa controlada em conjunto BAESA optou por renegociar seus contratos ACR. Portanto, o risco hidrológico foi transferido para a CCRBT.

Em 2020, houve a publicação da Lei nº 14.052/2020, que estabeleceu as novas condições de repactuação do risco hidrológico mediante extensão de outorga para as usinas hidrelétricas do MRE impactadas com atrasos de transmissão para escoamento, operação de transmissão para escoamento em condição insatisfatória e antecipação de Garantia Física de empreendimentos estruturantes.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

2. Comentários dos diretores
2.1. Os diretores devem comentar sobre:

a. condições financeiras e patrimoniais gerais;

No ano de 2024 presenciamos uma das maiores tragédias climáticas da história no Rio Grande do Sul. Tivemos um elevado volume de chuvas e enchentes em praticamente todos os municípios da nossa área de concessão, com reflexos sobre nossos ativos de distribuição, geração e transmissão. Diante da dimensão desse evento, foram pequenos os impactos em nossos resultados, o que evidencia a resiliência de nossos ativos e negócios perante um cenário adverso. Observamos também períodos de calor intenso em todo território brasileiro com aumento significativo no consumo das classes residencial e comercial, enquanto a indústria também voltou a apresentar resultados positivos; tudo isso contribuiu para o bom resultado do segmento de Distribuição.

Já o segmento de Geração continuou enfrentando desafios, dada a maior complexidade enfrentada pelo ONS para operação do sistema elétrico face à expansão das fontes renováveis intermitentes, notadamente a geração solar distribuída. Nesse contexto, usinas termoelétricas precisaram ser despachadas para atender picos de demanda ao mesmo tempo em que parques eólicos da região Nordeste precisaram ser desconectados da rede, nos chamados cortes de energia (curtailment).

O grupo CPFL Energia continuou ativo na busca do crescimento sustentável em seus segmentos, investindo o valor de R$ 5,8 bilhões no ano, para melhorar ainda mais a performance dos ativos de distribuição, a partir da ampliação de redes e da implementação de novas tecnologias, a fim de continuar oferecendo um serviço de qualidade a seus clientes. Foram realizados investimentos ainda na manutenção das usinas e em reforços e melhorias nas redes de transmissão, sempre visando a excelência na gestão operacional. Ainda em relação aos investimentos, é importante destacar a conclusão da construção da PCH Lucia Cherobim, localizada no estado do Paraná, com 28,0 MW de capacidade instalada; a entrada em operação ocorreu no início de 2025.

As perspectivas para os próximos anos continuam muito positivas. No final de 2024, o Conselho de Administração da CPFL Energia aprovou o novo Plano de Investimentos 2025-2029 do Grupo, que prevê a destinação de R$ 29,8 bilhões para os negócios já existentes, com destaque para R$ 24,7 bilhões no segmento de distribuição e R$ 3,7 bilhões na transmissão.

Vale destacar também a atualização do Plano ESG 2030. Em sua 1ª versão, o Plano continha 23 compromissos organizados em 4 pilares. Na atualização anual, que é realizada de forma integrada ao Planejamento Estratégico da Companhia, foi dado um passo importante, com a adição do 24º compromisso - Resiliência Climática, com o objetivo de endereçar a estratégia de enfrentamento a eventos climáticos. O intuito é estabelecer planos de adaptação climática para os negócios de geração, transmissão e distribuição, fortalecendo a resiliência de nossos ativos até 2030.

Já a disciplina financeira, que sempre foi característica marcante da CPFL Energia, mais uma vez direciona nossas decisões de alocação de capital. Em relação ao resultado de 2023, foi possível realizar o pagamento de R$ 3,2 bilhões em dividendos aos acionistas, no período entre abril e dezembro de 2024.

Enfim, o grupo CPFL Energia, neste ano, continuou com a implementação de inovação, digitalização e novas tecnologias nos negócios, visando maior eficiência, redução de custos, sempre alinhados aos desdobramentos do cenário regulatório e econômico do Brasil em seus mercados.

A administração da CPFL Energia reitera o compromisso e confiança com os acionistas, clientes, parceiros, sociedade e demais stakeholders e agradece a todos colaboradores e colaboradoras do Grupo CPFL pelos resultados alcançados.

Para 2025, seguimos otimistas quanto aos avanços do setor elétrico brasileiro e confiantes em nossa plataforma de negócios baseada nos pilares que sustentam nossa atuação há mais de 100 anos. Seguimos firmes e confiantes de que estamos preparados para enfrentar os desafios que virão, bem como para aproveitar as boas oportunidades que surgirem, sempre com foco no melhor resultado para nossos acionistas e demais stakeholders.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

b. estrutura de capital;

(Valores em R$ / milhão)

Estrutura de Capital	31/12/2024	%	31/12/2023	%
Capital Próprio	21.795	28%	19.999	27%
Capital de Terceiros	55.334	72%	54.972	73%
Total	**77.129**	**100%**	**74.971**	**100%**

Em 31 de dezembro de 2024, a estrutura de capital da Companhia era representada por 28% de capital próprio e 72% de capital de terceiros, e os Diretores entendem que tal estrutura é adequada ao cumprimento das obrigações de condução das operações da Companhia. Observa-se que não houve variação significativa nesta composição no exercício de 2024 em relação ao exercício de 2023.

c. capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos;

Liquidez e Recursos de Capital

Em 31 de dezembro de 2024, nosso capital de giro líquido refletia um montante deficitário (excedente de passivo circulante em relação ao ativo circulante) de R$ 819 milhões, uma melhora de R$ 892 milhões quando comparado com o valor deficitário de R$ 1.711 milhões em 31 de dezembro de 2023.

Essa melhora decorre, principalmente, de um aumento nos saldos de Ativo Financeiro Setorial no valor de R$ 100 milhões e de Derivativos no valor de R$ 880 milhões, aliados à uma redução nos saldos de Encargo de Dívidas no valor de R$ 213 milhões, Entidade de Previdência Privada no valor de R$ 213 milhões e Passivo Financeiro Setorial de R$ 236 milhões.

Esse efeito positivo foi parcialmente compensado pelo aumento de aproximadamente R$ 940 milhões em Dividendos a Pagar, que passou de R$ 570 milhões em 31 de dezembro de 2023 para R$ 1.510 milhões ao final do exercício de 2024.

Ademais, ao longo do exercício, os mútuos contraídos pelas subsidiárias CPFL Brasil e CPFL Renováveis, que totalizavam R$ 3.140 milhões em 31 de dezembro de 2023, tiveram seu vencimento postergado para junho de 2028, reduzindo, assim, o saldo de curto prazo. Essa redução foi parcialmente compensada pela diminuição do saldo de Disponíveis (no valor de R$ 2.462 milhões), consumidos principalmente pelas atividades de investimento — com destaque para adições ao ativo contratual — e de financiamento, em especial o pagamento de dividendos aos acionistas.

O Grupo monitora ativamente o capital circulante líquido e sua geração de caixa para quitar suas obrigações, incluindo os dividendos. Além disso, as projeções de fluxo de caixa sustentam e viabilizam o plano de redução ou reversão do CCL negativo, garantindo a sustentabilidade dos negócios.

A tabela abaixo resume as obrigações contratuais e os compromissos pendentes em 31 de dezembro de 2024 (inclui outras obrigações contratuais de longo prazo):

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

(Valores em R$ / milhão)

Obrigações contratuais em 31 de dezembro de 2024	Pagamentos devidos por período				
	Total	Menos de 1 ano	1 a 3 anos	4 a 5 anos	Mais de 5 anos
Fornecedores	4.145	3.891	20	-	234
Empréstimos, Derivativos, Debêntures e Financiamentos - Principal e Encargos [1]	40.963	9.525	14.275	8.242	8.922
Outros	1.473	1.194	14	29	237
Total de Itens do Balanço Patrimonial [1]	**46.582**	**14.610**	**14.309**	**8.271**	**9.393**
Compra de Energia (exceto Itaipu) [2]	45.006	11.674	21.512	3.973	7.847
Compra de energia de Itaipu [2]	6.041	2.124	3.002	224	691
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão [3]	31.128	5.724	11.303	1.796	12.306
Projetos de construção (segmentos de distribuição, transmissão e geração) [4]	7.031	3.048	3.198	616	169
Prêmio de Risco - Repactuação do Risco Hidrológico [5]	207	14	27	22	144
Total de Outros Compromissos	**89.414**	**22.584**	**39.043**	**6.630**	**21.158**
Subtotal das Obrigações Contratuais	**135.996**	**37.193**	**53.352**	**14.901**	**30.550**
Entidade de Previdência Privada[6]	1.627	539	823	114	152
Total das Obrigações Contratuais	**137.624**	**37.732**	**54.175**	**15.015**	**30.702**

1. Inclui pagamentos de juros, incluindo juros futuros projetados sobre fluxo de caixa não descontado, através de projeções de índices. Estes juros futuros **não** são registrados em nosso balanço.
2. Valores a pagar nos termos de contratos de compra de energia elétrica de longo prazo, que estão sujeitas a variações de preços e estabelecem a renegociação em determinadas circunstâncias. A tabela representa os valores a serem pagos pelos volumes contratados aplicando-se os preços ao final do ano 2024. Veja item 2.2.b Preços para a Energia Elétrica Adquirida deste Formulário de Referência e a nota explicativa 27 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.
3. Despesas estimadas com encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão, até o fim do período de concessão.
4. Os projetos de construção de usinas de energia incluem compromissos assumidos basicamente para disponibilizar fundos para a construção e aquisição de concessão relacionada a controladas dos segmentos de distribuição, transmissão e geração.
5. Despesas estimadas por pagamentos de prêmio de risco de cobertura do risco hidrológico (GSF).
6. Futuras contribuições estimadas para os planos de pensão.

Nossas necessidades de recursos destinam-se principalmente aos seguintes objetivos:

- Investimentos para continuar a expandir e modernizar os nossos sistemas de distribuição e transmissão, bem como de geração de energia renovável;
- Amortizar ou refinanciar dívidas a vencer. Em 31 de dezembro de 2024, possuíamos um saldo de dívida não amortizado, líquido de instrumentos financeiros derivativos, com vencimento programado para os próximos 12 meses de R$ 4.496 milhões; e
- Pagamento de dividendos. Pagamos R$ 3.163 milhões de dividendos em 2024. Já para o exercício de 2025, a Companhia espera pagar o equivalente a R$ 3.219 milhões referente ao resultado distribuível do exercício findo em 31 de dezembro de 2024.

A Companhia e suas controladas possuem capacidade financeira para fazer frente a seus passivos não circulantes. O índice de liquidez geral da Companhia tem elevação no exercício de 2024, ano que atingira 0,879, em relação ao exercício de 2023: 0,853 (aumento de 0,026).
Para informações mais detalhadas sobre as fontes de financiamento utilizadas pela Companhia, vide alínea (f) deste item 2.1.

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

As principais fontes de recursos provêm do funcionamento da geração operacional e financiamento.

Durante o ano de 2024, as subsidiárias da CPFL Energia trouxeram financiamentos principalmente para financiar investimentos nos nossos segmentos de geração, transmissão e distribuição, bem como para reforçar o capital de giro das empresas.

Foram contratados novos financiamentos para investimento com instituições financeiras ao abrigo de linhas de crédito estrangeiras, linhas de crédito com bancos de fomento e novas emissões de debêntures.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Para mais informações sobre as fontes de financiamento utilizadas pela Empresa, ver linha (f) deste item 2.1.

Endividamento

O endividamento total apresentou um aumento de R$ 991 milhões, ou 3,4%, de 31 de dezembro de 2023 para 31 de dezembro de 2024, principalmente pela captação de recursos por meio de contratação de novos empréstimos, em moeda estrangeira (R$ 227,8 milhões), empréstimos em Reais (R$ 721,4 milhões), emissão de debêntures (R$ 6.834 milhões), e encargos e atualização monetária/cambial, este último na ordem de R$ 3.276 milhões. Os aumentos mencionados foram parcialmente compensados pela amortização de seus endividamentos e encargos (R$ 8.685 milhões), bem como redução, na ordem de R$ 654 milhões (líquido de amortizações e atualizações), de mútuos de suas controladas CPFL Brasil e CPFL Renováveis com a controladora State Grid Brazil Power.

As principais captações foram:

- Captação, em dívida em moeda estrangeira (especificamente em dólar e iene) pelas nossas subsidiárias RGE (R$ 199,1 milhões) e CPFL Jaguari (R$ 28,7 milhões).
- Captação de empréstimos em Reais pelas subsidiárias RGE Sul (R$ 661,4 milhões) e CPFL Renováveis (R$ 60 milhões).
- Emissão de títulos de dívidas (debêntures) de algumas subsidiárias, em reais com juros atrelados aos indicadores financeiros CDI e IPCA, totalizando o valor de R$ 1.768 milhões pela CPFL Paulista, R$ 1.328 milhões pela CPFL Piratininga, R$ 1.748 milhões pela RGE, R$ 132 milhões pela CPFL Renováveis, R$ 895 milhões pela CPFL-T, R$ 481 milhões pela CPFL Santa Cruz, R$ 482 milhões pela CPFL Geração, somando-se R$ 6.966 milhões.

As captações mencionadas acima foram realizadas para planos de investimentos, pagamentos e refinanciamentos de dívidas e reforço de capital de giro.

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

As principais fontes de recursos provêm do funcionamento da geração operacional e financiamento.

Durante o ano de 2024, as subsidiárias da CPFL Energia trouxeram financiamentos principalmente para financiar investimentos nos nossos segmentos de geração, transmissão e distribuição, bem como para reforçar o capital de giro das empresas.

A política de liquidez do Grupo CPFL baseia-se na detenção de fundos para cobrir as obrigações de curto prazo estabelecidas no cenário base, considerando a execução do plano de financiamento das necessidades de tesouraria para o ano em curso. Se houver uma necessidade adicional de numerário, o Grupo CPFL tem acesso fácil ao mercado de capitais para angariar fundos para cobrir estas necessidades adicionais.

Ao aplicar esta estratégia, pretendemos reduzir a exposição futura do Grupo CPFL ao fluxo de caixa e a sua exposição ao risco de taxa de juro, bem como manter o seu nível de liquidez e o seu perfil de dívida através de ações de refinanciamento da dívida e redução dos custos.

Para mais informações sobre as fontes de financiamento utilizadas pela Companhia, ver linha (f) deste item 2.1.

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

Em 31 de dezembro de 2024, nosso endividamento total (incluindo mútuo e encargos, líquido de instrumentos financeiros derivativos) era de R$ 30.446 milhões. Deste total, aproximadamente R$ 6.157 milhões, ou 20,2%, estavam expressos em moeda estrangeira, contemplando dólares norte-americanos, euros e iene. Foram contratadas operações de swap de modo a reduzir nossa exposição às taxas de câmbio que decorrem de parte dessas obrigações. O montante de R$ 4.496 milhões de nosso endividamento total tem vencimento em 12 meses.

Em 31 de dezembro de 2023, nosso endividamento total (incluindo mútuo e encargos, líquido de instrumentos financeiros derivativos) era de R$ 29.455 milhões. Deste total, aproximadamente R$ 5.998 milhões, ou 20,4%, estavam expressos em moeda estrangeira, contemplando dólares norte-americanos, euros e ienes. Foram contratadas operações de swap de modo a reduzir nossa exposição às taxas de câmbio que decorrem de parte

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

dessas obrigações. O montante de R$ 7.625 milhões de nosso endividamento total possuía vencimento em 12 meses.

i. contratos de empréstimo e financiamento relevantes
Principais Contratos de Financiamentos

Nossas categorias de endividamento são como segue (os saldos abaixo estão apresentados líquidos de efeitos de marcação a mercado):

- **Pós fixado.** Em 31 de dezembro de 2024, havia empréstimos pós fixados, totalizando R$ 5.823 milhões, sendo os índices IPCA e TJLP (R$ 5.518 milhões) e SELIC (R$ 305 milhões). Esses empréstimos são denominados em reais e sua parte mais significativa está relacionada a: (i) IPCA majoritariamente em nossas distribuidoras CPFL Paulista, CPFL Piratininga, CPFL Santa Cruz e RGE Sul, que totalizam R$ 4.863 milhões, (ii) empréstimos vinculados a TJLP da CPFL Renováveis e subsidiárias (R$ 288 milhões) e (iii) empréstimos vinculados a SELIC da RGE Sul (R$ 305 milhões).
- **Pré-fixado.** Em 31 de dezembro de 2024, havia diversos empréstimos pré-fixados totalizando R$ 365 milhões. Esses empréstimos são denominados em reais e estão relacionados à RGE Sul.
- **Debêntures**. Em 31 de dezembro de 2024, havia debêntures totalizando R$ 16.510 milhões, sendo várias séries emitidas pela CPFL Paulista (R$ 5.651 milhões), CPFL Piratininga (R$ 2.293 milhões), RGE (R$ 4.482 milhões), CPFL Santa Cruz (R$ 473 milhões), CPFL Transmissão (R$ 2.810 milhões) e CPFL Geração e subsidiárias (R$ 801 milhões). As condições das debêntures estão sumarizadas na nota 19 de nossas demonstrações financeiras.
- **Dívidas denominadas em moeda estrangeira.** Em 31 de dezembro de 2024, possuíamos o equivalente a R$ 6.267 milhões de outras dívidas denominadas em moeda estrangeira, compostos por dólares norte-americanos (USD 761 milhões ou R$ 4.102 milhões), euros (EUR 116 milhões ou R$ 678,2 milhões) e iene (JPY 41.730 milhões ou R$ 1.487 milhões). Contratamos swap visando reduzir nossa exposição a taxas de câmbio decorrentes dessas obrigações.

Para mais detalhes sobre nossos empréstimos, debêntures e derivativos, ver as notas 18 e 19 das nossas demonstrações financeiras consolidadas.

ii. outras relações de longo prazo com instituições financeiras

Na data da apresentação deste Formulário de Referência, não havia outras relações de longo prazo com instituições financeiras, além das descritas no item (i) acima.

iii. grau de subordinação entre as dívidas

Não existe grau de subordinação entre as dívidas da Companhia, observado que determinadas dívidas foram contratadas com garantia real e, portanto, têm preferência sobre outras dívidas da Companhia em caso de falência até o limite da garantia real constituída.

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

Condições restritivas dos empréstimos

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

As apurações são feitas anualmente ou semestralmente, conforme o caso. Como os índices máximo e mínimo variam entre os contratos, apresentamos abaixo os parâmetros mais críticos de cada índice, considerando todos os contratos vigentes em 31 de dezembro de 2024.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Energia

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

Índices exigidos na demonstração financeira individual da subsidiária da CPFL Renováveis, detentora do contrato

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

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

- Dívida líquida dividida pelo EBITDA ajustado menor ou igual a 4,0.

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

- Patrimônio Líquido dividido pelo Ativo Total (desconsiderando os efeitos do IFRIC 12/OCPC 01) maior ou igual a 0,3.

A definição de EBITDA na Companhia para fins de apuração de covenants leva em consideração principalmente a consolidação de controladas, coligadas e empreendimentos controlados em conjunto com base na participação societária direta ou indiretamente detida pela Companhia naquelas empresas (tanto para EBITDA como para ativos e passivos).

A Administração do Grupo monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. Em 31 de dezembro de 2024, a Administração do Grupo não identificou eventos ou condições de não conformidade de cláusulas financeiras e não financeiras.

Condições restritivas das debêntures

As debêntures emitidas pelas empresas do Grupo exigem o cumprimento de algumas cláusulas restritivas financeiras.

As apurações são feitas anualmente ou semestralmente, conforme o caso. Como os índices máximo e mínimo variam entre os contratos, apresentamos abaixo os parâmetros mais críticos de cada índice, considerando todos os contratos vigentes em 31 de dezembro de 2024.

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 2024, a Administração do Grupo não identificou eventos ou condições de não conformidade de cláusulas financeiras e não financeiras.

g. limites dos financiamentos contratados e percentuais já utilizados

Os percentuais utilizados dos nossos financiamentos já contratados, referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, estão apresentados nas tabelas abaixo:

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

(Valores em R$ / mil)

Modalidade	Aprovação	Empresa	Limites contratados	Percentual utilizado
BNDES Finem	2020	CPFL Paulista	1.315.507	100%
BNDES Finem	2020	CPFL Piratininga	424.487	100%
BNDES Finem	2020	RGE	244.385	100%
BNDES Finem	2020	CPFL Santa Cruz	1.485.619	100%
BNDES Finem	2020	CPFL Renováveis (PCH Lucia Cherobim)	221.936	90,1%
BNB FNE	2018	CPFL Maracanaú	42.422	100%
BNB FNE	2019	SPE Costa das Dunas	70.482	89%
BNB FNE	2020	SPE Farol de Touros	61.672	90%
BNB FNE	2020	SPE Figueira Branca	26.430	87%
BNB FNE	2020	SPE Gameleira	44.051	85%
BNDES Emergencial Capital de Giro	2024	RGE	400.000	75%
ABNDES Emergencial Máquinas e Equipamentos	2024	RGE	290.000	21,2%
BNDES Emergencial Capital de Giro Complementar	2024	RGE	704.000	42,6%
BNDES Emergencial Reconstrução	2024	RGE	93.389	0%
BNDES Mais Inovação	2024	CPFL Paulista	326.335	0%
BNDES Mais Inovação	2024	CPFL Santa Cruz	62.172	0%
BNDES Mais Inovação	2024	CPFL Piratininga	411.493	0%

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

Nossa administração apresenta as demonstrações de resultado consolidados referentes aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024 e 2023 com a apresentação de todas as variações e comentários sobre as mais relevantes.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Comentários sobre as variações mais relevantes da Demonstração de Resultado:

(Valores em R$ / milhão)

	Demonstração do Resultado Consolidado				
	2024	AH%	AH-R$	AV%	2023
Receita Operacional Líquida	**42.628**	**7,3%**	**2.885**	**100,0%**	**39.743**
Custo do Serviço de Energia Elétrica	**(19.519)**	**-10,5%**	**(1.850)**	**-45,8%**	**(17.669)**
Custo de Operação	(4.372)	-7,8%	(316)	-10,3%	(4.056)
Custo com Serviço Prestado a Terceiros	(5.167)	-18,1%	(792)	-12,1%	(4.375)
Lucro Operacional Bruto					
Despesas Operacionais	**(3.075)**	**9,1%**	**307**	**-7,2%**	**(3.382)**
Despesas com Vendas	(981)	-20,5%	(167)	-2,3%	(814)
Depreciação e Amortização	(11)	-22,2%	(2)	0,0%	(9)
Provisão para Créditos de Liquidação duvidosa	(417)	-50,5%	(140)	-1,0%	(277)
Outras Despesas com Vendas	(553)	-4,7%	(25)	-1,3%	(528)
Despesas Gerais e Administrativas	(1.588)	4,2%	69	-3,7%	(1.657)
Depreciação e Amortização	(142)	13,4%	22	-0,3%	(164)
Outras Despesas Gerais e Administrativas	(1.446)	3,1%	47	-3,4%	(1.493)
Outras Despesas Operacionais	(506)	44,4%	404	-1,2%	(910)
Amortização de Intangível da Concessão	(333)	6,2%	22	-0,8%	(355)
Outras Despesas Operacionais	(173)	68,8%	382	-0,4%	(555)
Resultado do Serviço	**10.494**	**2,3%**	**233**	**24,6%**	**10.261**
Equivalência Patrimonial	**336**	**5,7%**	**18**	**0,8%**	**318**
Resultado Financeiro	**(2.741)**	**-7,2%**	**(184)**	**-6,4%**	**(2.557)**
Receitas Financeiras	1.602	-17,2%	(333)	3,8%	1.935
Despesas Financeiras	(4.343)	3,3%	149	-10,2%	(4.492)
Resultado Antes dos Tributos	**8.089**	**0,8%**	**66**	**19,0%**	**8.023**
Contribuição Social	(621)	7,2%	48	-1,5%	(669)
Imposto de Renda	(1.707)	6,1%	110	-4,0%	(1.817)
Lucro Líquido	**5.762**	**4,1%**	**225**	**13,5%**	**5.537**
Lucro Líquido Atribuído aos Acionistas Controladores	5.458	-1,2%	(69)	12,8%	5.527
Lucro Líquido Atribuído aos Acionistas Não Controladores	304	2940,0%	294	0,7%	10

- **Receita operacional líquida:**

A receita operacional líquida corresponde a receita de operações com energia elétrica, outras receitas operacionais e as deduções da receita operacional (impostos e contribuições setoriais). Abaixo demonstramos o quadro comparativo das receitas em 2024 e 2023:

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

(Valores em R$ / milhão)

	2024			2023	
	R$	GWh	AH%	R$	GWh
Receita Operacional Líquida					
Residencial	20.469	23.304	12,5%	18.194	21.980
Industrial	3.029	5.836	-17,1%	3.653	6.849
Comercial	6.527	8.240	1,5%	6.430	8.599
Rural	1.885	2.628	8,6%	1.735	2.601
Poderes Públicos	1.279	1.519	13,2%	1.130	1.409
Iluminação Pública	970	1.878	2,4%	947	1.944
Serviço Público	1.288	1.785	1,1%	1.274	1.869
Fornecimento Faturado	**35.446**	**45.190**	**6,2%**	**33.362**	**45.250**
Consumo Próprio	-	37	0,0%	-	36
Fornecimento Não Faturado (Líquido)	(550)	-	-268,7%	326	-
(-) Transferência da Receita Relacionada à Disponibilidade da Rede Elétrica ao Consumidor Cativo	(18.219)	-	4,6%	(17.413)	-
Fornecimento de Energia Elétrica	**16.678**	**45.227**	**2,5%**	**16.274**	**45.287**
Concessionárias, permissionárias e autorizadas	5.869	26.784	12,2%	5.233	17.908
(-) Transferência da Receita Relacionada à Disponibilidade da Rede Elétrica ao Consumidor Cativo	(181)	-	-9,0%	(199)	-
Energia Elétrica de Curto Prazo	750	5.959	38,6%	541	7.436
Suprimento de Energia Elétrica	**6.438**	**32.743**	**15,5%**	**5.575**	**25.344**
Receita pela Disponibilidade da Rede Elétrica - TUSD Consumidor Cativo	18.400		4,5%	17.612	
Receita pela Disponibilidade da Rede Elétrica - TUSD Consumidor Livre	7.048		12,2%	6.279	
(-) Compensação pelo Não Cumprimento de Indicadores Técnicos	(123)		0,0%	(118)	
Receita de Construção da Infraestrutura de Concessão	5.595		19,8%	4.671	
Ativo e Passivo Financeiro Setorial	1.551		1,7%	1.525	
Atualização do Ativo Financeiro da Concessão	1.008		0,3%	1.005	
Aporte CDE - Baixa Renda, Demais Subsídios Tarifários e Descontos Tarifários	2.394		17,9%	2.030	
Outras receitas e rendas	2.096		12,2%	1.869	
Outras Receitas Operacionais	**37.969**		**8,9%**	**34.873**	
Receita Operacional Bruta	**61.085**		**7,7%**	**56.722**	
ICMS	(7.150)		19,3%	(5.992)	
PIS	(759)		5,0%	(723)	
COFINS	(3.497)		4,7%	(3.340)	
ISS	(40)		25,0%	(32)	
Reserva Global De Reversão - RGR	(1)		0,0%	-	
Conta Desenv Energético - CDE	(5.943)		1,8%	(5.839)	
Programa de P&D e Eficiência Energética	(311)		3,3%	(301)	
PROINFA	(341)		-3,4%	(353)	
Bandeiras Tarifárias e Outros	(41)		720,0%	(5)	
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hidricos - CFURH	(45)		9,8%	(41)	
Outros	(329)		0,0%	(352)	
Deduções das Receitas	**(18.457)**		**8,7%**	**(16.979)**	
Receita Operacional Líquida	**42.628**		**7,3%**	**39.743**	

Receita Operacional Líquida

Em comparação com o ano encerrado em 31 de dezembro de 2023, nossa receita operacional líquida aumentou 7,3% (ou R$ 2.885 milhões) de modo que encerramos o exercício findo em 31 de dezembro de 2024 com receita operacional líquida de R$ 42.628 milhões.

Esse aumento na receita operacional ocorrera, principalmente, devido a:

- Ampliação de 8,9%, ou R$ 3.096 milhões, em relação ao ano de 2023 em "Outras Receitas Operacionais", este, em grande parte, decorrente de: (i) elevação, em R$ 769 milhões e R$ 788 milhões, em receitas pela disponibilidade da rede elétrica (TUSD) para consumidores livres e cativos, respectivamente; (ii) aumento de R$ 924 milhões oriundos de receita de construção da infraestrutura de concessão; e, também, (iii) de R$ 364 milhões de aumento de receita fruto de Aporte CDE - Baixa Renda, Demais Subsídios Tarifários e Descontos Tarifários. Ainda, houve também aumento de R$ 636 milhões na linha de concessionárias, permissionárias e autorizadas decorrente principalmente de um maior volume de energia vendido em 2024;

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

- Aumento de 6,5%, ou R$ 2.275 milhões, comparado ao exercício findo em 31 de dezembro de 2023, em fornecimento faturado, este, por sua vez, impulsionado principalmente pelo aumento da receita de clientes cativos, em específico, categoria residencial.

Esses aumentos foram parcialmente compensados pela (i) redução de R$ 876 milhões em fornecimento não faturado, e (ii) aumento das deduções das receitas, em R$ 1.478 milhões (ou 8,7%), principalmente do ICMS, PIS e COFINS incidentes sobre o faturamento (R$ 1.351 milhões).

A discussão a seguir descreve mudanças em nossa receita operacional líquida por destino e por segmento, com base nos itens que compõem nossa receita bruta.

Vendas por destino

Vendas a consumidores finais

Em comparação ao ano encerrado em 31 de dezembro de 2023, nossa receita operacional bruta de vendas para Consumidores Finais (que inclui receita de TUSD de Consumidores Cativos) aumentou 6,3% (ou R$ 2.084 milhões) no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024, atingindo R$ 35.446 milhões. Nossas receitas operacionais brutas refletem principalmente as vendas a Consumidores Cativos nas áreas de concessão de nossas subsidiárias de distribuição, bem como a receita TUSD do uso de nossa rede por Consumidores Cativos, ambas sujeitas a reajuste tarifário, conforme descrito abaixo. Nossa receita operacional bruta também reflete as vendas para Consumidores Livres nas categorias comercial e industrial.

As tarifas das empresas de distribuição são ajustadas todos os anos, em porcentagens específicas para cada categoria de consumidor. O mês em que o reajuste tarifário anual se torna efetivo varia de acordo com a subsidiária, impactando tanto o ano em que o reajuste tarifário ocorre como o ano seguinte. Os ajustes para nossas subsidiárias ocorrem em março (CPFL Santa Cruz), abril (CPFL Paulista), junho (RGE Sul) e outubro (CPFL Piratininga). Em 2024, nossos reajustes tarifários foram de 3,91%, 1,33% e 7,02% para a CPFL Paulista, CPFL Piratininga e CPFL Santa Cruz respectivamente. Em decorrência dos eventos climáticos severos ocorridos no Rio Grande do Sul em maio de 2024, a RGE acordou junto a ANEEL uma postergação tarifária, gerando a criação de um ativo regulatório a ser recomposto nos RTAs de 2026 e 2027.

No geral, os preços médios para consumidores finais em 2024 tiveram uma elevação, em relação ao exercício de 2023, principalmente para as classes Residencial, Comercial e Rural.

- Consumidores residenciais e comerciais. Com relação aos Consumidores Cativos residenciais e comerciais (que representam 98,4% do total de R$ 26.996 milhões vendidos para esta categoria em nossas demonstrações consolidadas), os preços médios aumentaram em aproximadamente 6%. Com relação aos Consumidores Livres, o preço médio aumentou em 4%.
- Consumidores industriais. Com relação aos consumidores cativos, os preços médios reduziram 5,4%, enquanto para Consumidores Livres, a redução foi de 2,7% devido a novas negociações tarifárias.

O volume total de energia vendida aos consumidores finais no ano encerrado em 31 de dezembro de 2024 reduziu 0,1% (ou 60 GWh) em comparação com 2023. Essa redução representa, principalmente, o efeito de diminuição de 14,8% (ou 1.013 GWh) na quantidade de energia vendida a Consumidores Livres Industriais, compensado, parcialmente, por um aumento de 3,2% (ou 965 GWh) na quantidade de energia vendida a Consumidores Cativos Finais.

A quantidade vendida para as categorias residencial e comercial, responsável por 69,8% de nossas vendas a Consumidores Finais, fora impactada por um aumento de 6,0% (ou 1.324 GWh) na categoria residencial, em contrapartida a uma redução de 4,2% (ou 359 GWh) na categoria comercial. Essas mudanças foram devidas ao efeito combinado de:

- Residencial: refletindo o bom desempenho da massa de renda e temperaturas mais altas registradas em 2024 em comparação a 2023.
- Comercial: impulsionado pelos resultados positivos de renda, redução na taxa de desemprego, que é possível ver no crescimento em todos os 10 principais setores na nossa área de concessão, além do crescimento vegetativo e efeito positivo de temperatura. Estes efeitos foram parcialmente compensados pelo aumento de usuários de GD.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

A quantidade de energia vendida a consumidores industriais, que representou 12,9% de nossas vendas a consumidores finais em 2024 (comparado a 15,1% em 2023), conforme mencionado acima, diminuiu no ano encerrado em 31 de dezembro de 2024 em relação ao ano encerrado 31 de dezembro de 2023, sendo essa queda devido, principalmente, a migração de clientes cativos para o mercado livre.

Suprimento de energia elétrica

Em comparação ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023, nossa receita operacional bruta de vendas a atacadistas no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024 elevou-se em 15,5% (ou R$ 863 milhões) atingindo o montante de R$ 6.438 milhões (10,5% da receita operacional bruta), devido principalmente aos aumentos de 12,1% (ou R$ 636 milhões) nas receitas de outras concessionárias e licenciadas, e 38,6% (ou R$ 209 milhões) em receitas advindas da comercialização de energia elétrica em curto prazo.

Outras receitas operacionais

Em comparação com o ano encerrado em 31 de dezembro de 2023, nossas outras receitas operacionais brutas (que excluem a receita de TUSD de consumidores cativos) aumentaram 13,4% (ou R$ 2.308 milhões) atingindo o valor de R$ 19.569 milhões no ano encerrado em 31 de dezembro de 2024 (32% de nossa receita operacional bruta), principalmente, devido: (i) ao efeito líquido de aumento de R$ 924 milhões na receita de construção da infraestrutura da concessão, referentes aos investimentos efetuados pelas subsidiárias dos segmentos de distribuição e transmissão nos ativos de infraestrutura da concessão durante o período de construção, (ii) além de aumentos na receita de TUSD de consumidores livres (elevação de R$ 769 milhões, ou 12,3%) e aporte CDE (aumento de R$ 364 milhões, ou 17,9%) em relação ao exercício findo em 31 de dezembro de 2023.

Deduções de receitas operacionais

Deduzimos certos impostos e encargos setoriais de nossa receita operacional bruta para calcular a receita líquida. O imposto de ICMS é calculado com base na receita operacional bruta dos consumidores finais (faturados), enquanto os impostos federais de PIS e COFINS são calculados com base na receita operacional bruta total. Os programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética (encargos regulatórios) são calculados com base na receita operacional líquida. Outros encargos regulatórios variam de acordo com o efeito regulatório refletido em nossas tarifas. Essas deduções representaram 30,2% de nossa receita operacional bruta no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024 e 29,9% no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023. Comparadas com o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023, essas deduções aumentaram 8,7% (ou R$ 1.478 milhões) elevando o valor para R$ 18.457 milhões em 2024, devido, principalmente, a (i) uma variação de R$ 1.158 milhões que representa um aumento na rubrica de ICMS de 19,3%, (ii) aumento de aproximadamente 4,8% (ou R$ 193 milhões) em Programa de Integração Social (PIS) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS), (iii) além do efeito combinado dos demais impostos e encargos (CDE -Conta de Desenvolvimento Energético, ISS , PROINFA, entre outros) que aumentaram em R$ 128 milhões no período.

Custo com energia elétrica

Energia elétrica comprada para revenda

Nossos custos com a compra de energia para revenda aumentaram em 14,2% (ou R$ 1.785 milhões) no ano encerrado em 31 de dezembro de 2024, atingindo o valor de R$ 14.368 milhões (44,7% de nossos custos operacionais e despesas operacionais) em comparação com R$ 12.584 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023 (representando 42,7% de nossos custos e despesas operacionais), decorrente de um maior volume de energia comprada (4,3% ou 2.924 GWh de variação entre períodos). O aumento no custo da energia elétrica reflete, majoritariamente, o incremento no preço médio da energia adquirida em leilões no Mercado Regulado, contratos bilateriais e no mercado de curto prazo, que passou de R$ 197,00 em 2023 para R$ 218,20 em 2024. O aumento no volume se deve à maior quantidade de energia adquirida através de leilão no ambiente regulado, contratos bilaterais e energia de curto prazo, que cresceu em 2.988 GWh, representando um acréscimo de 5,2% em relação ao exercício de 2023.

No entanto, tal aumento foi parcialmente compensado por um incremento de 12,3% (equivalente a R$ 151 milhões) nos créditos de PIS e COFINS gerados pelo maior volume adquirido.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Encargos de uso da rede elétrica

Nossos encargos pelo uso de nosso sistema de transmissão e distribuição aumentaram 1,3% (ou R$ 67 milhões) resultando em R$ 5.152 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024, reflexo principalmente do aumento dos encargos da rede básica em R$ 190 milhões, compensados parcialmente pela redução nos encargos de energia de reserva – ERR em R$ 100 milhões.

Outros custos e despesas operacionais

Nossos outros custos e despesas operacionais compreendem nosso custo de operação, serviços recebidos de terceiros, custos relacionados à construção de infraestrutura de concessão, despesas de vendas, despesas gerais e administrativas e outras despesas operacionais.

Comparados ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023, nossos outros custos e despesas operacionais aumentaram 6,8% (ou R$ 802 milhões), resultando em R$ 12.615 milhões (nota explicativa n° 28 das Demonstrações Financeiras, somadas das depreciações, amortizações e provisão para perdas com créditos de liquidação duvidosa) no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024, devido principalmente a: (i) um aumento de 18,1% (ou R$ 791 milhões) em custos com construção da infraestrutura; e (ii) aumento de R$ 197 milhões com materiais e serviços de terceiros.

Resultado do Serviço

Em comparação com o ano encerrado em 31 de dezembro de 2023, nosso resultado do serviço aumentou 2,3% (ou R$ 233 milhões) resultando em R$ 10.494 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024, principalmente devido ao (i) aumento da receita operacional líquida, em termos absolutos (R$ 2.885 milhões), compensados pelo (ii) aumento em nossas despesas operacionais (R$ 802 milhões) e aumento de custos do serviço de energia elétrica (R$ 1.850 milhões).

Lucro líquido

Despesa Financeira Líquida

Comparado ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023, nossa despesa financeira líquida aumentou 7,2% (ou R$ 184 milhões), saindo de R$ 2.557 milhões em 2023 para R$ 2.741 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024, decorrente de uma redução de R$ 333 milhões nas receitas financeiras (ou 17,2%) parcialmente compensadas por uma redução R$ 149 milhões (3,3% em relação ao período predecessor) nas despesas financeiras.

A redução da despesa financeira se deve, majoritariamente, por efeitos positivos obtidos com instrumentos financeiros derivativos, na ordem de R$ 464 milhões, estes decorrente de desvalorização da moeda real ao longo do exercício de 2024. Este efeito fora parcialmente compensado pelo aumento de encargos de dívidas, ajuste de a valor justo e outros, em menor relevância.

Já a redução da receita financeira se dera por menor receita de atualização de ativo financeiro setorial (impacto de R$ 76 milhões, ou 55,1%) e menor renda por rendimento de aplicações financeiras (R$ 190 milhões, ou 28,3% de redução em relação ao exercício anterior).

Em 31 de dezembro de 2024, tínhamos R$ 22.632 milhões (em comparação com R$ 20.439 milhões em 31 de dezembro de 2023) em dívida denominada em reais, que acumulavam ajustes de juros e inflação com base em uma variedade de índices brasileiros e taxas do mercado monetário. A taxa interbancária média do CDI durante o ano reduziu para 10,8% em 2024, em comparação com 13% em 2023; e IPCA médio aumentou para 4,8% em 2024, em comparação com 4,6% em 2023. Temos o equivalente a R$ 6.157 milhões (comparado a R$ 5.998 milhões em 31 de dezembro de 2023) de dívida denominada em moeda estrangeira em dólares, iene e euros. Para reduzir o risco de taxa de câmbio em relação a essa dívida em moeda estrangeira e variações nas taxas de juros, implementamos uma política de uso de derivativos de taxa de câmbio e taxa de juros.

Imposto de Renda e Contribuição Social

Nossas despesas com imposto de renda e contribuição social aumentaram para R$ 2.328 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024 em comparação com R$ 2.486 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023. Nossa taxa efetiva de 28,8% sobre o lucro antes dos impostos no exercício encerrado em 31

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

de dezembro de 2024 foi inferior à taxa oficial de 34%, principalmente devido ao efeito trazido por conta das subsidiárias optantes pelo regime de tributação do Lucro Presumido.

Resultado líquido

Comparado ao exercício findo em 31 de dezembro de 2023, e devido aos fatores discutidos acima, o lucro líquido aumentou 4,1% (ou R$ 225 milhões), resultando em R$ 5.762 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2024.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Comentários sobre as variações mais relevantes do Fluxo de Caixa:

(Valores em R$ / milhão)

	Fluxo de Caixa				
	2024	AH%	AH-R$	AV%	2023
Lucro Antes dos Tributos	**8.089**	**0,80%**	**66**	**410,10%**	**8.023**
Ajustes para Conciliar o Lucro ao Caixa Oriundo das Atividades Operacionais					
Depreciação e Amortização	2.303	2,40%	53	116,80%	2.250
Provisão para Riscos Fiscais, Cíveis e Trabalhistas	309	-12,00%	(42)	15,70%	351
Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	417	50,50%	140	21,10%	277
Encargos de Dívida e Atualizações Monetárias e Cambiais	2.432	4,30%	101	123,30%	2.331
Despesa (Receita) com Entidade de Previdência Privada	128	-21,50%	(35)	6,50%	163
Equivalência Patrimonial	(336)	-5,30%	(17)	-17,00%	(319)
Ajuste a Valor Justo de Investimento	(103)	-306,90%	(152)	-5,20%	50
Perda (Ganho) na Baixa de Não Circulante	342	151,50%	206	17,30%	136
Provisão de Redução ao Valor Recuperável	(56)	-116,80%	(390)	-2,80%	334
Outros	(1.054)	-26,30%	(220)	-53,40%	(834)
Lucro Antes dos Tributos (ajustado)	**12.471**	**-2,30%**	**(290)**	**632,20%**	**12.761**
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	(130)	90,30%	1.217	-6,60%	(1.347)
Dividendo e Juros Sobre o Capital Próprio Recebidos	266	-26,30%	(95)	13,50%	361
Tributos a Compensar	933	-65,70%	(1.787)	47,30%	2.720
Depósitos Judiciais	82	-403,70%	109	4,20%	(27)
Ativo Financeiro Setorial	(280)	-691,70%	(327)	-14,20%	47
Contas a Receber - Aporte CDE/CCEE	(183)	-52,50%	(63)	-9,30%	(120)
Adições de Ativo de Transmissão	(720)	-23,70%	(138)	-36,50%	(582)
Outros Ativos Operacionais	1.070	25,60%	218	54,20%	852
Redução (Aumento) nos ativos operacionais	**1.038**	**-45,50%**	**(866)**	**52,60%**	**1.904**
Fornecedores	76	-81,40%	(332)	3,90%	408
Outros Tributos e Contribuições Sociais	389	-32,80%	(190)	19,70%	579
Outras Obrigações com Entidade de Previdência Privada	(558)	16,50%	110	-28,30%	(668)
Taxas Regulamentares	(69)	-175,00%	(161)	-3,50%	92
Riscos Fiscais, Cíveis e Trabalhistas Pagos	(375)	-37,40%	(102)	-19,00%	(273)
Passivo Financeiro Setorial	(1.093)	26,70%	398	-55,40%	(1.491)
Contas a Pagar - CDE	(18)	-63,60%	(7)	-0,90%	(11)
Outros Passivos Operacionais	(9)	95,60%	196	-0,50%	(205)
Aumento (Redução) nos Passivos Operacionais	**(1.657)**	**-5,60%**	**(88)**	**-84,00%**	**(1.569)**
Caixa Líquido Gerado (Consumido) pelas Operações	**11.851**	**-9,50%**	**(1.244)**	**600,80%**	**13.095**
Encargos de Dívidas e Debêntures Pagos	(2.143)	-15,10%	(281)	-108,60%	(1.862)
Imposto de Renda e Contribuição Social Pagos	(2.919)	-25,10%	(586)	-148,00%	(2.333)
Caixa Líquido Gerado (Consumido) pelas Atividades Operacionais	**6.789**	**-23,70%**	**(2.111)**	**344,20%**	**8.900**
Redução de Capital em Investidas	-	-100,00%	(53)	0,00%	53
Aquisições de Imobilizado	(510)	24,80%	168	-25,90%	(678)
Adições de Ativo Contratual	(4.544)	-19,80%	(751)	-230,30%	(3.793)
Adições e Construções de Intangível	(21)	-5,00%	(1)	-1,10%	(20)
Títulos e Valores Mobiliários, Cauções e Depósitos Vinculados (Aplicações)	(13.399)	-618,40%	(11.534)	-679,30%	(1.865)
Títulos e Valores Mobiliários, Cauções e Depósitos Vinculados (Resgates)	12.943	678,80%	11.281	656,20%	1.662
Caixa Líquido Gerado (Consumido) pelas Atividades de Investimento	**(5.532)**	**-19,20%**	**(891)**	**-280,40%**	**(4.641)**
Redução de Participação Societária em Investimento já Existente	(2)	41,10%	2	-0,10%	(4)
Captação de Empréstimos e Debêntures	7.761	46,20%	2.451	393,40%	5.310
Amortização de Principal de Empréstimos e Debêntures	(6.542)	-41,00%	(1.902)	-331,70%	(4.640)
Liquidação de Operações com Derivativos	(538)	19,10%	127	-27,30%	(665)
Dividendo e Juros Sobre o Capital Próprio Pagos	(3.480)	2,50%	90	-176,40%	(3.570)
Amortizações de Mútuos com Controladas e Coligadas	(918)	0,00%	(918)	-46,50%	-
Geração (Utilização) de Caixa em Atividades de Financiamentos	**(3.719)**	**-4,20%**	**(149)**	**-188,50%**	**(3.570)**
Aumento (Redução) em Caixa e Equivalentes de Caixa	**(2.462)**	**-457,50%**	**(3.151)**	**-124,80%**	**689**
Saldo Inicial em Caixa e Equivalentes de Caixa	4.435	18,40%	689	224,80%	3.746
Saldo Final em Caixa e Equivalentes de Caixa	**1.973**	**-55,50%**	**(2.462)**	**100,00%**	**4.435**

Caixa Líquido Gerado (Consumido) pelas Atividades Operacionais

Em comparação com o ano encerrado em 31 de dezembro de 2023, nosso caixa líquido oriundo das atividades operacionais reduziu 23,7% (ou R$ 2.111 milhões), resultando em R$ 6.789 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024. Esta redução é decorrente, principalmente, de:

- Lucro antes dos tributos ajustado: redução de 2,3% (ou R$ 290 milhões) em relação ao exercício de 2023, atingindo em 2024 o montante de R$ 12.471 milhões. Esta redução deve-se, sobretudo, pela diminuição na Provisão de Redução ao Valor Recuperável na ordem de R$ 390 milhões, e a redução de ajuste a valor justo de investimentos que, em conjunto a outros componentes, somaram R$ 372 milhões. Este aumento fora parcialmente compensado pelo incremento na provisão para créditos de liquidação duvidosa e

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

encargos de dívida, que juntos valoram R$ 241 milhões, além de aumento com relação a perda na baixa de não-circulante, representando R$ 202 milhões.

- Aumento (Redução) nos Ativos Operacionais: redução do ativo (implicando em menor geração de caixa líquido das operações) na ordem de R$ 866 milhões, em comparação ao exercício de 2023, decorrente, essencialmente, dos efeitos: (i) menor saldo de Tributos a Compensar (redução em, aproximadamente, R$ 1.787 milhões); e (ii) diminuição do saldo de Ativo Financeiro Setorial de R$ 327 milhões; compensados, parcialmente, pela (iii) elevação dos saldos referentes à Consumidores, Concessionárias e Permissionárias em, aproximadamente, R$ 1.217 milhões.
- Redução (Aumento) nos Passivos Operacionais: aumento do passivo (implicando em maior redução do caixa líquido) de R$ 88 milhões em relação ao exercício findo em 31 de dezembro de 2023, referente, principalmente, aos aumentos das rubricas (i) Passivo Financeiro Setorial, que apresentara um aumento do saldo na ordem de R$ 398 milhões; e (ii) além de incremento em outras linhas do passivo, com destaque para Obrigações com Entidade de Previdência Privada, cujo aumento somam R$ 306 milhões. Tais aumentos foram parcialmente compensados pela redução da rubrica de Fornecedores, Tributos e Contribuições Sociais, Taxas Regulamentares, Riscos Fiscais, Cíveis e Trabalhistas que, em relação ao exercício de 2023, que variaram cerca de R$ 785 milhões.

Além dos efeitos acima destacados, o Caixa Líquido Gerado pelas Atividades Operacionais, em relação ao exercício findo em 31 e dezembro de 2023, fora negativamente impactado na ordem de R$ 867 milhões, devido a elevação dos valores pagos de Encargos de Dívidas e Debêntures, além de Imposto de Renda e Contribuição Social.

Utilização de caixa em atividades de investimentos

Observa-se, em relação ao exercício findo em 31 de dezembro de 2023, um aumento de 19,2% (ou R$ 891 milhões) na utilização de caixa em atividades de investimentos, o qual, ao fim de 2024, atingira o montante de R$ 5.532 milhões. O aumento mencionado é decorrente, principalmente, de (i) maior adição do ativo contratual (na ordem de R$ 751 milhões), este referente, sobretudo, às adições aos ativos de infraestrutura da concessão no segmento de distribuição; e (ii) redução de R$ 253 milhões, líquido de aplicações e resgates, na linha de Títulos e Valores Mobiliários, Cauções e Depósitos Vinculados.

Os efeitos mencionados são parcialmente compensados por menor volume de aquisições de imobilizados ao longo do exercício de 2024, representando um aumento no caixa oriundo de atividade de investimento de R$ 168 milhões.

Utilização de caixa em atividades de financiamentos

Em relação ao exercício de 2023 (cujo caixa utilizado para atividades de financiamentos fora de R$ 3.570 milhões), no exercício findo em 31 de dezembro de 2024 nota-se um aumento no caixa consumido em 4,2% (ou R$ 149 milhões), atingindo o montante utilizado de R$ 3.719 milhões. Este aumento do consumo de caixa é decorrente principalmente da amortização de mútuos com Controladas e Coligadas efetuados ao longo do exercício de 2024, totalizando R$ 918 milhões.

Tal efeito fora parcialmente compensado pelo caixa gerado, líquido, da captação e amortização de principal de empréstimos e financiamentos firmados pelas empresas do Grupo, bem como a liquidação de derivativos relacionados à tais dívidas, que juntos valoram R$ 676 milhões.

2.2 Resultados operacional e financeiro

2.2. Os diretores devem comentar:

a. resultados das operações do emissor, em especial:

A segregação dos segmentos operacionais da Companhia é baseada na estrutura interna das informações financeiras e da Administração, e é efetuada através da segmentação pelos tipos de negócio: atividades de distribuição, geração (o qual contempla as fontes convencionais e renováveis), comercialização, transmissão e serviços.

A rentabilidade dos nossos segmentos é variável. Nosso segmento de distribuição reflete primordialmente as vendas a consumidores cativos e cobrança pelo uso do sistema de distribuição (TUSD) junto a consumidores livres, cujos preços são estabelecidos pelo órgão regulador. A quantidade vendida varia principalmente em função de fatores externos, tais como: temperatura, massa salarial e atividade econômica do país. Este segmento representou 80,3% em 2024 da nossa receita operacional líquida (81,6% em 2023), mas sua contribuição ao lucro líquido foi substancialmente menor em 2024 em relação ao ano predecessor, representando 52,0% do lucro líquido no ano (59,7% em 2023).

As contribuições dos segmentos de distribuição, geração, comercialização, transmissão e serviços para os segmentos de receita líquida e lucro líquido para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2024 e 2023 estão apresentados na tabela a seguir:

	Distribuição	Geração	Comercialização	Transmissão	Serviços	Outros
2024						
Receita operacional líquida	80,3%	7,8%	7,2%	4,1%	0,7%	-
Lucro (prejuízo) líquido	52,0%	38,7%	-0,9%	10,6%	3,0%	-3,4%

2023						
Receita operacional líquida	81,6%	8,4%	5,8%	3,9%	0,4%	-
Lucro (prejuízo) líquido	59,7%	32,0%	-0,8%	9,6%	2,6%	-3,1%

Nota: O percentual demonstrado acima considera a receita operacional líquida total do segmento incluindo as transações incorridas entre as empresas do grupo, de forma que a apresentação do segmento reflita corretamente sua participação na receita do grupo antes das eliminações para fins de consolidação.

Nosso segmento de geração consiste, em grande parte, de usinas hidrelétricas, parques eólicos, usinas termelétricas de biomassa e pequenas centrais hidrelétricas. Todas as nossas fontes de geração requerem um elevado investimento em ativos imobilizados, e nos primeiros anos normalmente demandam financiamentos relevantes para construção. A partir do momento em que esses projetos se tornam operacionais, eles resultam em uma margem mais elevada (o percentual da receita operacional em relação a receita bruta) do que a margem do segmento de distribuição; no entanto, contribuem com despesas com juros e custos financeiros mais elevados.

Em 31 de dezembro de 2024, 8,7% do imobilizado de nosso segmento de geração estava em construção (8,1% em 31 de dezembro de 2023).

Nosso segmento de comercialização vende energia para consumidores livres e outras concessionárias e permissionárias.

Nosso segmento de transmissão é responsável 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.

Nosso segmento de serviços presta uma ampla gama de serviços relacionados à energia elétrica. Estes serviços são projetados para ajudar nossos consumidores a melhorar a eficiência, custo e confiabilidade de equipamentos.

Nossos segmentos realizam compras e vendas de energia elétrica e serviços de valor agregado entre eles. Em especial, os segmentos de geração, de comercialização, de transmissão e serviços vendem energia e fornecem serviços para nossas distribuidoras. Em nossas demonstrações consolidadas os resultados das transações intersegmento são eliminadas. Entretanto, a análise dos resultados individuais dos segmentos seria inadequada e

2.2 Resultados operacional e financeiro

incorreta caso desconsideremos estas operações. Como consequência, as vendas entre os segmentos não foram eliminadas na discussão dos resultados por segmentos.

i. descrição de quaisquer componentes importantes da receita

Nossa receita operacional é proveniente das atividades de distribuição, geração, comercialização, transmissão e serviços relacionados à energia, conforme abaixo:

- Distribuição: consiste, em grande parte, de fornecimento de energia elétrica para clientes cativos, bem como recebimento da tarifa referente ao uso da rede de distribuição, tanto para clientes cativos quanto para livres;
- Geração: consiste na venda da energia gerada por fontes convencionais (hidrelétricas e termelétricas) e por fontes alternativas e renováveis, como PCHs/CGHs, parques eólicos e termelétricas movidas a biomassa de cana de açúcar;
- Comercialização: consiste no fornecimento e suprimento de energia elétrica para clientes livres e venda para outras concessionárias e permissionárias;
- Transmissão: consiste na receita de serviços de operação e manutenção das instalações de transmissão de energia elétrica, bem como dos serviços de construção delas;
- Serviços: consiste na prestação de serviço de valor agregado relacionado à energia elétrica, como sistema de autoprodução, sistema de transmissão, sistema de distribuição, manutenções elétricas, recuperação de equipamentos, eficiência energética dentre outras atividades de prestação de serviço.

Adicionalmente aos nossos cinco segmentos operacionais acima, nós consolidamos um número de atividades classificadas como "Outros" que englobam outras atividades não relacionadas aos itens anteriores, ademais, nossas despesas corporativas, exceto a amortização dos ativos intangíveis relacionados às nossas concessões, são alocadas nos nossos respectivos segmentos operacionais.

ii. fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

- **Resultados por segmento das Operações —2024 em comparação a 2023**

Vendas por segmento

Distribuição

Em comparação com o ano encerrado em 31 de dezembro de 2023, a receita operacional líquida do nosso segmento de distribuição demonstrou um aumento de 5,6% (ou R$ 1.810 milhões) resultando em R$ 34.224 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024. Esse aumento fora reflexo, principalmente:

(i) Do aumento na Receita Operacional Bruta de R$ 3.249 milhões (ou 6,7%), por sua vez decorrente do aumento do (i) fornecimento de energia elétrica (excluindo a receita relacionada a disponibilidade da rede elétrica – TUSD), cujo aumento fora de R$ 1.452 milhões (causado, principalmente, de maior receita de fornecimento de classe residencial); (ii) nas receitas TUSD de consumidores livres (um incremento de R$ 769 milhões); e, também, (iii) na receita de construção de infraestrutura da concessão (aumento em R$ 766 milhões);

(ii) Os efeitos acima foram parcialmente compensados por maior Deduções das Receitas, aumento de R$ 1.439 milhões (ou 9,0%), fruto da elevação nas Receitas Brutas tributáveis.

Geração

A receita operacional líquida do nosso segmento de geração no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024 se manteve estável em relação ao exercício predecessor, visto que houve um leve aumento de 0,5% (ou R$ 23 milhões), totalizando R$ 5.020 milhões no período. Embora o segmento tenha transacionado menor volume de energia (redução de 2,5% em comparação ao ano de 2023), houve aumento do preço médio de energia, compensando tal redução em quantidade.

2.2 Resultados operacional e financeiro

Comercialização

A receita operacional líquida do nosso segmento de comercialização no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024 totalizou R$ 3.078 milhões, um aumento de 33,2% (ou R$ 767 milhões) em comparação com R$ 2.310 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023. Tal aumento é reflexo de maior volume de energia transacionado com outras concessionárias e permissionárias (aumento de 102,5%, ou 8.848 GWh, em quantidade de energia vendida) e energia vendida no mercado de curto prazo. Tais efeitos geraram um aumento na receita bruta de R$ 1.005 milhões (ou 71,4%), em comparação ao exercício de 2023, os quais foram parcialmente compensados por: (i) menor receita de fornecimento faturado a clientes livres, em específico, do segmento industrial (redução de R$ 191 milhões), e (ii) aumento nas deduções da receita, na ordem de R$ 62 milhões (ou 14,7%), este decorrente de incremento nas Receitas Brutas tributáveis.

Transmissão

A receita operacional líquida do nosso segmento de transmissão no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024 totalizou R$ 2.205 milhões, um aumento de 12,8% (ou R$ 250 milhões) em comparação com R$ 1.955 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023. Este aumento reflete, principalmente, o aumento de 18,0% (ou R$ 158 milhões) em receita de construção da infraestrutura de concessão; além de redução de 10,4% (ou R$ 27 milhões) em impostos incidentes sobre o faturamento.

Serviços

A receita operacional líquida de nosso segmento de serviços no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024 totalizou R$ 1.254 milhões, um aumento de 24,0% (ou R$ 243 milhões) em comparação com R$ 1.011 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023. Esse efeito ocorreu principalmente devido a um aumento de R$ 261 milhões nas receitas oriundas da CPFL Serviços de serviços de construção, manutenção e aluguel de equipamentos; compensadas parcialmente pelas deduções das receitas.

Resultado do Serviço por Segmento

Distribuição

Comparado ao ano encerrado em 31 de dezembro de 2023, o resultado do serviço do nosso segmento de distribuição reduziu 3,4% (ou R$ 227 milhões) atingindo R$ 6.506 milhões no ano encerrado em 31 de dezembro de 2024. Conforme discutido acima, embora a receita operacional líquida do segmento tenha apresentado um aumento de R$ 1.810 milhões (ou 5,6%), houve um aumento nos custos com energia elétrica, bem como aumento nos custos e despesas operacionais. A seguir discutimos os principais fatores contribuintes para as flutuações nos custos com energia elétrica, e custos e despesas operacionais:

Custos com energia elétrica. Comparado ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023, os custos de energia elétrica aumentaram 6,0% (ou R$ 1.016 milhões) resultando em R$ 18.033 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024.

O custo da energia comprada para revenda aumentou 7,9% (ou R$ 933 milhões), refletindo, principalmente, o efeito do incremento em 8,6% (ou R$ 888 milhões) no custo da energia adquirida através de leilão no ambiente regulado, contratos bilaterais e energia de curto prazo, onde, embora o volume adquirido ao longo do exercício de 2024 tenha decrescido em 10,7% (ou 4.844 GWh), houve um aumento no preço médio, compensando tal redução em quantidade.

Além disso, os encargos pelo uso do sistema de transmissão e distribuição aumentaram 1,6% (ou R$ 83 milhões), atingindo R$ 5.335 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024, devido ao efeito combinado de: aumento de encargos de rede básica de R$ 209 milhões (ou 5,3%); compensados pela redução de R$ 100 milhões (ou 9,8%) nos encargos de energia de reserva – EER.

Outros custos e despesas operacionais. Comparados ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023, nossos outros custos e despesas operacionais para o segmento de distribuição aumentaram 11,8% (ou R$ 1.021 milhões), resultando em R$ 9.685 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024. Esse aumento foi devido ao efeito combinado do: (i) aumento de 20,2% (ou R$ 766 milhões) nos custos relacionados à construção da infraestrutura da concessão; e (ii) aumento total de R$ 255 milhões nas demais despesas operacionais, com

2.2 Resultados operacional e financeiro

destaque para aumentos ocorridos com despesas com serviços de terceiros (R$ 88 milhões), depreciação e amortização (R$ 82 milhões) e em provisão para créditos de liquidação duvidosa (R$ 117 milhões).

Geração

Em comparação com o ano encerrado em 31 de dezembro de 2023, o resultado do serviço do nosso segmento de geração aumentou 11,9% (ou R$ 300 milhões) resultando em R$ 2.815 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024. Considerando o que fora explicitado acima, isto é, que não houve variação significativa na Receita Operacional Líquida do segmento entre os períodos avaliados, esse aumento foi decorrente da combinação dos efeitos: (i) uma redução de 20,0% (ou R$ 387 milhões) em outros custos e despesas operacionais, com destaque para a redução em compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (em R$ 390 milhões); compensados, parcialmente, pelo (ii) aumento nos custos com energia comprada para revenda em R$ 116 milhões (ou 41,1%), este, por sua vez, decorrente de maior preço médio no exercício, ainda que tenha havido uma redução na quantidade de energia comprada.

Comercialização

Em comparação com o ano encerrado em 31 de dezembro de 2023, o resultado do serviço do nosso segmento de comercialização reduziu R$ 53 milhões resultando em perda de R$ 19 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024. Embora ao longo do exercício de 2024 o segmento de comercialização tenha demonstrado um aumento em sua receita operacional líquida (conforme discutido acima), tal incremento fora compensado, em sua totalidade, pelo aumento em custos com energia comprada para revenda no montante de R$ 816 milhões, este fruto de maior quantidade de energia adquirida através de leilão no ambiente regulado, contratos bilaterais e energia de curto prazo (aumento de 10.817 GWh, ou 87,3%).

Transmissão

Em comparação com o ano encerrado em 31 de dezembro de 2023, o resultado do serviço do nosso segmento de transmissão aumentou 18,3%, ou R$ 168 milhões, resultando em R$ 1.087 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024. Esse aumento foi decorrente do efeito líquido de: (i) aumento na receita operacional líquida do segmento em R$ 250 milhões, conforme discutido em "Vendas por segmento" acima; compensados parcialmente pelo efeito de (ii) aumento de R$ 82 milhões (ou 5%) em outros custos e despesas operacionais (em específico nos custos de construção da infraestrutura e pessoal).

Serviços

Comparado ao ano encerrado em 31 de dezembro de 2023, o resultado do serviço do nosso segmento de serviços aumentou 24,9% (ou R$ 43 milhões) resultando em R$ 221 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024. Esse aumento foi devido ao efeito combinado de aumento de R$ 243 milhões na receita operacional líquida, conforme discutido em "Vendas por segmento" acima, em contrapartida a aumento de R$ 199 milhões em seus custos e despesas operacionais, principalmente aqueles relacionados a pessoal, materiais e serviços de terceiros, que montam um aumento de R$ 181 milhões em 2024 com relação ao mesmo período de 2023.

Lucro Líquido por Segmento

No exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024, 52,0% de nosso lucro líquido deriva de nosso segmento de distribuição, 38,7% do segmento de geração consolidado, 3,0% de nosso segmento de serviços, e 10,6% de nosso segmento de transmissão, sendo estes compensados por prejuízo no segmento de comercialização e outros, cujo prejuízo representa -4,2%.

Distribuição

Comparado ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023, o lucro líquido do nosso segmento de distribuição reduziu 9,3% (ou R$ 308 milhões) resultando em R$ 2.997 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024. A redução mencionada é resultante da combinação dos efeitos:

(i) Redução do Resultado do Serviço do segmento de distribuição que, conforme discutido acima em "Resultado do Serviço por Segmento", decorre de um aumento, na ordem de R$ 2.037 milhões, nos custos e despesas operacionais superior ao aumento de R$ 1.810 na Receita Operacional Líquida.

2.2 Resultados operacional e financeiro

(ii) Aumento da despesa financeira líquida do segmento, este fruto da: (i) redução de 19,0% (ou R$ 296 milhões) nas receitas financeiras devido ao efeito combinado de reduções em rendas de aplicações financeiras de R$ 109 milhões, atualização de créditos fiscais de R$ 101 milhões, e atualizações do ativo financeiro setorial de R$ 76 milhões; e, (ii) aumento das despesas financeiras em R$ 61 milhões (ou 1,8%) decorrente de incrementos em encargos de dívidas de R$ 92 milhões, ajuste a valor justo de R$ 197 milhões e atualizações do passivo financeiro setorial de R$ 73 milhões, estes, por sua vez, parcialmente compensados por redução decorrentes de efeitos em outras linhas financeiras de R$ 294 milhões, com destaque para diminuição em atualizações monetárias e cambiais, e de derivativos.

Por fim, os impactos acima descritos são parcialmente compensados por redução de imposto de renda e contribuição social, na ordem de R$ 276 milhões, estes decorrentes de redução de lucros tributáveis.

Geração

O lucro líquido do nosso segmento de geração aumentou 25,8% (ou R$ 458 milhões), resultando em R$ 2.231 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024, quando comparado ao lucro líquido de R$ 1.774 milhões do exercício findo em 31 de dezembro de 2023. Esse aumento foi devido, principalmente, ao efeito combinado: (i) redução de R$ 278 milhões em custos e despesas operacionais, conforme mencionado acima; e (ii) redução da despesa financeira líquida de R$ 249 milhões (ou 44,1%), decorrente majoritariamente de redução das linhas de despesa financeira, totalizando R$ 254 milhões, com destaque para os efeitos de derivativos e menor encargos de dívidas. Adicionalmente, os impactos descritos foram parcialmente compensados por aumento de R$ 109 milhões em imposto de renda e contribuição social, decorrentes de maior base tributável.

Comercialização

Comparado ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023, o resultado líquido do nosso segmento de comercialização reduziu R$ 7 milhões resultando em prejuízo líquido de R$ 52 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024. Esse resultado é reflexo do efeito combinado da (i) redução no resultado do serviço de R$ 53 milhões, discutido acima em "Resultado do Serviço por Segmento"; e (ii) redução da despesa financeira líquida em R$ 56 milhões, que, análogo ao nosso segmento de Geração, decorreu, principalmente, dos efeitos de derivativos e menor encargo de dívidas.

Ainda, no exercício de 2024, houve um aumento de, aproximadamente, R$ 8 milhões nos tributos sobre o lucro.

Transmissão

Comparado ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023 (cujo resultado do período fora de lucro líquido de R$ 532 milhões), o resultado líquido do nosso segmento de transmissão aumentou R$ 75 milhões resultando em lucro líquido de R$ 608 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024. Esse resultado é reflexo do aumento no resultado do serviço de R$ 168 milhões (ou 18,3%, conforme discutido nas seções acima); em contrapartida a um aumento da despesa financeira líquida (R$ 115 milhões, ou 63,5%). O resultado financeiro negativo mencionado é fruto, principalmente, de um aumento na despesa financeira do segmento causado, por sua vez, por maiores encargos de dívidas.

Serviços

Comparado ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023, o lucro líquido do nosso segmento de serviços aumentou 20,4% (ou R$ 29 milhões), resultando em R$ 174 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024, refletindo os efeitos combinados de: (i) aumento de R$ 24,2% (ou R$ 43 milhões) em resultado do serviço, conforme discutido acima; compensados parcialmente por (ii) uma redução de 25,0% (ou R$ 3 milhões) na receita financeira líquida, resultado de menor renda de aplicações financeiras (redução de R$ 4 milhões em relação ao exercício de 2023); e, (iii) aumento de, aproximadamente, R$ 11 milhões nos tributos sobre o lucro, decorrentes de maior base tributável.

2.2 Resultados operacional e financeiro

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

Tarifas Reguladas de Distribuição

O resultado das operações é afetado significativamente por mudanças nas tarifas reguladas de energia elétrica. Mais especificamente, a maior parte da receita é derivada da venda de energia elétrica para Consumidores Finais cativos com base em tarifas reguladas. Em 2024, as vendas para consumidores cativos representaram 58,0% da quantidade de energia elétrica vendida, e 57,1% da nossa receita operacional, em comparação com 64,1% e 59,4%, respectivamente, em 2023. Essas proporções podem diminuir se os clientes migrarem da situação de Consumidores Finais Cativos para Consumidores Livres.

As receitas operacionais e margens dependem substancialmente do processo de revisão das tarifas, e a administração empenha-se em manter um relacionamento construtivo com a ANEEL, com o governo e com os demais participantes do mercado, para que o processo de revisão de tarifas reflita adequadamente os interesses dos consumidores e acionistas.

Reajuste Tarifário Anual – RTA e Revisões Periódicas RTP

Os aumentos de tarifas se aplicam de maneira diferenciada para cada classe de consumidores, havendo, em geral, aumentos maiores para consumidores atendidos em tensões mais elevadas, de modo a reduzir os efeitos de subsídios, que foram historicamente concedidos a esses consumidores e que foram em sua maioria eliminados em 2007. A tabela a seguir apresenta o aumento médio em termos percentuais de cada reajuste anual a partir de 2023. O aumento percentual das tarifas deve ser avaliado à luz da taxa da inflação brasileira.

	CPFL Paulista (3)	CPFL Piratininga (3)	RGE (3)	CPFL Santa Cruz (3)
2024				
Reposicionamento econômico (1)	2,03%	-1,48%	-8,94%	8,22%
Componentes financeiros (2)	1,88%	2,81%	3,31%	-1,20%
Total	**3,91%**	**1,33%**	**-5,63%**	**7,02%**

2023				
Reposicionamento econômico (1)	1,08%	0,89%	7,22%	4,41%
Componentes financeiros (2)	2,28%	-1,62%	-5,55%	1,23%
Total	**3,36%**	**-0,73%**	**1,67%**	**5,65%**

(1) Essa parcela do ajuste reflete primariamente a taxa de inflação do período e é usada como base para os ajustes dos anos subsequentes.
(2) Essa parcela do ajuste reflete na liquidação de ativos e passivos registrados por competência, principalmente a CVA, e não é considerada no cálculo do ajuste do ano seguinte.
(3) Reajuste anual (Reajuste Tarifário Anual - RTA e Revisão Tarifária Periódica - RTP) das distribuidoras CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE e CPFL Santa Cruz ocorrem em abril, outubro, junho (agosto em 2024) e março, respectivamente.

Vendas a Consumidores Potencialmente Livres

A regulamentação do setor permite que determinados consumidores possam deixar o ambiente de tarifas reguladas e se tornar consumidores "livres", com direito a contratar seu fornecimento de energia elétrica com qualquer fornecedor. Em comparação ao número total de consumidores cativos da Companhia, o número de Consumidores Potencialmente Livres é relativamente pequeno. Essas receitas consistem nas tarifas cobradas pelo uso da rede de distribuição (TUSD). Mesmo que um consumidor decida migrar do sistema de tarifas reguladas para se tornar um Consumidor Livre, ele ainda terá que pagar à distribuidora a tarifa pelo uso do sistema de distribuição, ou TUSD. No que tange à redução na receita de vendas, somos capazes de reduzir, em alguns casos, a energia contratada para suprir estes clientes no próprio ano em que ocorrer a migração, enquanto, em outros casos, podemos compensar este excesso através do ajuste da energia a ser comprada em períodos futuros. Desta forma, não acreditamos que perdas de Clientes Potencialmente Livres teriam impacto adverso material no resultado de nossas operações.

2.2 Resultados operacional e financeiro

Preços para a Energia Elétrica Adquirida

Os preços da energia elétrica comprada por nossas distribuidoras nos termos de contratos de longo prazo executados no Mercado Regulado são: (i) aprovados pela ANEEL no caso de contratos celebrados antes do Novo Marco Regulatório; e (ii) determinados em leilões para contratos celebrados a partir de então, enquanto os preços de energia elétrica comprada no Mercado Livre são acordados por meio de negociação bilateral com base nas taxas de mercado vigentes. Em 2024, compramos 70.863 GWh, em comparação com 67.938 GWh em 2023, devido a maior venda. Os preços dos contratos de longo prazo são reajustados anualmente para refletir os aumentos em certos custos de geração e inflação. A maioria de nossos contratos possui reajustes atrelados ao reajuste anual nas tarifas de distribuição, de forma que o aumento de custos é repassado aos nossos consumidores com aumento de tarifas. Uma vez que uma parcela crescente de nossa energia é comprada em leilões públicos, o sucesso de nossas estratégias nesses leilões afeta nossas margens e nossa exposição ao risco de preço e mercado, já que nossa capacidade de repassar os custos de compra de energia elétrica depende da projeção bem-sucedida de nossa demanda esperada.

Também adquirimos uma quantidade substancial de energia elétrica de Itaipu nos termos de obrigações "take-or-pay" a preços regidos pelos regulamentos adotados nos termos de um contrato internacional. As concessionárias com operações no Centro-Oeste, Sul e Sudeste são obrigadas por lei a adquirir uma parcela da participação brasileira na capacidade disponível de Itaipu. Em 2024, adquirimos 9.852 GWh de energia elétrica de Itaipu (13,9% da energia elétrica que compramos em termos de volume), em comparação com 9.885 GWh (14,5% da energia elétrica que compramos em termos de volume) em 2023. O preço da energia elétrica de Itaipu é estabelecido em dólares para refletir os custos de pagamento de sua dívida. De forma correspondente, o preço da energia elétrica adquirida de Itaipu aumenta em termos reais quando o real se desvaloriza em relação ao dólar. A mudança nos custos para a energia elétrica de Itaipu está sujeita ao mecanismo de recuperação de custos da Parcela A descrito abaixo.

A maior parte da energia elétrica que adquirimos em ambiente de contratação livre foi comprada por nossa subsidiária de comercialização CPFL Brasil, que revende a energia elétrica a Consumidores Livres e outras concessionárias e permissionárias (inclusive nossas subsidiárias).

Variações de Custos Não Gerenciáveis - Custos da Parcela A

Utilizamos a conta de compensação da variação dos custos ou a conta da Parcela A para reconhecer nas tarifas de distribuição a variação de alguns de nossos custos, conhecidos como custos da "Parcela A", que são não gerenciáveis. Em geral, quando esses custos são superiores às projeções utilizadas na fixação da tarifa de distribuição, nós temos o direito de recuperar a diferença através de reajustes anuais de tarifas subsequentes.

Os custos de energia elétrica comprada de Itaipu são indexados ao dólar norte-americano, e estão sujeitos à variação cambial. No caso de apreciação do dólar norte-americano frente ao real, nossos custos vão aumentar e, consequentemente, nosso resultado vai se reduzir no mesmo período. Essas perdas serão compensadas no futuro, quando o próximo reajuste tarifário anual ocorrer.

Mais detalhes sobre esses componentes tarifários, vide nota explicativa n° 9 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

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

Conjuntura Econômica Brasileira

Todas as nossas operações estão no Brasil, e por essa razão somos afetados pela conjuntura econômica brasileira. Em especial, o desempenho geral da economia brasileira afeta a demanda de energia elétrica, e a inflação afeta nossos custos e nossas margens.

Alguns fatores podem afetar significativamente a demanda por energia, dependendo da categoria de consumidores:

- Consumidores Residenciais e Comerciais. Essas classes são muito afetadas por condições climáticas, o desempenho do mercado de trabalho, distribuição de renda, disponibilidade de crédito entre outros fatores. Temperaturas elevadas e aumento dos níveis de renda causam um aumento na procura por

2.2 Resultados operacional e financeiro

energia elétrica e, portanto, aumentam as nossas vendas. Por outro lado, o aumento do desemprego e a diminuição da renda familiar tendem a reduzir a demanda e nossas vendas.

- Consumidores Industriais. O consumo dos consumidores industriais está relacionado ao crescimento econômico e investimento, relacionados principalmente à produção industrial. Nos períodos de crise financeira, esta categoria sofre o maior impacto.

A inflação afeta nossos negócios principalmente pelo aumento dos custos operacionais e despesas financeiras devido aos encargos de dívidas serem corrigidos pela inflação. Podemos recuperar uma parte desse aumento de custos por meio do mecanismo de recuperação de custos da Parcela A, porém existe um atraso entre o momento em que o aumento de custos é incorrido e aquele no qual as tarifas reajustadas são recebidas. Os valores que nos são devidos com base na Parcela A são principalmente atrelados à variação da taxa SELIC até que sejam repassados às nossas tarifas e os custos vinculados a parcela B são indexados ao IGP-M líquido do fator X.

A depreciação do Real aumenta o custo do serviço da nossa dívida em moeda estrangeira e os custos de compra de energia elétrica da usina de Itaipu, um de nossos principais fornecedores, que reajusta os preços com base em seus custos parcialmente atrelados a dólares norte-americanos.

A tabela abaixo mostra os principais indicadores de desempenho da economia brasileira referentes aos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2024 e 2023.

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de	
Indicador	**2024**	**2023**
Crescimento do PIB (em reais) (1)	3,5%	2,9%
Taxa de desemprego (2) – média de %	6,8%	8,0%
Crédito à pessoa física (recursos não destinados) – % PIB	18,3%	18,0%
Crescimento das Vendas no Varejo	4,7%	1,7%
Crescimento da Produção Industrial	3,1%	0,2%
Inflação (IGP-M) (3)	6,5%	-3,2%
Inflação (IPCA)(4)	4,8%	4,6%
Taxa de câmbio média – US$1,00(5)	R$ 5,39	R$ 4,99
Taxa de câmbio no fim do ano – US$1,00	R$ 6,19	R$ 4,84
Depreciação (apreciação) do real x dólar norte-americano	27,9%	-7,2%

Fontes: Fundação Getúlio Vargas, Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística e Banco Central do Brasil

1. Fonte: IBGE.
2. Taxa de desemprego conforme Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios (PNAD), divulgado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE).
3. A inflação (IGP-M) é o índice geral de preços de mercado medido pela Fundação Getúlio Vargas.
4. A inflação (IPCA) é um índice amplo de preços ao consumidor medido pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, sendo a referência para as metas de inflação estabelecidas pelo CMN.
5. Representa a média das taxas de venda comerciais no último dia de cada mês durante o período.

O ano de 2024 começou sob a perspectiva de que a inflação nos EUA iria convergir à meta de forma mais rápida. Esta expectativa foi frustrada no primeiro semestre, pela manutenção da robustez no mercado de trabalho e números menos favoráveis de inflação. Dados mais enfraquecidos de emprego e inflação a partir de julho levaram o FED a cortar os juros para 4,25%-4,50% ao ano no encerramento de 2024.

No entanto, a partir de meados de outubro/2024, o candidato Donald Trump passou a ser considerado favorito para vencer as eleições dos Estados Unidos, com promessas de campanha com potenciais tendências inflacionárias. Esse fator, combinado à divulgação de dados econômicos que mostraram que a desaceleração da atividade e da inflação estava ocorrendo de forma mais lenta, instigou cautela nas decisões do FED a respeito do prosseguimento do ciclo de cortes de juros. Assim, reduziram-se as expectativas para cortes de juros em 2025, contribuindo para o fortalecimento do dólar, que também tem se beneficiado pelo crescimento mais forte da economia norte-americana.

No Brasil, o ano de 2024 foi marcado por surpresas positivas no ritmo de crescimento da atividade econômica.

Apesar da queda da safra de grãos em relação a 2023 (que havia sido recorde), causada por fatores climáticos, o crescimento mais forte decorreu de uma combinação de: (i) pagamento extraordinário de precatórios, de cerca de

2.2 Resultados operacional e financeiro

R$ 90 bilhões ao final de 2023; (ii) reforço de caixa de governos regionais em 2023, abrindo espaço para ampliação dos gastos em 2024, ano de eleições municipais; (iii) continuidade do bom momento do mercado de trabalho, reforçado pela dinâmica benigna da construção civil; e (iv) melhora do mercado de crédito.

Começando pelo último fator: o mercado de crédito se beneficiou da redução da taxa básica de juros (a Selic) iniciada em 2023 e que se estendeu para o primeiro semestre de 2024; o crédito não-bancário também teve um bom ano, estimulado pela emissão de debêntures. O crédito às famílias ainda colheu os benefícios do programa Desenrola, ocorrido ao final de 2023.

A massa de renda ampliada sustentou alta de cerca de 7% em termos reais em 2024, mesmo após dois anos de expansão substancial em 2022 e 2023. Parte deste aumento refletiu a ampliação da ocupação, mas o rendimento médio real dos trabalhadores também cresceu com força, fomentado tanto pela alta real do salário-mínimo como pela taxa de desemprego historicamente baixa (e abaixo da taxa de desemprego neutra). O emprego formal também se expandiu ao longo do ano, encerrando 2024 com uma criação líquida de vagas em torno de 1,4 milhão.

Entre os estímulos fiscais, vale notar que o pagamento de precatórios da ordem de R$ 90 bilhões ao final de 2023 significou uma injeção de recursos de cerca de 0,8% do PIB na economia. Além disso, os gastos dos governos regionais, em ano de eleições municipais, em conjunto com a retomada do programa "Minha Casa, Minha Vida", ajudaram a turbinar o setor de construção civil. O governo federal também direcionou cerca de 0,2% do PIB em recursos para o Rio Grande do Sul, após a tragédia climática que acometeu o estado. Apesar das perdas significativas, os esforços de reconstrução acabaram por reforçar a expansão do setor de construção, bem como da indústria de bens de consumo (especialmente duráveis).

A evolução das contas do governo foi tema central durante o ano. Iniciativas de utilização de fundos públicos para execução de programas (com menor transparência), declarações desfavoráveis ao ajuste das contas e o anúncio do pacote fiscal em novembro, que veio acompanhado de anúncio de aumento da faixa de isenção da cobrança de imposto sobre a renda, aumentaram a desconfiança dos mercados em relação ao comprometimento do governo com a estabilidade das contas públicas. Com isso, as taxas de juros de prazo mais longo acentuaram a tendência de alta e o câmbio disparou.

O real se depreciou fortemente em 2024, em parte pelo cenário externo mais conturbado, em face do aumento de incertezas, acompanhando um movimento que ocorreu com diversas outras moedas de países em desenvolvimento e exportadores de commodities. Não obstante, cerca de metade da depreciação deveu-se à piora de percepção do quadro fiscal doméstico, pois a depreciação do real foi quase o dobro da verificada por uma cesta de moedas comparativa.

A depreciação do câmbio, bem como as condições climáticas menos favoráveis, exerceu relevante pressão sobre a inflação. O mercado de trabalho aquecido acabou se refletindo também na formação de preços mais sensíveis à atividade econômica, como os serviços. Com isso, a inflação encerrou o ano mais uma vez acima do teto da meta, de 4,5%.

As expectativas de inflação seguiram trajetória de descolamento das metas ao longo do ano. Nesse contexto, o Copom suspendeu o ciclo de cortes da Selic antes do que se imaginava, quando a Selic estava em 10,50% ao ano. Em setembro, o Copom retomou a elevação da Selic, que encerrou o ano de 2024 em 12,25% (11,75% em 2023).

Assim, apesar do bom desempenho da atividade econômica e do mercado de trabalho em 2024, a piora do quadro externo e fiscal doméstico resultou em condições financeiras mais adversas, com depreciação do câmbio, alta da inflação e das taxas de juros.

Em 2023 e 2024, nosso rating foi confirmado como AAA pelas agências Standard and Poor's, Moody's Investors Service e Fitch Rating.

2.3 Mudanças nas práticas contábeis/Opiniões modificadas e ênfases

2.3 Os diretores devem comentar:

a. mudanças nas práticas contábeis que tenham resultado em efeitos significativos sobre as informações previstas nos campos 2.1 e 2.2

As demonstrações financeiras de 2024 estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade (IFRS), emitidas pelo IASB, e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, seguindo as orientações emitidas pelo CPC, contemplando os efeitos de mudanças em pronunciamentos aplicáveis.

Pronunciamentos novos ou revisados aplicados pela primeira vez em 2024

As alterações apresentadas a seguir entraram em vigor em 1º de janeiro de 2024 e não produziram impactos relevantes nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia.

Norma Contábil	Principais alterações
Alterações ao IAS 7/CPC 03 e IFRS 7/CPC 40 - Acordos de financiamento de fornecedores	Esclarecem as características dos acordos de financiamento de fornecedores e exigem divulgação adicional de tais acordos. Os requisitos de divulgação nas alterações visam auxiliar os usuários das demonstrações financeiras a compreenderem os efeitos dos acordos de financiamento de fornecedores sobre os passivos, fluxos de caixa e exposição ao risco de liquidez de uma entidade.
Alterações ao IAS 1/CPC 26 - Apresentação das Demonstrações Contábeis	Especificam que apenas os covenants que devem ser cumpridos no ou antes do final do período de relatório afetam o direito de postergar a liquidação de um passivo por 12 meses após a data do relatório, impactando a classificação do passivo como circulante ou não circulante. Se o cumprimento do covenant for avaliado após a data do relatório, ele ainda afeta a avaliação, desde que envolva o cumprimento dentro dos 12 meses. Caso o cumprimento ocorra após esse período, o direito de postergar não é afetado. Se o cumprimento dos covenants no prazo de 12 meses for necessário, a entidade deve divulgar informações sobre os covenants, incluindo sua natureza, prazos, valor contábil dos passivos e potenciais dificuldades no cumprimento.
Alterações ao IFRS 16/CPC 06 (R2) - Arrendamentos	Esclarecem como mensurar o passivo de locação em uma transação de venda e relocação ("sale and leaseback"). O vendedor-arrendatário deve determinar os "pagamentos da locação" e os "pagamentos revistos" de forma que não reconheça ganho ou perda relacionada ao direito de uso retido. Isso é especialmente relevante em transações onde os pagamentos do arrendamento incluem valores variáveis que não dependem de um índice ou taxa.

b. opiniões modificadas e ênfases presentes no relatório do auditor

O Relatório dos Auditores Independentes, referente ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2024, datado de 26 de fevereiro de 2025, emitido pela PwC Auditores Independentes, não contém parágrafos de ênfases ou ressalvas.

2.4 Efeitos relevantes nas DFs

2.4. Os diretores devem comentar os efeitos relevantes que os eventos abaixo tenham causado ou se espera que venham a causar nas demonstrações financeiras do emissor e em seus resultados:

a. introdução ou alienação de segmento operacional

Não aplicável, tendo em vista que não houve introdução ou alienação de segmento operacional no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024.

b. constituição, aquisição ou alienação de participação societária

EPASA

Em 28 de março de 2025, a CPFL Geração celebrou um Contrato de Compra e Venda de Ações que tem por objeto a venda das 50.900.370 (cinquenta milhões, novecentas mil, trezentas e setenta) ações ordinárias de emissão da Centrais Elétricas da Paraíba S.A. – EPASA ("EPASA") detidas pela CPFL Geração à Ebrasil Gás e Energia S.A.

O fechamento da operação está condicionado ao cumprimento de certas condições precedentes estabelecidas no contrato, incluindo a aprovação prévia do Conselho Administrativo de Defesa Econômica – CADE, sendo que, uma vez concluída a transação, a CPFL Geração não mais terá participação societária na EPASA.

A EPASA é uma produtora independente de energia, proprietária de duas Usinas Termelétricas não operacionais: a Termonordeste e a Termoparaíba (reconhecidos fora do portifólio do SIN, despachável pelo ONS), que, em conjunto, somam 342 MW de capacidade instalada.

CPFL Renováveis

Em 29 de abril de 2025, por meio da Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária da Companhia e de sua subsidiária CPFL Geração, foi aprovada a cisão parcial da CPFL Geração, correspondente a 1,8498% de seu investimento na CPFL Renováveis. Esse acervo foi transferido para a Companhia, que passou a deter uma participação de 49,1502% para 51% na CPFL Renováveis.

c. eventos ou operações não usuais

Não aplicável, tendo em vista que não ocorreram eventos ou operações não usuais no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024.

2.5 Medições não contábeis

2.5. Caso o emissor tenha divulgado, no decorrer do último exercício social, ou deseje divulgar neste formulário medições não contábeis, como Lajida (lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização) ou Lajir (lucro antes de juros e imposto de renda), o emissor deve:

a. informar o valor das medições não contábeis

A Companhia divulgou nos exercícios sociais encerrados em 2024 e 2023 as seguintes medições não contábeis:

(Valores em R$ / mil)

	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de	
CONSOLIDADO	**2024**	**2023**
EBITDA	13.133.681	12.829.818
Endividamento Total	31.274.337	29.577.215
Endividamento Bruto	30.445.729	29.454.806
Endividamento Líquido	26.898.328	23.922.620

EBITDA

O EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization) é calculado a partir do lucro líquido ou prejuízo do exercício, acrescido pelo imposto sobre o lucro, resultado financeiro, depreciação e amortização e amortização de mais valia de ativos. O EBITDA fornece uma medida gerencial útil do desempenho das empresas do grupo CPFL Energia e a definição de EBITDA utilizada pela Companhia pode não ser comparável àquelas utilizadas por outras empresas. Ressalta-se que o EBITDA não é uma medida de desempenho financeiro segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil, nem pelas Normas Internacionais de Relatório Financeiro – International Financial Reporting Standards (IFRS), emitidas pelo International Accounting Standard Board (IASB) e tampouco deve ser considerado isoladamente ou como alternativa a outros indicadores financeiros, como o lucro líquido ou seus fluxos de caixa operacionais, ou como medida de liquidez ou performance da Companhia ou base para a distribuição de dividendos. O EBITDA está sendo apresentado de acordo com a Resolução da CVM nº 156, de 23 de junho de 2022.

Endividamento Total, Endividamento Bruto e Endividamento Líquido

- **Endividamento Total:** representa a soma das dívidas financeiras (empréstimos e financiamentos, e debêntures) da Companhia;
- **Endividamento Bruto:** representa a soma das dívidas financeiras (empréstimos e financiamentos, e debêntures), líquida da posição de derivativos; isto é, Endividamento Total acrescido/decrescido do montante líquido de derivativos;
- **Endividamento Líquido:** representa o montante total de dívidas financeiras da Companhia (Endividamento Bruto), líquido da posição de Caixa e Equivalentes de Caixa (acrescido de Títulos e Valores Mobiliários) em cada data-base.

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

(Valores em R$ / mil)

	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de	
CONSOLIDADO	**2024**	**2023**
Lucro Líquido Contábil	**5.761.554**	**5.537.162**
Impostos sobre o Lucro	2.327.339	2.485.621
Resultado financeiro	2.741.335	2.556.840
Depreciação e amortização	2.303.124	2.249.618
Amortização de mais valia de ativos	329	577
EBITDA	**13.133.681**	**12.829.818**

2.5 Medições não contábeis

(Valores em R$ / mil)

	Saldo em 31 de dezembro de	
CONSOLIDADO	**2024**	**2023**
Empréstimos e Financiamentos	12.277.993	13.511.376
Debêntures	16.510.345	12.925.727
Mútuo Passivo Consolidado	2.485.694	3.140.112
Endividamento Total	**31.274.032**	**29.577.215**
Derivativos líquidos (ativo) / passivo	(828.609)	(122.409)
Endividamento Bruto	**30.445.423**	**29.454.806**
Disponibilidade [(1)]	(3.547.055)	(5.532.624)
Endividamento Líquido	**26.898.368**	**23.922.182**

[(1)] Para fins do cálculo de Endividamento líquido consideramos como "Disponibilidade" os saldos da rubrica de "Caixa e Equivalentes de Caixa" e "Título e Valores Mobiliários".

c. explicar o motivo pelo qual entende que tal medição é mais apropriada para a correta compreensão da sua condição financeira e do resultado de suas operações

EBITDA

A Administração da Companhia entende que o EBITDA é um indicador interessante para analisar o desempenho econômico operacional da Companhia em função de não ser afetado por (i) flutuações nas taxas de juros, (ii) alterações da carga tributária do imposto de renda e da contribuição social, bem como (iii) pelos níveis de depreciação e amortização, sendo normalmente utilizado por investidores e analistas de mercado.

Endividamento Total, Endividamento Bruto e Endividamento Líquido

A Administração da Companhia entende que é importante apresentar a medição não contábil de Endividamento Total, Endividamento Bruto e Endividamento Líquido, pois (i) tanto os saldos de debêntures, como os de empréstimos e financiamentos constituem-se de dívidas financeiras, com características semelhantes entre si, e (ii) as operações de derivativos são majoritariamente contratadas para proteção cambial e de juros destas mesmas operações, de forma que os valores devem ser analisados em conjunto. Ademais, os conceitos de Endividamento Bruto e de Endividamento Líquido são utilizados com frequência para o estabelecimento de cláusulas restritivas financeiras de contratos de empréstimos, financiamentos e de debêntures.

2.6 Eventos subsequentes as DFs

2.6. Identificar e comentar qualquer evento subsequente às últimas demonstrações financeiras de encerramento de exercício social que as altere substancialmente

Empréstimos e Financiamentos

Em 05 de fevereiro de 2025 foi realizado captação de empréstimo como segue:

(Valores em R$ / mil)

Modalidade Empresa	Valor liberado	Pagamento de juros	Amortização de principal	Encargo financeiro e taxa efetiva anual	Taxa efetiva com derivativo	Destinação do recurso	Condições restritivas
Moeda estrangeira - Lei 4131							
CPFL Paulista	295.000	Semestrais	Parcela única em dezembro de 2027	JPY + 1,44%	CDI + 0,64%	Capital de giro	(a)

(a) Índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Energia: dívida Líquida dividida pelo EBITDA menor ou igual a 3,75 e EBITDA dividido pelo resultado financeiro maior ou igual a 2,25.

2.7 Destinação de resultados

2.7. Os diretores devem comentar a destinação dos resultados sociais, indicando:

	31 de dezembro de 2024
a) Regras sobre retenção de lucros	A Lei das Sociedades por Ações estabelece que a Assembleia Geral poderá, por proposta do Conselho de Administração, deliberar reter parcela do lucro líquido do exercício prevista em orçamento de capital por ela previamente aprovado.
b) Regras sobre distribuição de dividendos	De acordo com a Lei das Sociedades por Ações e com o Estatuto Social da Companhia, o lucro líquido do exercício terá obrigatoriamente a seguinte destinação: (a) 5% para a formação da reserva legal, até atingir 20% do capital social subscrito; (b) pagamento de dividendo obrigatório; (c) o lucro remanescente, ressalvada deliberação em contrário da Assembleia Geral, será destinado à formação de reserva de reforço de capital de giro, cujo total não poderá exceder o valor do capital social subscrito. Em caso de prejuízo, as reservas constituídas poderão ser utilizadas para absorver o prejuízo remanescente, sendo a reserva legal a última a ser absorvida. 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. <u>Destinação do Resultado de 2024 (valores em R$):</u> <u>Retenções em Reservas de Lucros:</u> Reserva de Reforço de Capital de Giro: R$ 1.396.020.255,39 Reserva de Lucros a Realizar: R$ 874.241.319,44 <u>Proposta de Dividendos:</u> Dividendo Mínimo Obrigatório: R$ 1.364.412.917,49 Dividendos Adicionais: R$ 1.855.189.649,32
c) Periodicidade das distribuições de dividendos	O Estatuto Social da Companhia estabelece que o dividendo obrigatório poderá ser pago antecipadamente, no curso do exercício e até a Assembleia Geral Ordinária que deliberar sobre o respectivo montante. O valor do dividendo antecipado poderá ser compensado com o do dividendo obrigatório do exercício. A Assembleia Geral determinará o pagamento do saldo do dividendo obrigatório, se houver, bem como a reversão àquela reserva do valor pago antecipadamente. Ressaltamos que cabe ao nosso Conselho de Administração a prerrogativa de declarar dividendos intermediários à conta de lucros apurados no balanço semestral ou, observadas as disposições legais, apurado em períodos menores que o semestre, ou, ainda, à conta de lucros acumulados ou reservas de lucros existentes no último balanço anual ou semestral. O Conselho de Administração poderá, também, declarar juros sobre o capital próprio e imputá-los ao pagamento do dividendo mínimo obrigatório. Os dividendos, salvo deliberação em contrário da Assembleia Geral, devem ser pagos no prazo máximo de 60 dias, contado a partir da data da deliberação de sua distribuição e, em qualquer caso, dentro do exercício social.
d) Eventuais restrições à distribuição de dividendos impostas por legislação ou regulamentação especial aplicável ao emissor, assim como contratos, decisões judiciais, administrativas ou arbitrais	A Companhia e suas controladas estão sujeitas a restrições de distribuição de dividendos em função de alguns empréstimos, mais especificamente empréstimos obtidos junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico Social - BNDES. Existem duas situações que merecem destaque: (i) regra geral; e (ii) controladas e outras controladas em conjunto pela CPFL Geração. A regra geral versa que as empresas podem distribuir dividendos se atendidas (i) integralmente as obrigações restritivas estabelecidas no contrato; e (ii) à manutenção de determinados índices financeiros em parâmetros pré-estabelecidos apurados anualmente. Exemplos destes parâmetros podem ser: endividamento financeiro líquido dividido pelo EBITDA e endividamento financeiro líquido dividido pela soma do endividamento financeiro líquido e o patrimônio líquido, entre outros. Além disso, a Lei das Sociedades por Ações permite que a Companhia e suas controladas, conforme aplicável, suspendam a distribuição de dividendos mínimos obrigatórios em qualquer exercício social, caso o Conselho de Administração da Companhia ou o respectivo órgão competente das controladas informe aos acionistas sobre a incompatibilidade de tal distribuição com a situação financeira da Companhia ou de suas controladas. Nesta hipótese, os acionistas da Companhia poderão não receber dividendos ou juros sobre o capital próprio.

2.7 Destinação de resultados

e) Se o emissor possui uma política de destinação de resultados formalmente aprovada, informando órgão responsável pela aprovação, data da aprovação e, caso o emissor divulgue a política, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado	A Companhia possui uma Política de Dividendos, aprovada pelo Conselho de Administração em 21 de maio de 2019 e atualizada em 16 de dezembro de 2021. Tal política estabelece os fatores que influenciarão nos valores das distribuições, dentre os quais destacam-se a condição financeira da Companhia, suas perspectivas futuras, as condições macroeconômicas, revisões e reajustes tarifários, mudanças regulatórias e a estratégia de crescimento da Companhia, bem como demais fatores considerados relevantes pelo Conselho de Administração e pelos acionistas. Esta política também destaca que certas obrigações constantes dos contratos financeiros da Companhia podem limitar o valor dos dividendos e/ou dos juros sobre o capital próprio que poderão ser distribuídos, sendo que, de acordo com o planejamento tributário da Companhia, pode-se determinar que a distribuição de juros sobre o capital próprio, no futuro, seja do seu interesse. Além disso, de acordo com o Estatuto Social, o Conselho de Administração poderá aprovar a distribuição de dividendos e/ou de juros sobre o capital próprio, com base nas demonstrações financeiras anuais ou semestrais da Companhia, bem como nas demonstrações financeiras relativas a períodos mais curtos. A distribuição poderá ser baseada, ainda, em lucros auferidos registrados ou em lucros destinados a contas de reservas sem fins lucrativos, contidas nas demonstrações financeiras anuais ou semestrais. Com relação à declaração de dividendos anuais, inclusive dividendos em valor superior ao valor mínimo obrigatório, dependerá da aprovação pelo voto da maioria dos acionistas da Companhia. A Política de Dividendos da Companhia encontra-se disponível para consulta no site da Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") (http://sistemas.cvm.gov.br), bem como no site de Relações com Investidores da Companhia (www.cpfl.com.br/ri).

2.8 Itens relevantes não evidenciados nas DFs

2.8. Os diretores devem descrever os itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras do emissor, indicando:

a. os ativos e passivos detidos pelo emissor, direta ou indiretamente, que não aparecem no seu balanço patrimonial (off-balance sheet items), tais como:

i. carteiras de recebíveis baixadas sobre as quais a entidade não tenha retido nem transferido substancialmente os riscos e benefícios da propriedade do ativo transferido, indicando respectivos passivos

Em 31 de dezembro de 2024, não há carteiras de recebíveis baixadas sobre as quais a Companhia não tenha retido nem transferido substancialmente os riscos e benefícios da propriedade do ativo transferido não evidenciados no balanço patrimonial da Companhia.

ii. contratos de futura compra e venda de produtos ou serviços

As comercializadoras do grupo CPFL possuem contratos de compra e venda de energia com entrega futura. Em relação às vendas, o Grupo possui contratos com entrega futura entre os anos de 2025 e 2035, totalizando R$ 3.464 milhões.

No que tange aos contratos de compra, as obrigações contratuais e compromissos estão apresentados em forma de tabela no item 2.1.c deste Formulário de Referência.

iii. contratos de construção não terminada

A Companhia possui obrigações contratuais e compromissos, tais como os compromissos relacionados a contratos de longo prazo para projetos para construção de usinas, que estão apresentados em forma de tabela no item 2.1.c deste Formulário de Referência.

iv. contratos de recebimentos futuros de financiamentos

A Companhia possui, em 31 de dezembro de 2024, financiamentos contratados cujos limites ainda não foram totalmente utilizados. Para mais informações, vide item 2.1.g deste Formulário de Referência.

b. outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

Não há outros itens relevantes não evidenciados no balanço patrimonial da Companhia referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024.

2.9 Comentários sobre itens não evidenciados

2.9. Em relação a cada um dos itens não evidenciados nas demonstrações financeiras indicados no item 2.8, os diretores devem comentar:

a. como tais itens alteram ou poderão vir a alterar as receitas, as despesas, o resultado operacional, as despesas financeiras ou outros itens das demonstrações financeiras do emissor

Não aplicável, tendo em vista que não há itens não evidenciados nas demonstrações financeiras da Companhia relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024.

b. natureza e o propósito da operação

Não aplicável, tendo em vista que não há itens não evidenciados nas demonstrações financeiras da Companhia relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024.

c. natureza e montante das obrigações assumidas e dos direitos gerados em favor do emissor em decorrência da operação

Não aplicável, tendo em vista que não há itens não evidenciados nas demonstrações financeiras da Companhia relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024.

2.10 Planos de negócios

2.10. Os diretores devem indicar e comentar os principais elementos do plano de negócios do emissor, explorando especificamente os seguintes tópicos:

a. investimentos, incluindo:

i. descrição quantitativa e qualitativa dos investimentos em andamento e dos investimentos previstos;

Os principais investimentos nos últimos anos têm sido destinados à manutenção e ao aprimoramento da rede de distribuição e aos projetos de geração. A tabela a seguir apresenta os investimentos da Companhia no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 e a previsão para os anos de 2025 a 2029:

(Valores em R$ / milhão)

	Exercício encerrado em 31 de dezembro					
Segmento	**2024**	**2025***	**2026***	**2027***	**2028***	**2029***
Distribuição	4.544	5.303	5.180	5.038	4.505	4.708
Geração	411	308	222	180	160	150
Comercialização Serviços e outros investimentos	83	105	70	70	68	69
Transmissão	758	778	836	782	701	576
Total	**5.796**	**6.494**	**6.308**	**6.071**	**5.434**	**5.502**

* Investimento planejado.

Planejamos investir aproximadamente R$ 6.494 milhões em 2025, R$ 6.308 milhões em 2026, R$ 6.071 milhões em 2027, R$ 5.434 milhões em 2028 e R$ 5.502 em 2029. Dos investimentos totais orçados para este período, R$ 24.734 milhões são esperados de serem investidos no nosso segmento de distribuição e R$ 1.020 milhões no nosso segmento de Geração. Adicionalmente, durante este período, planejamos investir R$ 3.673 milhões em nosso segmento de transmissão e R$ 382 milhões em nossos segmentos de comercialização e serviços. Parte dos gastos previstos, particularmente quanto aos projetos de geração, já se encontram formalmente contratados.

ii. fontes de financiamento dos investimentos

As principais fontes de recursos das controladas da Companhia são provenientes da geração de caixa operacional e de financiamentos. Para o biênio de 2025 e 2026, nossas controladas pretendem captar recursos por meio de (i) novos financiamentos junto a bancos de fomento (BNDES, BNB, outros), (ii) captações com instituições financeiras nacionais e internacionais e (iii) emissões de debêntures.

iii. desinvestimentos relevantes em andamento e desinvestimentos previstos

Em 2023, foi realizada a transferência da outorga da usina termelétrica a biomassa (bagaço de cana) Bio Formosa para o Grupo Vale Verde, com uma capacidade instalada vendida de 40 MW. Já em 2024, foram transferidas as usinas termelétricas Bio Ipê, Bio Pedra e Bio Buriti para o Grupo Pedra, com capacidades instaladas de 25 MW, 70 MW e 74,25 MW, respectivamente.

b. desde que já divulgada, indicar a aquisição de plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos que devam influenciar materialmente a capacidade produtiva do emissor

Não houve aquisições de plantas, equipamentos ou outros ativos que influenciassem materialmente a capacidade produtiva da Companhia.

c. novos produtos e serviços, indicando:

i. descrição das pesquisas em andamento já divulgadas

Não aplicável em razão de não haver novos produtos e serviços em andamento.

2.10 Planos de negócios

ii. montantes totais gastos pelo emissor em pesquisas para desenvolvimento de novos produtos ou serviços

Não aplicável em razão de não haver novos produtos e serviços em andamento.

iii. projetos em desenvolvimento já divulgados

Não aplicável em razão de não haver novos produtos e serviços em andamento.

iv. montantes totais gastos pelo emissor no desenvolvimento de novos produtos ou serviços

Não aplicável em razão de não haver novos produtos e serviços em andamento.

d. oportunidades inseridas no plano de negócios do emissor relacionadas a questões ASG

O Plano ESG 2030 do Grupo CPFL está integrado ao Plano Estratégico da Companhia, e faz parte da sua representação gráfica de eixos prioritários de forma transversal.

O Plano ESG 2030 traz novas diretrizes e estratégias para que possamos fornecer energia sustentável, acessível e confiável em todos os momentos, tornando a vida das pessoas mais segura, saudável e próspera nas regiões onde operamos. Um dos compromissos é ter, até 2030, 100% do nosso portfólio de geração de energia renovável. No segmento, este já é nosso foco exclusivo de investimentos desde 2010 e avançamos mais um passo rumo à economia de baixo carbono. Hoje, o Grupo CPFL conta com uma estrutura de hidrelétricas (UHEs, PCHs e CGHs), usinas de biomassa, parques eólicos e uma planta solar que já contribui com esse perfil de emissões, e com estudo em andamento sobre a viabilidade de tecnologias de hidrogênio verde para o negócio.

Em paralelo, ampliar a eletrificação da frota técnica operacional pesada, considerando os caminhões com cesto aéreo, é um dos esforços que contribuem nesse desafio e continuaremos os estudos em mobilidade elétrica, iniciados em 2007, para avançarmos ainda mais neste tema.

Para além nas nossas atividades, queremos apoiar outras empresas na jornada de descarbonização, por isso, o Grupo CPFL, por meio da CPFL Soluções, oferece créditos de carbono, certificados de energia renovável (I-RECs) e outras soluções integradas aos clientes. Tudo isso será realizado junto à estratégia para promover e implementar soluções de energia inteligente (smart energy).

A conectividade digital entre pessoas e equipamentos, proporcionada pela evolução das tecnologias, tem levado a uma mudança de paradigmas e a transformações no setor elétrico e, nesse sentido, temos investido significativamente em expansão, automação, modernização e inovações visando maior eficiência, qualidade e robustez da rede, o que também contribui para nossos objetivos de mitigação e adaptação às mudanças climáticas.

Uma importante forma de promover operações cada vez mais sustentáveis é ampliando nossa atuação sob a perspectiva de circularidade, com a reforma de equipamentos e destinação de componentes de rede para reciclagem ou cadeia reversa. Já possuímos um negócio estruturado no conceito da economia circular dentro do Grupo CPFL, que vem expandindo ao longo dos anos, e que mitiga de forma considerável o nosso volume de resíduos no meio ambiente.

Mais informações relacionadas ao Plano ESG 2030 estão disponíveis no site de Relações com Investidores do Grupo CPFL em https://www.cpfl.com.br/ri.

2.11 Outros fatores que influenciaram de maneira relevantes o desempenho operacional

2.11. Comentar sobre outros fatores que influenciaram de maneira relevante o desempenho operacional e que não tenham sido identificados ou comentados nos demais itens desta seção

Não existem outros fatores que influenciam de maneira relevante o desempenho operacional da Companhia e que não foram mencionados nesta seção.

3.1 Projeções divulgadas e premissas

3. Projeções
3.1. As projeções devem identificar:

a. objeto da projeção

Nos termos do artigo 21 da Resolução CVM nº 80/22, a divulgação de projeções e estimativas é facultativa. Dessa forma, a Companhia optou por também não divulgar neste Formulário de Referência projeções de qualquer natureza (inclusive operacionais ou financeiras) relacionadas a ela ou às suas atividades e às de suas controladas.

b. período projetado e o prazo de validade da projeção

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não divulga projeções.

c. premissas da projeção, com a indicação de quais podem ser influenciadas pela administração do emissor e quais escapam ao seu controle

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não divulga projeções.

d. valores dos indicadores que são objeto de previsão

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não divulga projeções.

3.2 Acompanhamento das projeções

3.2. Na hipótese de o emissor ter divulgado, durante os 3 últimos exercícios sociais, projeções sobre a evolução de seus indicadores:

a. informar quais estão sendo substituídas por novas projeções incluídas no formulário e quais delas estão sendo repetidas no formulário

Nos termos do artigo 21 da Resolução CVM nº 80/22, a divulgação de projeções e estimativas é facultativa, desde que a Companhia não tenha divulgado projeções ou estimativas. Dessa forma, a Companhia optou por também não divulgar neste Formulário de Referência projeções de qualquer natureza (inclusive operacionais ou financeiras) relacionadas a ela ou às suas atividades e às de suas controladas.

b. quanto às projeções relativas a períodos já transcorridos, comparar os dados projetados com o efetivo desempenho dos indicadores, indicando com clareza as razões que levaram a desvios nas projeções;

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não divulga projeções.

c. quanto às projeções relativas a períodos ainda em curso, informar se as projeções permanecem válidas na data de entrega do formulário e, quando for o caso, explicar por que elas foram abandonadas ou substituídas.

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não divulga projeções.

4.1 Descrição dos fatores de risco

4. Fatores de risco

4.1. Descrever os fatores de risco com efetivo potencial de influenciar a decisão de investimento, observando as categorias abaixo e, dentro delas, a ordem decrescente de relevância:

O investimento nos valores mobiliários de nossa emissão envolve a exposição a determinados riscos. Antes de tomar qualquer decisão de investimento em qualquer valor mobiliário de nossa emissão, nossos investidores atuais e potenciais devem considerar e analisar detalhadamente todas as informações contidas neste Formulário de Referência, os riscos e incertezas descritos nesta seção, nas nossas demonstrações financeiras e informações trimestrais e suas respectivas notas explicativas antes de decidir manter ou investir em valores mobiliários de nossa emissão.

Os nossos negócios, reputação, situação financeira, fluxo de caixa, liquidez, negócios futuros e/ou resultados operacionais poderão ser material e adversamente afetados por quaisquer dos riscos listados abaixo. O preço de mercado dos nossos valores mobiliários poderá diminuir em razão da ocorrência de qualquer um dos fatores de risco listados abaixo e/ou de outros fatores de risco por nós não previstos, hipóteses em que nossos investidores poderão perder seus investimentos em valores mobiliários de nossa emissão.

Os riscos descritos abaixo são aqueles que atualmente nós conhecemos e acreditamos que, na data de divulgação deste Formulário de Referência, poderão nos afetar negativamente. Riscos adicionais atualmente desconhecidos por nós ou que atualmente são julgados irrelevantes por nós também podem afetar nossos negócios, reputação, condição financeira, resultados operacionais, fluxo de caixa, negócios futuros e/ou o preço de mercado de nossos valores mobiliários.

Nesta seção, ao mencionarmos que determinado risco, incerteza ou problema tem o potencial de impactar de forma adversa ou negativa, ou ao usarmos expressões correlatas, estamos indicando que tais questões podem afetar de maneira prejudicial nossos negócios, reputação, saúde financeira, desempenho operacional, fluxo de caixa, liquidez, as operações futuras de nossas subsidiárias, bem como o valor de mercado de nossos títulos financeiros. Isso inclui, mas não se limita, a nossas ações. Expressões similares incluídas nesta seção "4.1. Fatores de Risco" devem ser compreendidas nesse contexto.

As referências constantes neste item 4.1 a "nós" devem ser interpretadas como a CPFL Energia S.A. e suas controladas diretas e indiretas (exceto se o contexto exigir de outra maneira).

Não obstante a subdivisão desta seção "4.1. Fatores de Risco", cabe ressaltar que determinados fatores de risco que estejam em um subitem podem também se aplicar a outros subitens da mesma seção.

a. emissor

Nosso negócio está sujeito a ciberataques e violações de segurança e privacidade, sendo que qualquer ataque poderá afetá-lo de maneira prejudicial.

Em nosso negócio, realizamos a coleta, o armazenamento, o processamento e a transmissão de dados pessoais (PII) e dados sensíveis (PSI) de clientes, fornecedores e empregados. Além disso, utilizamos sistemas de tecnologia da informação, fundamentais e de rede operativa para o controle das operações comerciais, energéticas, administrativas e financeiras, o que invariavelmente implica exposição a diversos riscos cibernéticos.

Nos últimos anos, temos observado um aumento significativo no número de organizações, incluindo grandes empresas, instituições financeiras e entidades governamentais, que relatam violações em seus sistemas de tecnologia da informação (TI) e tecnologia operacional (OT). Muitas dessas violações envolvem ataques sofisticados e direcionados a websites.

Existem técnicas sofisticadas aplicadas para obter credenciais de acesso a informações de negócio ou de clientes, seja para comprometer serviços ou fraudar sistemas. Essas técnicas são tão avançadas que muitas vezes dificultam a identificação imediata das tentativas, sendo que passam despercebidas até que o primeiro ataque ocorra. A violação pode ocorrer não apenas diretamente em nossos sistemas, mas também por meio da invasão de sistemas de parceiros ou fornecedores.

A engenharia social é uma das técnicas mais recorrentes e envolve o fator humano, tentando induzir colaboradores, parceiros ou fornecedores a divulgarem informações confidenciais, como credenciais (user ID e senhas) de acesso aos nossos sistemas de tecnologia da informação. Alguns esforços são suportados por recursos financeiros e tecnológicos significativos, tornando-os ainda mais sofisticados e difíceis de serem detectados.

4.1 Descrição dos fatores de risco

Uma violação de segurança pode interromper nossas operações, resultar na indisponibilidade de nossos sistemas e/ou serviços, na divulgação imprópria de dados, prejudicar significativamente nossa reputação e marca, resultar em uma exposição jurídica e financeira substancial, levar à perda de confiança dos clientes e/ou à queda no uso de nossos produtos e serviços, com impacto adverso sobre nosso negócio e resultados operacionais.

Adicionalmente, não mantemos apólices de seguros específicas para ciberataques, e nossas apólices atuais podem não ser adequadas para nos ressarcir pelas perdas causadas por violações de segurança da informação. Podemos não conseguir garantir que as proteções que possuímos para os sistemas de tecnologia operacional e de tecnologia da informação sejam suficientes para proteção contra violações de privacidade, dada a expressiva quantidade e sofisticação dos ataques cibernéticos.

Incidentes de segurança envolvendo a rede operativa (subestações e usinas) suportados pelas Normas e Requisitos Técnicos da Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL") e Operador Nacional do Sistema Elétrico ("ONS") poderiam ter um efeito prejudicial em nosso negócio, condição financeira ou resultados operacionais.

Mantemos um banco de dados com informações sobre nossos clientes, que pode incluir, principalmente (mas não apenas), dados coletados quando os clientes assinam nossos serviços e por meio de nossos aplicativos de dispositivos móveis. Uma violação dos nossos sistemas pode afetar a integridade desse banco de dados. Dúvidas ou receios sobre a segurança ou proteção dos dados dos nossos clientes, armazenados em nossos sistemas ou tratados por nós de qualquer outra forma, podem afetar negativamente nossa reputação e nossos resultados.

O acesso não autorizado a dados pessoais dos nossos clientes, ou qualquer percepção pública de que esses dados foram divulgados de forma indevida, pode resultar em processos administrativos ou judiciais, com possíveis compensações financeiras, multas e/ou danos à nossa reputação.

Estamos sujeitos à regulamentação da Lei Geral de Proteção de Dados ("LGPD") e, nesse sentido, podemos não cumprir suas diretrizes e obrigações, o que pode comprometer a segurança e a privacidade dos dados que coletamos. Portanto, o descumprimento de quaisquer normas, exigências, decisões ou outras leis e regulamentos relativos à proteção de dados pessoais poderá afetar de forma relevante o nosso negócio.

Por tratarmos dados pessoais de pessoas naturais na execução de nosso objeto social, estamos sujeitos à regulamentação da LGPD e demais legislações aplicáveis, que estabelecem diretrizes e obrigações relacionadas ao tratamento de dados pessoais de forma ética e responsável.

A violação dessas normas pode resultar em sanções administrativas, ações judiciais, restrições operacionais, danos à reputação e perdas financeiras significativas, com impactos negativos em nossos negócios e resultados. Entre os principais riscos relacionados à privacidade e à proteção de dados, destacamos:

- Multas e penalidades financeiras: o descumprimento das normas pode resultar em sanções de até 2% do faturamento, limitadas a R$ 50 milhões por infração, além de multas cumulativas aplicadas por diferentes órgãos reguladores (Ministério Público, Procon, Senacon, ANEEL) e pelo Poder Judiciário.
- Comprometimento da reputação: vazamentos de dados ou violações de privacidade podem reduzir a confiança de clientes, investidores e parceiros, prejudicando a fidelização e a aquisição de novos negócios.
- Interrupções operacionais: restrições impostas por reguladores, como a suspensão do uso de bases de dados ou de operações específicas, podem impactar diretamente nossas atividades.
- Ações judiciais e indenizações: reclamações de titulares de dados e ações coletivas podem resultar em custos elevados e danos reputacionais.
- Ameaças cibernéticas: quando concretizado, o ataque cibernético pode comprometer dados pessoais sensíveis e gerar custos imprevistos com mitigação e recuperação.

Determinados eventos, como ataques cibernéticos sofisticados, desvios éticos ou alterações regulatórias, podem impactar nossa capacidade de cumprir as leis e regulamentações que visam proteger os dados pessoais.

Por fim, leis e regulamentos similares que possam ser aprovados no futuro podem ser interpretados e aplicados de maneiras diferentes ao longo do tempo, afetando o nosso negócio de maneira prejudicial. Qualquer não cumprimento, real ou percebido, de quaisquer normas relativas à proteção de dados pessoais em vigor ou de

4.1 Descrição dos fatores de risco

quaisquer exigências, decisões administrativas ou judiciais, outras leis e regulamentos federais, estaduais ou internacionais relativos à proteção de dados pessoais poderá afetar o nosso negócio de maneira prejudicial.

A expansão dos nossos negócios por meio de aquisições leva em consideração a valoração de riscos inerentes a esses novos negócios. A materialização desses riscos poderá reduzir os benefícios que esperamos obter com essas operações, o que pode afetar adversamente a nossa situação financeira e o resultado de nossas operações

Analisamos regularmente oportunidades para aquisição de participação (total ou parcial) de empresas dedicadas às atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, transações estas similares à aquisição da CPFL Transmissão S.A. ("CPFL Transmissão") em outubro de 2021, ou mesmo ampliar nossa atuação no setor elétrico por meio de novos empreendimentos em atividades nas quais já atuamos, inclusive por meio de participações bem-sucedidas em leilões da ANEEL. Adicionalmente, também avaliamos transações nas quais poderíamos aumentar nossa participação em ativos já existentes em nosso portfólio.

Estas transações, por natureza, apresentam riscos e desafios relacionados às incertezas dos cenários e premissas assumidas na elaboração do Business Plan de cada projeto. As incertezas podem estar associadas à execução da integração da empresa adquirida (operações, sistemas, funcionários, equipamentos etc.), à exposição aos passivos assumidos dessas companhias, a dificuldades na implementação dos novos empreendimentos e à variação dos cenários/premissas assumidas na projeção de fluxos de caixa futuro dos ativos envolvidos. A materialização destes riscos pode trazer impactos operacionais, financeiros e algumas vezes reputacionais. Obrigações substanciais associadas a uma aquisição, inclusive relacionadas a assuntos trabalhistas ou ambientais, poderiam afetar adversamente a nossa reputação e o nosso desempenho financeiro, reduzindo os benefícios da aquisição.

Nosso grau de endividamento e nossas obrigações de serviços de dívidas, bem como as disposições restritivas em nossos contratos financeiros (covenants), podem afetar adversamente nossa capacidade de conduzir nossas atividades e de realizar os pagamentos desses financiamentos.

Em 31 de dezembro de 2024, tínhamos um endividamento total de R$ 30.445 milhões. O nosso grau de endividamento aumenta a possibilidade de não termos caixa suficiente para pagar pontualmente o principal, os juros e outros encargos relacionados ao nosso endividamento. Adicionalmente, poderemos incorrer em endividamentos adicionais, periodicamente, para financiar aquisições, investimentos, joint ventures ou outros propósitos, sujeitos às restrições aplicáveis aos nossos financiamentos atuais, tal como ocorreu quando adquirimos a CPFL Transmissão, em outubro de 2021. Caso incorramos em endividamentos adicionais, os riscos relacionados ao nosso endividamento podem aumentar.

Além disso, alguns de nossos contratos de financiamento contêm cláusulas restritivas operacionais referentes ao nosso negócio. Em especial, algumas dessas cláusulas nos impedem de contrair dívida adicional ou efetuar pagamentos restritos, incluindo a distribuição de dividendos, caso alguns índices e testes financeiros não sejam cumpridos. Esses índices e testes financeiros têm como base o atingimento de certos níveis de EBITDA Ajustado (calculado de acordo com os critérios contidos em seus instrumentos de dívida), despesas de juros, endividamento total e lucro líquido. Esses índices e testes financeiros são testes de manutenção, o que significa que devemos cumpri-los continuamente todos os anos para não descumprirmos nossas obrigações de dívida. Nossa capacidade de cumprir esses índices e testes financeiros pode ser afetada por eventos além do nosso controle, e não podemos garantir que os cumpriremos. O não cumprimento de qualquer uma dessas cláusulas poderá resultar em um evento de inadimplemento sob esses contratos e outros.

O nosso nível de endividamento e as cláusulas restritivas em nossos instrumentos de dívida podem implicar em riscos importantes, incluindo os seguintes:

- aumento de nossa vulnerabilidade às condições econômicas, financeiras e setoriais negativas em geral; e
- necessidade de dedicarmos uma parte substancial de nossos fluxos de caixa das operações para o serviço da dívida, reduzindo assim a disponibilidade desses fluxos de caixa para o financiamento de despesas de capital.

A geração de caixa decorrente de nossas operações poderá não ser suficiente para pagar o valor de principal, juros e outros valores devidos relacionados a nossas dívidas atuais e futuras. Nesse caso, poderemos não conseguir tomar empréstimos, vender ativos ou de outra forma levantar recursos em condições aceitáveis ou até mesmo

4.1 Descrição dos fatores de risco

refinanciar a dívida tão logo vença ou se torne devida. Se incorrermos em dívidas adicionais, os riscos relacionados às nossas dívidas, incluindo a nossa inadimplência com relação aos prazos de nossas dívidas, poderão aumentar.

Na hipótese de inadimplência nos termos de qualquer um de nossos contratos de financiamento, os saldos devedores (incluindo principal, juros e quaisquer multas) poderão ser antecipados, o que poderá acionar as disposições sobre inadimplemento cruzado ou antecipação (cross default/cross acceleration) nos termos de nossos outros contratos de financiamento. Em vista de nosso nível significativo de endividamento, tal situação poderá afetar substancial e negativamente a nossa situação financeira. No passado, não cumprimos com certas cláusulas específicas e solicitamos e obtivemos waivers com relação ao cumprimento de determinados covenants de índice de cobertura de dívida. No futuro, podemos não conseguir cumprir tais ou outras cláusulas aplicáveis e ser obrigados a solicitar novos waivers. Não podemos garantir que seremos bem-sucedidos em cumprir tais obrigações nem que conseguiremos obter ou renovar tais waivers.

Para mais informações sobre nosso endividamento, vide item 2.1.f deste Formulário de Referência.

Podemos ser afetados substancialmente por violações ao nosso Código de Conduta Ética, à Lei Anticorrupção e leis semelhantes, o que pode vir a afetar adversamente os nossos negócios de forma relevante, tanto em relação ao aspecto operacional, quanto à nossa imagem.

O não cumprimento, por nossos diretores, administradores e/ou colaboradores, bem como por controladas, controladoras e/ou coligadas, do nosso Código de Conduta Ética e da legislação anticorrupção aplicável pode nos expor a sanções previstas nos referidos normativos. Dessa forma, nossas diretrizes de compliance podem não ser suficientes para prevenir ou detectar práticas inapropriadas, fraudes e/ou violações à lei por qualquer colaborador, controlada, controladora, coligada ou por qualquer terceiro que atue em nome de tais partes, interesse e/ou benefício. Ainda, no futuro, poderemos descobrir algum caso no qual tenha ocorrido falha no cumprimento das leis, regulações e/ou controles internos aplicáveis, o que poderá resultar em multas e/ou outras sanções e afetar negativamente a nossa reputação, condição financeira e objetivos estratégicos.

A Lei nº 12.846, de 1º de agosto de 2013 ("Lei Anticorrupção"), estabelece o conceito de responsabilidade objetiva para pessoas jurídicas envolvidas em atos lesivos à administração pública, sujeitando o infrator a penalidades cíveis e administrativas, como sanções administrativas aplicadas em consequência de um ato lesivo à administração pública.

A Lei Anticorrupção impõe às empresas a responsabilidade por atos de corrupção, fraude ou manipulação de licitações públicas, contratos governamentais e interferência com investigações e/ou inspeções pelas autoridades governamentais. As empresas consideradas responsáveis nos termos da Lei Anticorrupção podem ter multas de até 20% de sua receita bruta no ano imediatamente anterior ou, se essa receita bruta anual não puder ser estimada, tais multas podem variar entre R$ 6.000,00 e R$ 60.000.000,00. Entre outras sanções, a Lei Anticorrupção também prevê a apreensão de bens ou benefícios obtidos ilegalmente, a suspensão ou a proibição parcial das operações, a dissolução da entidade e/ou a proibição de receber incentivos, subsídios, doações ou financiamentos do governo ou de entidades controladas pelo governo por um período de até 5 anos. Ao avaliarem as penalidades no âmbito da Lei Anticorrupção, as autoridades brasileiras podem considerar a adoção de um programa efetivo de compliance. Outras leis aplicáveis a violações relacionadas à corrupção, como a Lei Federal nº 8.492, de 2 de junho de 1992 ("Lei de Improbidade Administrativa"), também preveem penalidades que incluem a proibição de celebrar contratos com o governo por até 14 anos.

Adicionalmente, diversos contratos financeiros celebrados por nós e por nossas controladas contêm cláusulas que exigem o cumprimento da Lei Anticorrupção. Dessa forma, o descumprimento da Lei Anticorrupção pela nossa Companhia ou suas controladas pode representar um evento de inadimplemento no âmbito de tais contratos e, consequentemente, provocar o vencimento antecipado das dívidas. Além disso, há o risco de sanções e multas decorrentes da legislação anticorrupção.

Não podemos garantir que nossas diretrizes de compliance e nossos controles internos sejam suficientes para prevenir ou detectar todas as práticas inapropriadas, fraudes ou violações à Lei Anticorrupção e leis semelhantes por qualquer um de nossos administradores, colaboradores e/ou representantes, o que pode vir a afetar adversamente nossos negócios de forma relevante tanto em relação ao aspecto financeiro e operacional, quanto em relação à nossa imagem perante a sociedade.

4.1 Descrição dos fatores de risco

Decisões desfavoráveis em processos judiciais, administrativos ou procedimentos arbitrais podem causar efeitos adversos em nossa reputação, negócios, condição financeira e resultados operacionais.

A nossa Companhia é ou pode vir a ser réu em processos judiciais, administrativos e arbitrais de natureza cível, criminal, societária, tributária, trabalhista, administrativa, de propriedade intelectual, concorrencial, regulatória, ambiental, entre outras, cujos resultados não se podem garantir que lhe serão favoráveis.

As provisões constituídas podem ser insuficientes para arcar com o custo total decorrente dos processos. Adicionalmente, a nossa Companhia pode estar sujeita a contingências por outros motivos que a obriguem a despender valores significativos, prejudicando a condução regular dos seus negócios. Decisões contrárias aos nossos interesses poderão causar um efeito adverso em nossa reputação, negócios, condição financeira e resultados operacionais.

Somos uma holding e parte significativa do nosso caixa provém da distribuição de resultados de nossas controladas. Alguns contratos financeiros celebrados por nossas controladas impõem restrições à distribuição de dividendos. Qualquer alteração adversa na condição financeira ou nos resultados operacionais de nossas controladas pode afetar o nosso negócio, nossa condição financeira ou nossos resultados operacionais.

Somos uma sociedade por ações de capital aberto, com o objetivo principal de atuar como holding, participando do capital de outras sociedades dedicadas às atividades de distribuição, transmissão, geração, comercialização e prestação de serviços no segmento de energia elétrica.

Parte significativa do nosso fluxo de caixa é oriunda da distribuição de dividendos e juros sobre o capital próprio pagos por nossas controladas. Desta forma, eventos que provoquem reduções nos lucros dessas sociedades e/ou suspensões no pagamento de dividendos poderão afetar a nossa condição financeira, bem como nossa capacidade de pagar dividendos ou realizar investimentos adicionais. Nossas subsidiárias possuem contratos de financiamento que impedem a distribuição de dividendos acima do mínimo legal e estatutariamente estabelecido, e o pagamento de quaisquer dividendos e/ou juros sobre capital próprio está sujeito à ocorrência de eventos de inadimplemento. A decisão de distribuir os dividendos dependerá, entre outros fatores, do nosso plano estratégico, da nossa capacidade de gerar lucros, da nossa rentabilidade, situação financeira, dos nossos planos de investimento, das limitações contratuais e das restrições impostas pela legislação e regulamentação aplicáveis.

Não há garantia de que quaisquer recursos serão disponibilizados ou que serão suficientes para o pagamento de nossas obrigações e para a distribuição de dividendos a nossos acionistas. Qualquer alteração adversa na condição financeira ou nos resultados operacionais de nossas controladas pode afetar o nosso negócio, nossa condição financeira ou nossos resultados operacionais.

Se não concluirmos nosso programa de investimento proposto no cronograma previsto, a operação e o desenvolvimento dos nossos negócios poderão ser afetados de forma adversa.

Planejamos investir R$ 1.020 milhões em nossas atividades de geração, R$ 3.673 milhões em nossas atividades de transmissão, R$ 24.734 milhões em nossas atividades de distribuição e R$ 410 milhões em nossas atividades de comercialização e de serviços durante o período de 2025 a 2029. Pretendemos realizar investimentos no valor total de R$ 6.494 milhões em 2025, R$ 6.308 milhões em 2026, R$ 6.071 milhões em 2027, R$ 5.434 milhões em 2028 e R$ 5.503 milhões em 2029. Já assumimos compromissos contratuais em relação à parte desses investimentos. Nossa capacidade de concluir esse programa de investimento depende de uma série de fatores, inclusive da nossa capacidade de cobrar tarifas adequadas pelos nossos serviços, que inclui a estabilidade nos aspectos regulatórios que envolvem as tarifas e receitas da empresa, nosso acesso aos mercados de capitais nacionais e internacionais e uma variedade de contingências operacionais e regulatórias, entre outros.

Não há certeza de que disporemos de recursos financeiros para concluir nosso programa de investimento proposto. A impossibilidade de completá-lo pode surtir um efeito adverso relevante para nossa operação e para o desenvolvimento dos nossos negócios, bem como afetar adversamente nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

4.1 Descrição dos fatores de risco

Eventual processo de liquidação da nossa Companhia ou de suas controladas pode ser conduzido em bases consolidadas. Caso isso aconteça, os nossos acionistas poderão ser negativamente impactados pela perda de nosso valor em caso de destinação de seu patrimônio para pagamento dos credores de outras empresas do nosso grupo econômico.

O Judiciário brasileiro ou os próprios credores da nossa Companhia e/ou de empresas do nosso grupo econômico podem determinar a condução de um eventual processo de liquidação de uma empresa do nosso grupo econômico como se fossem uma única sociedade (Teoria da Consolidação Substancial). Caso isso aconteça, os nossos acionistas poderão ser negativamente impactados pela perda de nosso valor em caso de destinação de seu patrimônio para pagamento dos credores de outras empresas do nosso grupo econômico.

Estamos sujeitos à disponibilidade de profissionais especializados em cargos técnicos e administrativos.

Dependemos dos conhecimentos obtidos por nossas equipes, sejam de profissionais de nível técnico que atuam nos escritórios ou em campo, sejam administrativos/corporativos, que possuem conhecimentos específicos e/ou são capacitados por meio de treinamentos diversos ou formações especializadas. Em caso de perda de alguns desses profissionais, poderá haver dificuldades para atrair e treinar pessoas para repor o conhecimento interno. A dinâmica econômica pode ocasionar momentos de alta demanda, exigindo que concorramos por esse tipo de mão-de-obra em um mercado aquecido, o que pode inviabilizar a atração e o treinamento dessas pessoas ou gerar custo adicional. Caso não consigamos atrair e reter essas pessoas para a manutenção ou expansão de nossas operações, a qualidade da administração de nossos negócios pode ser impactada.

b. seus acionistas, em especial os acionistas controladores

Os interesses de nosso acionista controlador podem entrar em conflito com os interesses dos demais acionistas e, consequentemente, impactar as estratégias da Companhia e seus negócios.

Contamos com um acionista controlador, que atualmente detém 83,71% do nosso capital social. Entre outros poderes, o acionista controlador tem o poder de eleger a maioria dos membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal, bem como de determinar, de forma geral, o resultado da maioria das outras deliberações que exijam aprovação de acionistas, inclusive em operações com partes relacionadas, reorganizações societárias, alienações de ativos, parcerias e/ou o pagamento de quaisquer dividendos futuros.

Nosso acionista controlador poderá tomar medidas contrárias aos interesses dos demais acionistas, inclusive no que se refere ao planejamento de negócios, estratégias, aquisições, alienações de ativos, parcerias, financiamentos e/ou operações similares. A decisão do acionista controlador sobre os rumos de nossos negócios poderá divergir da decisão esperada pelos acionistas minoritários. Para mais informações sobre o acionista controlador, vide item 6 deste Formulário de Referência.

Futuras captações por meio de emissões de valores mobiliários decorrentes de necessidade de capital adicional poderão resultar em diluição da participação do investidor nas ações de nossa emissão, podendo ter um efeito adverso na cotação dos valores mobiliários de nossa emissão.

Podemos vir a ter que captar recursos adicionais e optar por obtê-los por meio da colocação pública ou privada de ações ou valores mobiliários conversíveis em ações ou permutáveis por elas. A obtenção de recursos por meio da emissão de ações ou de valores mobiliários conversíveis em ações poderá resultar em alteração na quantidade de ações em circulação e no preço das ações e, consequentemente, na diluição da participação acionária dos referidos acionistas. Caso não exerçam, por qualquer motivo, seus direitos de preferência na subscrição de novas ações emitidas em decorrência de novas ofertas para obtenção de capital adicional no futuro, eles poderão ter menor participação proporcional em rendimentos e menor poder de influência nas decisões tomadas por nós. Na hipótese de financiamentos públicos ou privados não estarem disponíveis, ou caso assim decidam os acionistas, tais recursos adicionais poderão ser obtidos por meio de aumento de nosso capital social. Esses recursos poderão diluir a participação do acionista no capital social e ter efeito adverso na cotação dos valores mobiliários de emissão da nossa Companhia. Vale mencionar que, nos termos da Lei das Sociedades por Ações, a captação de recursos adicionais por meio da emissão de ações ou de títulos de dívida conversíveis em ações poderá ser feita com exclusão do direito de preferência de nossos acionistas, podendo, portanto, diluir sua participação acionária percentual e patrimonial.

4.1 Descrição dos fatores de risco

c. suas controladas e coligadas

As tarifas que cobramos pelo fornecimento de energia elétrica a consumidores cativos e as tarifas de uso do sistema de distribuição que cobramos de consumidores livres e especiais, e de geradores de energia, são determinadas pela ANEEL em conformidade com contratos de concessão celebrados com o governo brasileiro, podendo afetar adversamente nossos resultados.

Nossas tarifas são determinadas de acordo com contratos de concessão celebrados com o governo brasileiro e em conformidade com os regulamentos e decisões da ANEEL. Essas tarifas são determinadas exclusivamente pela ANEEL, conforme estabelecido no contrato de concessão e na legislação e regulação vigentes.

Nossos contratos de concessão e a legislação brasileira estabelecem um mecanismo que admite três tipos de processos tarifários: (i) reajuste tarifário anual ("RTA"); (ii) revisão tarifária periódica ("RTP"); e (iii) revisão tarifária extraordinária ("RTE"). Anualmente, temos o direito de requerer o RTA, destinado a compensar certos efeitos da inflação sobre as tarifas e repassar aos consumidores alterações em nossa estrutura de custos que estão fora do nosso controle, tais como o custo da energia elétrica que compramos e certos encargos regulatórios, incluindo encargos de uso da rede de transmissão e distribuição. Ademais, a ANEEL costuma realizar a RTP a cada quatro ou cinco anos (conforme o contrato de concessão aplicável). Dessa forma, ela visa identificar a variação dos nossos custos, bem como determinar uma trajetória de redução ou aumento dos custos operacionais de acordo com nossa eficiência operacional, além de determinar um fator de produtividade inerente ao serviço de distribuição, visando à modicidade tarifária, a serem adotados no índice dos RTAs seguintes. As RTEs podem ser realizadas a qualquer tempo ou pleiteadas por nós, desde que atendidos os procedimentos de admissibilidade, segundo regulamentação da ANEEL. Das nossas distribuidoras, a RTP ocorreu somente para a concessão da CPFL Santa Cruz em 2021, com alteração média de 9,95%. Em 2023 três distribuidoras do Grupo CPFL passaram por RTP: CPFL Paulista, RGE e CPFL Piratininga, com os seguintes efeitos médios ao consumidor: 4,89%, 1,10% e -4,37%, respectivamente.

Adicionalmente, atualmente existem processos judiciais setoriais em andamento, que discutem as metodologias de revisão tarifária da ANEEL. Embora seja remota a possibilidade, um eventual resultado desfavorável poderia resultar na alteração das tarifas atualmente aplicadas, impactando adversamente nossos negócios e nos resultados de nossas operações.

Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão e autorizações, bem como assegurar a renovação e/ou prorrogação de nossas concessões e autorizações e/ou de nossos contratos de fornecimento de energia. Caso isso ocorra, poderemos ter um efeito adverso relevante em nossa condição financeira, em nossos resultados operacionais e em nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

Conduzimos nossas atividades de geração, transmissão e distribuição nos termos de contratos de concessão e autorizações, conforme aplicável, outorgados pela ANEEL. A duração das nossas concessões varia de 20 a 35 anos. De acordo com a Constituição Federal da República Federativa do Brasil de 1988, todas as concessões relativas a serviços públicos devem ser outorgadas por meio de leilão. Com base em leis e regulamentos específicos do setor de energia elétrica, o governo brasileiro pode renovar as atuais concessões por um período adicional de até 20 ou 30 anos, dependendo da natureza da concessão, sem leilão, desde que a concessionária tenha alcançado determinados padrões mínimos financeiros e de desempenho, dentre outros, e que a proposta seja aceitável para o governo brasileiro. O governo brasileiro possui considerável discricionariedade, nos termos da Lei nº 8.987/95 ("Lei de Concessões"), da Lei nº 9.074/95, do Decreto nº 7.805/12, da Lei nº 12.783/13, do Decreto nº 8.461/15, da Lei nº 13.360/16, do Decreto nº 9.158/17 e do Decreto nº 9.187/17, bem como dos contratos de concessão, com relação à renovação das concessões. Ressaltamos, ainda, que podemos estar sujeitos a novas regulamentações emitidas pelo governo brasileiro, que poderiam afetar retroativamente as normas sobre a renovação de concessões e autorizações. A não renovação das nossas concessões e autorizações, bem como a não renovação de nossos contratos de fornecimento de energia, poderia ter um efeito adverso relevante em nossa condição financeira, em nossos resultados operacionais e em nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

A ANEEL pode nos impor penalidades caso deixemos de cumprir qualquer disposição dos nossos contratos de concessão ou autorizações, nos termos desses contratos e autorizações, da Resolução Normativa n° 846/2019 da ANEEL e demais regulamentos aplicáveis. Dependendo da gravidade do descumprimento, as penalidades poderiam incluir:

4.1 Descrição dos fatores de risco

- advertência;
- multa por inadimplemento, limitada a, no máximo, 2% da receita operacional líquida anual gerada no âmbito da concessão do valor estimado da energia gerada no período de 12 meses anterior à ocorrência do inadimplemento nos casos de autoprodução e produção independente;
- embargos às atividades de construção;
- restrições à operação das instalações e equipamentos existentes;
- obrigações de aportes adicionais pelos acionistas controladores da concessionária, no caso de concessões;
- suspensão temporária da participação em novas licitações para obtenção de novas concessões, permissões ou autorizações, bem como impedimento de contratar com a ANEEL e de receber autorização para serviços e instalações de energia elétrica, que poderá também ser estendida também ao grupo econômico, incluindo sócio controlador, acionistas e sociedades controladas, coligadas ou vinculadas, os quais devem ser identificados nominalmente quando da aplicação da penalidade;
- intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e
- extinção da concessão ou autorização.

O governo brasileiro pode, ainda, revogar quaisquer das nossas concessões ou autorizações por meio de desapropriação, caso entenda haver motivos de interesse público. Além disso, podemos ser parte em ações judiciais que eventualmente resultem em restrições para a contratação com o Poder Público, o que poderia nos afetar financeiramente e em aspectos reputacionais.

Não podemos garantir ao investidor que não seremos penalizados pela ANEEL por eventuais descumprimentos dos nossos contratos de concessão ou autorizações, nem que nossas concessões ou autorizações não serão revogadas no futuro. A indenização a que temos direito em caso de eventual rescisão ou revogação antecipada de nossas concessões ou autorizações pode não ser suficiente para recuperarmos o valor integral de certos ativos. Além disso, caso qualquer um dos nossos contratos de concessão ou autorizações seja rescindido por razões que nos sejam imputáveis, o valor efetivo da indenização pelo poder concedente pode ser reduzido de maneira significativa por meio da imposição de multas ou de outras penalidades. Por conseguinte, caso nos sejam impostas multas ou penalidades, ou caso ocorra a revogação de qualquer uma de nossas concessões ou autorizações, a nossa situação financeira, nossos resultados operacionais e nossa capacidade de adimplir com nossas obrigações contratuais poderão sofrer um efeito adverso relevante.

As concessões de distribuição detidas pelas nossas antigas subsidiárias Companhia Luz e Força Santa Cruz, Companhia Jaguari de Energia, Companhia Luz e Força de Mococa, Companhia Leste Paulista de Energia e Companhia Sul Paulista de Energia (atualmente incorporada pela Companhia Jaguari de Energia, posteriormente denominada CPFL Santa Cruz) foram outorgadas originalmente em 1999, para um período de 16 anos, tendo esse período sido prorrogado em 2015 por mais 30 anos, até julho de 2045. As referidas prorrogações foram concedidas à luz do Decreto nº 7.805/2012, da Lei nº 12.783/2013 e do Decreto nº 8.461/2015, estando, portanto, sujeitas às metas e padrões estabelecidos pelas autoridades brasileiras. Essas metas e normas estão incluídas nos aditamentos aos contratos de concessão. Ainda não há precedente que nos permita avaliar como as autoridades brasileiras agirão sob essas novas leis e regulamentações, que incluem certas variáveis fora do nosso controle e que podem afetar a nossa capacidade de atingir integralmente essas metas. Se não alcançarmos essas metas, nossas concessões de distribuição e, portanto, nossas receitas e nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais poderão ser afetadas de forma relevante.

Outro ponto relevante no novo marco do setor elétrico é o vencimento, entre 2025 e 2031, de 19 contratos de concessão de distribuição de energia elétrica não alcançados pelo art. 7º da Lei nº 12.783, de 2013, ou seja, aquelas outorgadas a partir da publicação da Lei nº 9.074, de 1995. Entre as empresas que terão seus contratos de concessão vencidos estão a CPFL Paulista e a RGE, em 2027, e a CPFL Piratininga, em 2028. No contexto de renovação, o MME instaurou em 2023 a Consulta Pública nº 152/2023, já descrita no item 1.6 deste Formulário de Referência, com a finalidade de obter contribuições para a elaboração das diretrizes que irão balizar os novos contratos de concessão. Os desdobramentos dessas diretrizes chegaram ao Tribunal de Contas da União (TCU), que se manifestou favoravelmente à renovação das 19 concessões. Em continuidade ao processo, o Governo Federal publicou em junho de 2024 o Decreto nº 12.068, que estabelece diretrizes para a licitação e a renovação de concessões de distribuição de energia elétrica. Com base nesse decreto, a ANEEL realizou a Consulta Pública nº

4.1 Descrição dos fatores de risco

027/2024 ("CP 027/2024") para a regulamentação das diretrizes e aprimoramentos da minuta de termo aditivo aos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica, cujo objeto será a prorrogação dos contratos.

Como resultado da CP 027/2024, a ANEEL publicou no dia 27 de fevereiro de 2025 o Despacho nº 517/2025 com a minuta definitiva de termo aditivo ao contrato de concessão, dando início ao prazo de 30 dias para que as distribuidoras apresentassem pedido, caso desejassem, de prorrogação antecipada nos termos do artigo 10 do Decreto nº 12.068/2024. Dessa forma, no dia 28 de março de 2025, as distribuidoras CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE protocolizaram junto à ANEEL os pedidos de prorrogação antecipada das respectivas concessões, reservando-se no direito de rever seus posicionamentos no caso de alterações das condições de prorrogação postas no Decreto e na minuta definitiva de termo aditivo.

Seguindo o rito estabelecido pelo Decreto nº 12.068/2024, a partir da apresentação do requerimento, a ANEEL deverá encaminhar recomendação ao MME quanto à prorrogação, com avaliação do atendimento dos critérios relativos à eficiência da continuidade do fornecimento e da gestão econômico-financeira, no prazo de 60 dias, contados da apresentação do requerimento. Em seguida, a decisão do Ministério quanto à prorrogação deverá ser informada à concessionária no prazo de 30 dias, contado da recomendação da ANEEL. Por fim, após a decisão do MME pela prorrogação, a minuta do termo aditivo ao contrato de concessão será disponibilizada pela ANEEL à concessionária, que deverá assiná-lo no prazo de 60 dias, contado da convocação.

Podemos não ser capazes de garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzir o nosso negócio, o que pode resultar na aplicação de multas e na interdição dos nossos estabelecimentos irregulares, com a interrupção total ou parcial das nossas atividades.

No que se refere aos demais negócios de Geração e Renováveis, as licenças, permissões e autorizações exigíveis e aplicáveis às nossas atividades são emitidas por órgãos públicos como prefeituras e agências ambientais, e devem ser mantidas válidas. Quando necessário, essas licenças e autorizações devem ser renovadas junto às autoridades públicas competentes.

Não podemos garantir que iremos obter, manter válidas e/ou renovar tempestivamente todas as autorizações, licenças imobiliárias e ambientais necessárias para o desenvolvimento de nossas atividades. A demora ou indeferimento, por parte dos órgãos licenciadores, na emissão ou na renovação de tais documentos, assim como a eventual impossibilidade de atendermos às exigências estabelecidas por tais órgãos no curso do processo de licenciamento, poderão afetar adversamente os nossos resultados operacionais. A falta de obtenção, manutenção ou renovação dessas licenças e/ou autorizações pode resultar na aplicação de multas e na interdição de nossos estabelecimentos irregulares, com a interrupção total ou parcial de nossas atividades. Além disso, o fechamento ou a interrupção temporária de qualquer uma de nossas unidades pode afetar negativamente os nossos negócios e resultados.

No negócio de distribuição, devemos prever com o máximo de assertividade a demanda por energia de nosso mercado no curto, médio e longo prazo. Se a demanda efetiva for diferente da prevista, iremos comprar ou vender, de forma compulsória, energia no mercado spot a preços que podem gerar custos adicionais, que não podemos repassar integralmente aos consumidores, dependendo da situação.

De acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico e da legislação aplicável, uma distribuidora de energia elétrica está obrigada a contratar antecipadamente, por meio de licitações públicas (leilões regulados), 100% da energia elétrica para atender o mercado de consumo de suas respectivas áreas de concessão, sendo autorizada a repassar até 105% do custo desta energia aos seus consumidores. O mercado de consumo superestimado ou subestimado pode gerar impactos adversos se os limites regulatórios de 100% a 105% forem ultrapassados. Esses limites podem ser alterados pela ANEEL em situações específicas. Se subestimarmos o mercado de consumo e comprarmos menos energia, de forma que sejamos considerados responsáveis por tal causa, a energia faltante será comprada de forma compulsória no mercado spot a preços voláteis e que podem ser substancialmente maiores do que aqueles ofertados nos leilões regulados. Neste caso, poderemos ser impedidos de repassar integralmente esses custos aos consumidores, além de sermos penalizados por tal situação. Por outro lado, se superestimarmos o mercado de consumo e comprarmos uma quantidade maior de energia, venderemos o excedente de forma compulsória no mercado spot. Neste caso, se o preço no mercado spot for menor que o custo do excedente, a distribuidora terá uma perda financeira, caso contrário, terá um ganho.

4.1 Descrição dos fatores de risco

As atividades de comercialização estão sujeitas a perdas potenciais devido a variações de curto prazo nos preços de energia no mercado "spot". Adicionalmente, podemos não ser capazes de comprar energia em quantidade suficiente para honrar nossos contratos de venda, o que pode nos deixar expostos a preços substancialmente elevados no mercado "spot" em relação aos nossos contratos de longo prazo.

Em nossas atividades de comercialização de energia podemos não conseguir comprar a energia elétrica necessária para atender aos nossos contratos de venda, o que pode nos expor a preços de mercado significativamente mais altos do que os preços dos nossos contratos de médio e longo prazo. Adicionalmente, podemos não conseguir vender toda a energia elétrica de que dispomos para atender aos nossos contratos de compra, o que pode nos expor a preços de mercado significativamente mais baixos do que os preços dos nossos contratos de médio e longo prazo. De modo geral, todos os agentes do Mercado Livre estão sujeitos a possíveis diferenças entre os volumes de energia gerada ou adquirida (oferta) e os volumes de energia vendida ou consumida (demanda). Essas diferenças de volume são liquidadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE") pelo Preço de Liquidação das Diferenças ("PLD"). O PLD é calculado para cada submercado e patamar de carga em base horária e é baseado no Custo Marginal da Operação ("CMO"), limitado a valores mínimos e máximos definidos pela ANEEL, que são revistos e estabelecidos a cada ano pela agência reguladora. Por conta disso, quando há geração de energia em um submercado e venda/consumo em outro submercado, a diferença entre os valores de PLD entre cada submercado pode gerar um prejuízo financeiro ao gerador, a depender do arranjo contratual da venda de energia.

A nossa Companhia tem em seu portfólio diversas usinas cujos contratos de vendas são executados no Ambiente de Contratação Livre de energia ("ACL"). Dessa forma, caso ocorra geração menor do fora inicialmente contratado, por conta da baixa incidência de vento nas usinas eólicas, não há qualquer mecanismo de ajuste ou compensação, o que potencializa o risco dessas usinas, que deverão ficar expostas ao PLD na liquidação da CCEE. Além disso, a geração pode ser afetada por outras condições externas (por exemplo, decisões do ONS), e eventuais mecanismos de ajuste ou compensação podem não ser suficientes para mitigar o risco dessas usinas.

O mesmo ocorre com as demais usinas do grupo, caso a energia gerada das usinas à biomassa seja inferior ao contrato de venda. Já no caso das hidráulicas (PCHs ou UHEs), que pertencem ao Mecanismo de Realocação de Energia ("MRE"), a exposição ao PLD também ocorre uma vez que todo o conjunto de usinas do MRE não gere o correspondente ao total de suas garantias físicas, ocasionando também a exposição ao Fator de Escalonamento de Geração (Generation Scaling Factor) ("GSF"), detalhado no item 1.16 deste Formulário de Referência.

As variações nos preços de Mercado de Curto Prazo ("MCP") podem resultar em perdas potenciais em nossa atividade de comercialização. Os fatores que poderão afetar o PLD incluem (i) variações na carga prevista e identificada; (ii) variações nos níveis dos reservatórios de usinas hidrelétricas; (iii) redução/aumento da afluência prevista e verificada; (iv) antecipações ou atrasos no início das operações de novos geradores e/ou transmissores; e (v) variações na geração prevista e verificada dos empreendimentos de geração. A ocorrência de qualquer um desses fatores poderá resultar em uma variação substancial no PLD, o que poderá aumentar os custos ou reduzir a receita na comercialização de energia no curto prazo, e ainda afetar negativamente o nosso fluxo de caixa.

Somos responsáveis por quaisquer perdas e danos decorrentes da não prestação e/ou da prestação inadequada de serviços de energia elétrica, e as nossas apólices de seguro contratadas podem não ser suficientes para cobrir totalmente tais perdas e danos.

Nos termos da legislação brasileira, temos responsabilidade objetiva por perdas e danos, diretos e indiretos, decorrentes da prestação inadequada de serviços de distribuição de energia elétrica. Além disso, nossas geradoras, transmissoras e distribuidoras poderão ser responsabilizadas por perdas e danos causados a terceiros em decorrência de interrupções ou distúrbios nos sistemas de geração, transmissão ou distribuição, desde que essas interrupções ou distúrbios não sejam atribuíveis a um integrante identificado do ONS. Podemos ser obrigados a arcar com perdas e danos resultantes da não prestação e/ou da prestação inadequada de serviços de energia, o que poderá afetar adversamente nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

4.1 Descrição dos fatores de risco

A expansão e operação de subestações e linhas de transmissão, bem como a manutenção desses equipamentos, envolve riscos significativos que podem resultar em perda de receitas, aumento de despesas e, consequentemente, causar efeitos adversos em nossos negócios, condição financeira e resultados operacionais.

A expansão e operação de subestações e linhas de transmissão, bem como a manutenção desses equipamentos, envolvem vários riscos, incluindo:

- incapacidade de obter permissões e aprovações governamentais obrigatórias;
- indisponibilidade de equipamentos;
- indisponibilidade dos sistemas de transmissão;
- indisponibilidade de mão de obra especializada;
- interrupção do fornecimento;
- interrupções no trabalho;
- questões regulatórias, políticas e jurídicas;
- interferências climáticas e hidrológicas;
- problemas inesperados de engenharia e de natureza ambiental;
- atrasos na construção e na operação, ou custos excedentes não previstos; e
- tendência à concentração de mercado e novos entrantes.

A ocorrência desses ou outros problemas poderá afetar adversamente a nossa capacidade de transmitirmos energia em quantidade compatível com nossas projeções ou obrigações contratuais, o que pode ter um efeito negativo sobre a nossa situação financeira e sobre o resultado operacional a médio e longo prazo.

Se enfrentarmos alguns desses problemas, simultaneamente, poderemos não conseguir honrar nossos contratos, o que poderá causar efeitos adversos em nossa condição financeira, em nossos resultados operacionais e, consequentemente, em nossos negócios.

No tocante à estrutura de mercado na transmissão, observa-se uma tendência à oligopolização, na qual novos entrantes possuem acesso a linhas de crédito de fontes privadas, nacionais e internacionais, com custo de capital significativamente mais baixo. Esse fato, aliado a uma estratégia mais agressiva de fusões e incorporações, aumenta o potencial competitivo desses novos entrantes no mercado brasileiro de transmissão, o que poderá impactar nossa operação e, consequentemente, nossos resultados.

Sabotagem, vandalismo e furto de equipamentos

Instalações de transmissão no Brasil, como aquelas das transmissoras de energia do grupo econômico da Companhia, estão sujeitas a sabotagem, vandalismo e/ou furto de equipamentos e componentes, o que pode ocasionar a indisponibilidade das funções de transmissão, com a aplicação de desconto na Receita Anual Permitida em montantes relevantes por meio de Parcela Variável por Indisponibilidade - PVI, salvo se a ANEEL eventualmente reconhecer o evento como excludente de responsabilidade, classificando-o como caso fortuito.

Além da potencial redução de receita, tais circunstâncias demandam investimento para o restabelecimento das instalações de transmissão, representando um impacto financeiro não previsto.

O negócio de distribuição pode ser requerido a reembolsar os clientes por cobranças indevidas por até 10 anos, o que poderia representar um custo significativo e afetar negativamente nossos resultados financeiros.

Em 8 de julho de 2024, a Diretora-Geral substituta da ANEEL proferiu o Despacho nº 2.006, considerando o que consta do Processo nº 48500.005218/2020-06 e o que foi decidido na sentença proferida pelo Juízo da 19ª Vara Cível Federal de São Paulo, em 29 de setembro de 2023, nos autos da Ação Civil Pública nº 5024153-93.2018.4.03.6100, determinando que: (i) a partir de 29 de setembro de 2023, o prazo de 10 anos previsto no art. 205 do Código Civil deve ser observado, na hipótese de devolução ao consumidor de faturamento a maior, ficando afastado o prazo de 60 ciclos estabelecido no inciso II do art. 323 da Resolução Normativa nº 1.000 da ANEEL, de

4.1 Descrição dos fatores de risco

7 de dezembro de 2021, enquanto vigorar a referida decisão judicial; e (ii) as distribuidoras devem revisar, de ofício, todos os processos de devolução ao consumidor de faturamento a maior, inclusive aqueles decididos pela ANEEL em processo administrativo de ouvidoria, que contrariam o comando judicial, deliberados entre 29 de setembro de 2023 e a data de publicação do Despacho 2.006, devendo o pagamento complementar ser realizado, caso necessário, no prazo máximo de 90 dias.

A construção, ampliação e operação de nossas instalações e equipamentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica envolvem riscos significativos, que podem resultar em perda de receita ou aumento de despesas, afetando de maneira adversa nossa situação financeira, resultados operacionais e capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

A construção, ampliação e operação de instalações e equipamentos destinados à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica envolvem muitos riscos, incluindo:

- incapacidade de obter e/ou renovar alvarás e aprovações governamentais necessários;
- indisponibilidade de equipamentos;
- interrupções de fornecimento;
- indisponibilidade de mão de obra especializada;
- greves;
- paralisações trabalhistas;
- perturbação social;
- interferências climáticas e hidrológicas;
- interferência em vegetação, biomas e na biodiversidade como um todo;
- escassez no mercado de cana-de-açúcar, matéria-prima necessária para a geração da biomassa;
- desempenho dos nossos parceiros na operação das usinas de biomassa;
- menor intensidade dos ventos e da duração do que aquela contemplada na fase de estudo dos projetos de nossos parques eólicos;
- eventuais atrasos no início das operações de um parque eólico;
- eventos climáticos extremos;
- indisponibilidade de turbinas eólicas em níveis acima dos padrões esperados;
- problemas ambientais, regulatórios e/ou de engenharia não previstos;
- aumento nas perdas de energia elétrica, incluindo perdas técnicas e comerciais;
- atrasos operacionais e de construção, ou custos superiores ao previsto;
- incapacidade de vencer leilões do setor de energia elétrica promovidos pela ANEEL;
- incapacidade de venda em contratos bilaterais a preços atrativos; e
- indisponibilidade de financiamento adequado.

Se vivenciarmos esses ou outros problemas, poderemos não ser capazes de gerar, transmitir e distribuir energia elétrica em quantidades compatíveis com as nossas projeções, o que pode vir a afetar adversamente a nossa situação financeira, os nossos resultados operacionais e nossa capacidade de adimplir as nossas obrigações contratuais.

4.1 Descrição dos fatores de risco

d. seus administradores

Decisões desfavoráveis em processos judiciais e administrativos ou procedimentos arbitrais, procedimentos de investigação ou inquéritos policiais envolvendo nossos administradores podem causar efeitos adversos em nossa reputação, negócios, condição financeira e resultados operacionais.

Nossos administradores podem vir a ser partes em processos judiciais, administrativos ou arbitrais, seja em matéria cível, tributária, administrativa, trabalhista, societária, de propriedade intelectual, regulatória, concorrencial, ambiental, criminal, entre outras. Não podemos garantir que os resultados desses processos e/ou de novos processos serão favoráveis aos membros de nossa administração.

Além disso, alguns de nossos administradores podem ser partes em processos criminais, e eventuais condenações podem impedi-los de exercer suas funções na nossa Companhia. Neste sentido, o envolvimento dos nossos administradores em tais processos, ou decisões contrárias aos nossos interesses, podem ter um efeito adverso relevante sobre nós. Eventuais repercussões na mídia de tais processos, que possam impactar adversamente nossa imagem e reputação perante clientes, fornecedores e investidores, podem causar um efeito adverso relevante sobre nossos negócios.

e. seus fornecedores

Dependemos de terceiros para o fornecimento de equipamentos utilizados em nossas instalações, bem como para a realização de parte de nossas operações. Falhas de um ou mais fornecedores poderão prejudicar nossas atividades, condição financeira e/ou resultados operacionais.

Dependemos de terceiros para fornecer os equipamentos utilizados em nossas instalações e nos serviços de engenharia. Consequentemente, estamos sujeitos a aumentos de preços e falhas por parte desses fornecedores e prestadores de serviços, como atrasos na entrega ou entrega de equipamentos danificados. Tais questões poderão afetar adversamente nossas atividades e impactar negativamente nossos resultados. Além disso, várias fontes de risco na cadeia de fornecimento, incluindo greves ou paralisações, perda ou danos aos nossos equipamentos ou a seus componentes durante o transporte ou o armazenamento, desastres naturais ou a ocorrência de uma enfermidade ou doença contagiosa, poderiam limitar o fornecimento dos equipamentos utilizados em nossas instalações.

Além disso, devido às especificações técnicas dos nossos equipamentos e obras, há poucos fornecedores e prestadores de serviço disponíveis. Se algum fornecedor descontinuar a produção, interromper a venda de qualquer um dos equipamentos necessários às suas atividades ou a prestação dos serviços de engenharia, podemos não ser capazes de adquirir tal equipamento ou serviço com outros fornecedores nas mesmas condições de preço e prazo. Neste caso, a prestação dos nossos serviços de distribuição, transmissão e geração de energia elétrica poderá ser prejudicada de forma significativa, o que poderá impactar negativamente a nossa condição financeira e os nossos resultados operacionais.

Como terceirizamos parte de nossas operações, no caso de um ou mais prestadores de serviços suspenderem as atividades ou interromperem a prestação de serviços, nossas operações poderão ser afetadas de maneira adversa, o que pode impactar negativamente nossos resultados e condição financeira. Qualquer escassez ou interrupção poderá afetar adversamente o desenvolvimento contínuo de nossas atividades, o que pode resultar em um impacto adverso relevante em nossos resultados operacionais e posição financeira.

Além disso, no caso de um ou mais prestadores de serviços não cumprirem com qualquer uma de suas obrigações trabalhistas, incluindo as questões de respeito aos Direitos Humanos, previdenciárias, ambientais, ou quaisquer outras, poderemos ser solidariamente responsáveis por essas obrigações. Isso poderá afetar nossos resultados operacionais de maneira adversa, bem como nossa reputação, caso seja necessário o pagamento de multa ou indenização no futuro.

Custos de contratação podem variar de acordo com a demanda de mercado devido à limitação do número de fornecedores, o que poderia causar efeitos adversos relevantes em nossos resultados.

O atendimento das nossas necessidades de manutenção e da demanda por construção de novas obras é efetivado por um número limitado de fornecedores. Dessa forma, estamos vulneráveis à oferta e à demanda do mercado, principalmente em momentos em que existem grandes investimentos no setor de energia, o que pode fazer com que paguemos preços elevados por esses serviços e materiais aplicados nessas obras.

4.1 Descrição dos fatores de risco

A incapacidade ou indisposição desses terceiros em prestar os serviços contratados por nós com a qualidade prevista em contrato, bem como de suprir os materiais necessários para a execução desses serviços, poderá: (i) provocar o inadimplemento de nossas obrigações regulatórias; (ii) colocar em risco a preservação de nossas centrais geradoras e das redes de transmissão e distribuição de energia elétrica; e/ou (iii) reduzir temporariamente a disponibilidade/capacidade de geração de energia elétrica de nossas centrais e de nossas redes de transmissão e distribuição de energia elétrica. Consequentemente, podemos obter receita de vendas menor e ter uma possível exposição ao MCP, o que poderá causar um efeito adverso sobre os nossos resultados e imagem. Ademais, a rescisão desses contratos de fornecimento de materiais e dos serviços de construção ou operação e manutenção, ou a incapacidade de renová-los ou de negociar novos contratos com outros prestadores de serviço igualmente qualificados, tempestivamente e com preços similares, poderá causar um efeito adverso sobre os nossos resultados.

f. seus clientes

O nível de inadimplência dos nossos consumidores pode afetar adversamente os nossos negócios, os nossos resultados operacionais e/ou a nossa situação financeira.

O nível de inadimplência de nossos consumidores pode ser afetado por variáveis econômicas, como nível de renda, desemprego, taxa de juros, inflação e preço de energia. A situação macroeconômica atual do Brasil, associada ao aumento das tarifas de energia elétrica nos últimos anos, pode representar um aumento no risco de inadimplemento dos nossos consumidores. Além disso, pode haver uma migração de inadimplência para fraudes (furto de energia, entre outras), que também impacta os resultados da empresa.

Não podemos garantir que as medidas implementadas para melhorar a cobrança de pagamentos serão suficientes e efetivas para manter o atual nível de inadimplência dos nossos clientes. Se o índice de inadimplência aumentar, os nossos negócios, condições financeiras e resultados operacionais poderão ser adversamente afetados, bem como nossa capacidade de cumprir nossas obrigações contratuais.

g. setores da economia nos quais o emissor atue

A inflação e as políticas de taxas de juros podem impedir o crescimento da economia brasileira e afetar os nossos negócios.

No passado, o Brasil enfrentou taxas de inflação extremamente altas e, portanto, seguiu políticas monetárias que resultaram em uma das maiores taxas de juros reais do mundo. Entre 2010 e 31 de dezembro de 2024, a taxa básica de juros no Brasil, conhecida como SELIC, variou entre 2,0% e 14,3% ao ano.

Segundo o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo ("IPCA"), a taxa de inflação foi de 4,83% em 31 de dezembro de 2024. O Brasil pode enfrentar altos níveis de inflação no futuro e pressões inflacionárias podem levar o governo brasileiro a intervir na economia e introduzir políticas que possam afetar adversamente nossos negócios e o preço de nossas ações ordinárias. No passado, as intervenções do governo brasileiro incluíram a manutenção de uma política monetária restritiva, com altas taxas de juros que restringiam a disponibilidade de crédito e reduziam o crescimento econômico, causando volatilidade nas taxas de juros. A taxa SELIC oscilou de 11,75% em 31 de dezembro de 2023 para 12,25% em 31 de dezembro de 2024, conforme estabelecido pelo Comitê de Política Monetária ("COPOM"). Políticas mais brandas do governo brasileiro e do Banco Central, assim como quedas nas taxas de juros, desencadearam e podem continuar desencadeando aumentos da inflação e, consequentemente, da volatilidade do crescimento, bem como a necessidade de aumentos repentinos e significativos nas taxas de juros, o que pode nos afetar negativamente e aumentar nosso endividamento.

Caso o Brasil enfrente inflação alta no futuro, mesmo com as revisões e reajustes tarifários previstos nos contratos de concessão, talvez não seja possível neutralizar os impactos da inflação sobre nossas despesas, inclusive salários. Isso resultaria em uma diminuição do lucro do exercício, afetando-nos adversamente. Em um cenário extremo, as pressões inflacionárias também podem afetar adversamente nossa capacidade de acessar os mercados financeiros estrangeiros.

Estamos expostos a aumentos das taxas de juros praticadas pelo mercado e à instabilidade da taxa de câmbio.

Durante a última década, o Real sofreu variações frequentes e substanciais em relação ao Dólar norte-americano e a outras moedas estrangeiras. Em 31 de dezembro de 2024, a taxa de câmbio do Real em relação ao Dólar norte-

4.1 Descrição dos fatores de risco

americano foi de R$ 6,19. No futuro, o Real poderá continuar a flutuar significativamente em comparação com o Dólar norte-americano.

A depreciação do Real eleva o custo de aquisição de energia elétrica da Usina de Itaipu ("Itaipu"), a usina hidrelétrica que é uma das nossas principais fornecedoras e que corrige os preços de energia elétrica parcialmente com base em custos atrelados ao Dólar norte-americano. O preço da energia elétrica de Itaipu aumenta ou diminui de acordo com a variação da taxa de câmbio entre o Real e o Dólar norte-americano. Além disso, as alterações no preço da energia elétrica gerada por Itaipu estão sujeitas ao mecanismo de recuperação de custos da Parcela A, segundo o qual nossas tarifas são reajustadas anualmente para contemplar os ganhos ou perdas decorrentes dessas compras de Itaipu. Nossos fluxos de caixa podem ser afetados de maneira adversa pelas taxas de câmbio voláteis devido à divergência entre a data da compra de energia elétrica de Itaipu e a data de reajuste de nossas tarifas por meio do mecanismo de recuperação de custos da Parcela A.

A depreciação do Real em relação ao Dólar norte-americano pode criar pressões inflacionárias no Brasil e provocar o aumento da taxa de juros, o que pode afetar negativamente o crescimento da economia brasileira como um todo, além de impactar nossa condição financeira e resultados operacionais. Isso também pode inibir o acesso aos mercados de capitais internacionais e levar o governo a intervir, inclusive com políticas governamentais de recessão. A depreciação do Real em relação ao Dólar norte-americano pode também levar à diminuição do consumo, gerar pressões deflacionárias e reduzir o crescimento da economia como um todo. Por outro lado, a apreciação do Real em relação ao Dólar norte-americano e a outras moedas estrangeiras poderá desvalorizar as contas correntes brasileiras no exterior, bem como diminuir o crescimento impulsionado pelas exportações.

Para mais informações qualitativas e quantitativas em relação à instabilidade de taxa de câmbio que afetam nossos negócios, vide item 4.3 deste Formulário de Referência.

h. regulação dos setores em que o emissor atue

Não temos certeza quanto à revisão da Energia Assegurada em nossas usinas geradoras de energia, o que poderá afetar negativamente nossa capacidade de fornecer energia elétrica de acordo com os Contratos de Compra de Energia (CCEs) das usinas e levar a uma redução em nossas receitas e ao aumento em nossos custos.

O Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, estabeleceu que a Energia Assegurada das usinas de geração seria revista a cada 5 anos. Como parte dessas revisões, o Ministério de Minas e Energia ("MME") pode rever a Energia Assegurada de um empreendimento, limitando-a à variação máxima de 5% por revisão ou 10% sobre todo o prazo do contrato de concessão.

A primeira revisão da Energia Assegurada foi implementada em janeiro de 2018, de acordo com a Portaria MME nº 178/2017, e resultou em uma redução média de 2,4% na Energia Assegurada de nossas usinas hidrelétricas. A segunda revisão da Energia Assegurada foi implementada em janeiro de 2023, de acordo com a Portaria MME nº 709/2022, e resultou em uma redução média de 3,5% na Energia Assegurada de nossas usinas hidrelétricas. O processo da terceira revisão está prevista para ocorrer em 2027, com efeitos para janeiro de 2028.

As Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), diferentemente das outras usinas hidrelétricas, estão sujeitas a revisões anuais de sua Energia Assegurada desde 2010, de acordo com a Portaria MME nº 463/2009. Essas revisões anuais resultaram em reduções para as PCHs da CPFL Renováveis, que estão sujeitas a discussão judicial. A partir de 2017, a Portaria MME nº 564/2014 estendeu essa revisão às usinas de biomassa, o que resultou em um aumento médio de 3,8% da Energia Assegurada das usinas de biomassa da CPFL Renováveis em 2020, redução média de 1,1% em 2019 e um aumento médio de 4,3% em 2018.

Não podemos ter certeza como e quando as revisões futuras afetarão a Energia Assegurada de cada uma de nossas usinas individualmente, nem se os produtores de energia renovável terão sucesso em seu recurso contra o processo de revisão ou se o efeito global das revisões aumentará ou reduzirá a nossa Energia Assegurada. Quando a Energia Assegurada de uma usina é diminuída, nossa capacidade de comercialização de energia elétrica de acordo com os CCEs das usinas é afetada negativamente, o que pode levar a uma redução em nossas receitas e aumento em nossos custos caso nossas subsidiárias de geração sejam obrigadas a comprar energia elétrica de outros agentes. Esperamos que as revisões da Energia Assegurada nos termos do Decreto nº 2.655/98 continuem a ocorrer a cada cinco anos para as nossas usinas que não são PCHs.

4.1 Descrição dos fatores de risco

Dada a essencialidade da energia elétrica, toda a cadeia de valor do setor elétrico está sujeita a normas e regras específicas que compõem a regulamentação a ser seguida pelos agentes que atuam nesse setor.

Nossos negócios estão sujeitos à extensa regulamentação de várias autoridades brasileiras, particularmente da ANEEL. A ANEEL é responsável por regular as políticas e diretrizes do Poder Concedente para a utilização e exploração dos serviços de energia elétrica pelos agentes do setor, além de e fiscalizar vários aspectos dos negócios em que atuamos. A ANEEL também estabelece as tarifas aplicáveis às concessionárias de distribuição e de transmissão do Grupo CPFL. Assim, se fizermos investimentos de capital adicionais e não esperados, conforme a ordem da ANEEL, e não nos for permitido reajustar nossas tarifas de maneira correspondente, ou se a ANEEL não autorizar o reembolso de todos os custos ou, ainda, se a ANEEL modificar a regulação relativa a ajustes tarifários, poderemos ser adversamente afetados. Adicionalmente, tanto a implementação da nossa estratégia de crescimento como a condução dos nossos negócios em seu curso ordinário podem ser adversamente afetados por ações governamentais, tais como a modificação da atual legislação, o cancelamento de programas de concessão estaduais e federais, a criação de critérios mais rígidos para qualificação em leilões públicos de energia ou o atraso na revisão e implementação de novas tarifas anuais.

Caso mudanças regulatórias exijam que conduzamos os nossos negócios de maneira substancialmente diferente das nossas operações atuais, nossas operações, resultados financeiros e capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais podem ser adversamente afetados. A interferência da regulação do setor também está presente nos negócios de mercado em que o Grupo CPFL atua. Embora o segmento de comercialização de energia atue diretamente com o ACL, está sujeito às normas e regras do setor. Dessa forma, quaisquer alterações legais e/ou normativas podem afetar direta ou indiretamente a performance financeira dos negócios de mercado.

Alterações na legislação tributária e contábil, incentivos e benefícios fiscais, diferentes interpretações das legislações fiscais ou jurisprudência podem prejudicar os nossos resultados operacionais.

As alterações nas leis tributárias brasileiras, nas interpretações das autoridades tributárias, na jurisprudência administrativa ou judicial e nas normas tributárias do Brasil podem resultar em um aumento da carga tributária sobre nossos resultados financeiros, o que pode reduzir bastante nossos lucros e fluxos de caixa operacionais. As empresas do Grupo CPFL podem vir a ser impactadas por mudanças nas jurisprudências e entendimentos que vierem a ser manifestados em sede de repercussão geral pelos Tribunais Superiores, o que pode vir a impactar as operações e resultados.

Nesse sentido, atualmente, está em discussão perante o Supremo Tribunal Federal (STF) a constitucionalidade da Lei N° 14.385/22, que determinou que a ANEEL garantisse a destinação integral dos créditos de PIS e COFINS aos consumidores nos processos tarifários. A discussão está em torno do prazo prescricional, uma vez que se pede que a devolução de valores aos consumidores fique limitada a até 10 anos da data da decisão.

O julgamento foi suspenso por pedido de vista, sem data para conclusão. Caso haja uma interpretação diferente das autoridades, pode ser necessária a devolução integral dos valores aos consumidores, impactando os benefícios esperados.

Outra discussão que pode vir a impactar o Grupo CPFL diz respeito à não incidência de ICMS sobre tarifas de transmissão (TUST) e distribuição (TUSD) e encargos setoriais nas operações que envolvem energia elétrica, o Supremo Tribunal Federal (STF) suspendeu seus efeitos até o julgamento de mérito da ADI 7195, de modo que, até o presente momento, a TUST e a TUSD devem compor a base de cálculo do ICMS.

Além disso, nossos resultados operacionais e condição financeira podem ser afetados negativamente se determinados incentivos fiscais não forem mantidos ou renovados. Talvez não consigamos cobrar impostos e taxas aplicáveis ou cumprir com as leis tributárias, o que poderá resultar em mais multas e apuração de tributos.

Vale destacar que, recentemente, tivemos a promulgação da Emenda Constitucional (EC) nº 132/2023, que promoveu a extinção de 5 tributos atualmente existentes no Brasil em âmbito federal, estadual e municipal, conforme destacado abaixo:

- Federal: PIS, COFINS e IPI (que será parcialmente extinto, mantido para produtos industrializados na Zona Franca de Manaus);
- Estadual: ICMS; e

4.1 Descrição dos fatores de risco

- Municipal: ISS.

Com a promulgação da EC nº 132/2023, que já está regulamentada pela Lei Complementar (LC) nº 214/2025, 2 novos tributos sobre o consumo foram instituídos (i) o Imposto sobre Bens e Serviços (IBS), de competência dos Estados, Distrito Federal e Municípios, e (ii) a Contribuição sobre Bens e Serviços (CBS), de competência da União Federal.

Adicionalmente, foi instituído o Imposto Seletivo (IS), que incidirá sobre bens e serviços prejudiciais à saúde e ao meio ambiente, mas não terá impacto nas operações de energia elétrica em razão de expressa previsão constitucional.

O IBS e a CBS possuem base de incidência mais ampla do que o ICMS, o ISS, o PIS e a COFINS, mas, em contrapartida, permitem a apropriação de uma base mais ampla de créditos tributários do IBS e da CBS.

Em complemento, destacamos que, em 2024, foi regulamentado no Brasil, pela Lei 15.079/2024, o Adicional da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) como parte da adaptação da legislação brasileira às Regras Globais Contra a Erosão da Base Tributária (GloBE), no contexto da implementação do Pillar II do projeto BEPS (Base Erosion and Profit Shifting) da OCDE (Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico). O objetivo das Regras GloBE é assegurar que as multinacionais paguem uma tributação mínima de 15% sobre seus lucros, evitando a erosão das bases fiscais e a transferência de lucros para jurisdições com tributações muito baixas. Isso, pode resultar para o grupo multinacional um aumento na carga tributária, caso seja evidenciado uma tributação mínima inferior a 15% na jurisdição econômica.

Ressaltamos que reformas tributárias ou qualquer mudança nas leis e regulamentos que afetem os impostos ou benefícios fiscais podem direta ou indiretamente afetar adversamente os negócios e resultados operacionais de nossa Companhia.

i. países estrangeiros onde o emissor atue

Não aplicável, tendo em vista que nós e nossas controladas somente atuamos em território brasileiro.

j. questões sociais

Podemos não ser capazes de satisfazer os requisitos de indicadores de diversidade, o que poderá impactar negativamente a nossa reputação.

Atualmente, a diversidade, a equidade e a inclusão de empregados(as) se tornaram fatores significativos para as companhias. A divulgação de indicadores de diversidade pode afetar a reputação das empresas, seus relacionamentos com clientes e suas operações com outras empresas. Não podemos garantir que seremos capazes de corresponder às crescentes expectativas referentes a esses indicadores. Caso não consigamos satisfazer tais requisitos, a demanda pelos nossos serviços, nossa reputação, atração e retenção de talentos podem ser impactados negativamente. Para mais informações sobre os nossos indicadores de diversidade, ver o item 10 deste Formulário de Referência.

Estamos sujeitos a regulamentações de saúde que poderão se tornar mais rigorosas no futuro, podendo acarretar aumentos de obrigações e de investimentos, afetando nossas operações e resultados financeiros, assim como nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

Nossas atividades estão sujeitas a uma abrangente legislação federal, estadual e municipal, bem como à obtenção e manutenção de licenças, à regulação e fiscalização por agências governamentais brasileiras responsáveis pela implementação de leis e políticas de saúde. No que se refere aos nossos planos de assistência médica, eles seguem o rol da Agência Nacional de Saúde (ANS), o que possibilita a ampliação da cobertura a qualquer momento. Isso pode incluir a adição de novos procedimentos, tecnologias e/ou outros serviços que aumentem o escopo. Essas agências podem tomar medidas contra nós caso não cumpramos a regulamentação aplicável e/ou deixemos de obter ou manter as nossas respectivas licenças. Essas medidas podem incluir, entre outras ações, sanções nas esferas criminal e administrativa, tais como a imposição de multas e a revogação de licenças. As sanções dependem da intensidade da infração ou da extensão do dano causado, assim como de eventuais circunstâncias agravantes ou atenuantes aplicáveis ao agente violador. Um aumento no rigor da regulamentação de saúde pode nos forçar a aumentar ou direcionar os nossos investimentos para cumpri-las, o que pode desviar recursos de investimentos já

4.1 Descrição dos fatores de risco

planejados e, consequentemente, afetar de maneira adversa a nossa situação financeira e o resultado das nossas operações.

Caso a regulamentação de saúde se torne mais rigorosa no futuro, nossas operações e resultados financeiros podem ser adversamente afetados, assim como nossa capacidade de cumprir nossas obrigações contratuais.

As barragens fazem parte da infraestrutura crítica e essencial do setor energético brasileiro. Falhas em barragens sob nossa responsabilidade podem gerar graves impactos às comunidades afetadas, prejudicar os nossos resultados e manchar a nossa reputação.

As barragens são estruturas importantes para os nossos negócios, representando a maior parte da nossa capacidade de geração de energia. No entanto, existe nelas um risco intrínseco de ruptura, seja por fatores internos ou externos às estruturas (como, por exemplo, a ruptura de uma barragem a montante). A gravidade e a natureza desse risco não são inteiramente previsíveis. Assim, estamos sujeitos ao risco de uma falha em barragem que poderia ter repercussões muito maiores do que a perda da capacidade de geração hidrelétrica. A falha de uma barragem pode resultar em danos econômicos, sociais, regulatórios, ambientais e potencial perda de vidas humanas e condições de subsistência nas comunidades situadas a jusante de barragens, o que poderia resultar em um efeito adverso significativo em nossa imagem, negócios, resultados operacionais e condição financeira.

Podemos não ser bem-sucedidos na aplicação e execução dos compromissos divulgados referentes a assuntos de ordem ambiental, social e de governança corporativa (ASG), o que pode ter efeito adverso em nossos negócios e resultados, bem como prejudicar nossa reputação perante a sociedade.

O mercado tem se mostrado cada vez mais preocupado com a forma como a empresa avalia e gerencia as questões ESG para antecipar e minimizar riscos e aproveitar oportunidades de geração de valor. Diante desse cenário, temas relacionados a descarbonização, energia inteligente, ecoeficiência, economia circular, biodiversidade, relacionamento com o cliente, comunidade, diversidade, compras sustentáveis, saúde e segurança, governança corporativa e integridade, segurança e proteção de dados se tornam cada vez mais relevantes.

Além disso, houve um aumento nas regras e regulamentos ESG aplicáveis ao nosso negócio e esperamos que essa tendência continue, para o fortalecimento das melhores práticas. Dado o ritmo de evolução da legislação nesta área, podemos não ser capazes de cumprir os novos regulamentos em sua íntegra. Também estamos expostos ao risco de que futuras regras e regulamentações ESG possam afetar adversamente nossa capacidade de conduzir nossos negócios, exigindo que reduzamos o valor de nossos ativos ou sua vida útil, enfrentando um aumento nos custos de compliance ou tomando outras medidas que podem ser prejudiciais para a Companhia. Qualquer um desses desenvolvimentos pode ter um efeito adverso relevante sobre nossos negócios, condição financeira e resultados operacionais.

k. questões ambientais

A não observância das leis e regulamentos ambientais pode resultar na obrigação de reparação de danos ambientais, na imposição de sanções administrativas e penais e/ou em danos reputacionais, o que poderia resultar em efeitos adversos relevantes sobre nosso fluxo de caixa, imagem e investimentos.

A não observância das leis e regulamentos ambientais pode resultar na obrigação de reparar danos ambientais, na imposição de sanções de natureza penal e administrativa, bem como na obrigação de responder por prejuízos causados a terceiros, incluindo eventuais comunidades localizadas no entorno dessas áreas, o que resultará em aumento de despesas, investimentos inesperados e risco à reputação da Companhia. Considerando que a legislação ambiental e sua aplicação pelas autoridades brasileiras podem vir a se tornar mais severas, podemos incorrer em despesas adicionais relevantes relacionadas ao compliance ambiental. Ademais, as demoras ou indeferimentos, por parte dos órgãos ambientais licenciadores, na emissão ou renovação de licenças poderão afetar os nossos resultados operacionais de forma negativa.

Além disso, nossas atividades são consideradas potencialmente poluidoras e utilizadoras de recursos naturais. Nesse sentido, a legislação federal impõe responsabilidade civil objetiva àquele que direta ou indiretamente causar degradação ambiental e, portanto, o dever de reparar ou indenizar os danos causados ao meio ambiente e a terceiros afetados independe de dolo ou culpa. Há, ainda, possibilidade de responsabilização na esfera criminal, envolvendo penas pecuniárias e restritivas de direitos, e na esfera administrativa, envolvendo a imposição de multas

4.1 Descrição dos fatores de risco

e suspensão de atividades. O pagamento de indenizações ambientais substanciais ou de despesas relevantes incorridas para custear a recuperação do meio ambiente poderá nos impedir ou levar a retardar ou redirecionar planos de investimento em outras áreas/ações, o que poderá ter um efeito adverso relevante sobre nosso fluxo de caixa, imagem e investimentos.

Adicionalmente, o Ministério Público e órgãos ambientais poderão instaurar procedimentos administrativos para apuração de eventuais danos ambientais que possam ser atribuídos às nossas atividades. Nesses casos, poderão ser celebrados Termos de Ajustamento de Condutas (TAC) e/ou Termos de Compromissos (TC) genéricos perante as respectivas autoridades, com assunção de obrigações específicas. Por possuírem natureza de título executivo extrajudicial, se houver descumprimento – total ou parcial – dos termos convencionados em TAC e/ou TC, poderemos ficar sujeitos a riscos e penalidades, tais como o pagamento de multas, execução do título e, ainda, judicialização de desacordos perante o Poder Judiciário.

Podemos vir a ser responsabilizados solidariamente pelos danos ambientais causados por nossos fornecedores e parceiros, o que poderá nos afetar adversamente.

A obrigação de reparar os danos causados ao meio ambiente é tratada, especialmente, pela Política Nacional do Meio Ambiente. A responsabilidade civil impõe ao poluidor a obrigação de recomposição do meio ambiente ou, na sua impossibilidade, de ressarcimento dos prejuízos causados por sua ação ou omissão.

A responsabilidade civil ambiental é objetiva e solidária, o que significa que a obrigação de reparar a degradação causada não depende da demonstração de culpa, mas apenas da relação entre a atividade exercida e os danos verificados (nexo de causalidade). Tal obrigação poderá afetar todos aqueles que, direta ou indiretamente, contribuíram para a ocorrência do dano ambiental, incluindo nossos fornecedores e parceiros, independentemente da comprovação de culpa dos agentes, o que poderá afetar adversamente nossos resultados e atividades. Portanto, a contratação de terceiros para a prestação de quaisquer serviços relacionados aos nossos empreendimentos e atividades não nos exime da responsabilidade por eventuais danos ambientais causados pelos terceiros contratados. Caso sejamos responsabilizados por eventuais danos ambientais causados pelos terceiros contratados ou fornecedores, podemos ser adversamente afetados. Adicionalmente, a Lei de Crimes Ambientais prevê a possibilidade de desconsideração da personalidade jurídica quando essa for considerada um obstáculo à recuperação de danos causados ao meio ambiente. Nesse sentido, diretores, acionistas e/ou parceiros podem ser responsabilizados, juntamente com a empresa poluidora, por danos ao meio ambiente.

Estamos sujeitos à regulamentação ambiental que poderá se tornar mais rigorosa no futuro, acarretando aumentos de obrigações e de investimentos.

Nossas atividades estão sujeitas a uma abrangente legislação federal, estadual e municipal, bem como à obtenção e manutenção de licenças, à regulação e fiscalização por agências governamentais brasileiras responsáveis pela implementação de leis e políticas ambientais. Essas agências podem tomar medidas contra nós caso não cumpramos a regulamentação aplicável e/ou deixemos de obter ou manter as nossas respectivas licenças. Essas medidas podem incluir, entre outras coisas, sanções nas esferas criminal e administrativa, tais como a imposição de multas e a revogação de licenças. A aplicação das sanções depende da intensidade da infração ou da extensão do dano causado, assim como de eventuais circunstâncias agravantes ou atenuantes aplicáveis ao agente violador. Um aumento no rigor da regulamentação ambiental pode nos forçar a aumentar ou direcionar os nossos investimentos para cumpri-la o que pode desviar recursos de investimentos já planejados e, consequentemente, afetar de maneira adversa a nossa situação financeira e o resultado das nossas operações.

As empresas do setor elétrico estão sujeitas a uma rigorosa legislação ambiental nas esferas federal, estadual e municipal no que se refere à supressão de vegetação, gerenciamento de resíduos sólidos, intervenções em áreas especialmente protegidas, funcionamento de atividades potencialmente poluidoras, entre outros aspectos. Tais empresas necessitam de licenças e autorizações de agências governamentais para a instalação de seus empreendimentos e funcionamento de suas atividades.

Na hipótese de violação ou não cumprimento de tais leis, regulamentos, licenças e autorizações, as empresas podem sofrer sanções administrativas, tais como multas, interdição de atividades, cancelamento de licenças e revogação de autorizações, ou estar sujeitas a sanções criminais (inclusive de seus administradores), sem prejuízo do dever de reparar o dano ambiental causado na esfera civil. O Ministério Público poderá instaurar inquérito civil e/ou ajuizar ação civil pública visando o ressarcimento de eventuais danos ao meio ambiente e a terceiros afetados.

4.1 Descrição dos fatores de risco

A legislação federal impõe responsabilidade objetiva a todos aqueles que direta ou indiretamente causarem degradação ambiental e, portanto, o dever de reparar ou indenizar os danos causados ao meio ambiente e a terceiros afetados, independentemente de dolo ou culpa. A legislação federal também prevê a desconsideração da personalidade jurídica da empresa poluidora, atribuindo responsabilidade pessoal aos administradores e aos acionistas, visando possibilitar o ressarcimento de danos causados à qualidade do meio ambiente. Como consequência poderemos ser obrigados a arcar com o custo da reparação ambiental. O pagamento de indenizações ambientais substanciais ou de despesas relevantes incorridas para custear a recuperação do meio ambiente poderá impedir, ou nos levar a retardar ou redirecionar planos de investimento em outras áreas/ações, o que poderá afetar adversamente os negócios, a reputação, as operações, e a imagem da empresa.

As agências governamentais ou outras autoridades podem também editar novas regras mais rigorosas ou buscar interpretações mais restritivas das leis e regulamentos existentes, que podem obrigar as empresas do setor de energia elétrica, incluindo nossa Companhia, a gastar recursos adicionais na adequação ambiental, inclusive obtendo licenças ambientais para instalações e equipamentos que anteriormente não necessitavam dessas licenças. Caso a regulamentação ambiental se torne mais rigorosa no futuro, nossas operações e nossos resultados financeiros podem ser adversamente afetados, assim como nossa capacidade de cumprir nossas obrigações contratuais.

I. questões climáticas, incluindo riscos físicos e de transição

Nossos resultados operacionais dependem das condições climáticas existentes. Condições climáticas desfavoráveis podem afetar os nossos resultados operacionais.

Dependemos das condições climáticas (chuva, vento e temperatura) prevalecentes no Brasil. Em 2024, de acordo com os dados do ONS, 87,6% da energia elétrica no Brasil foi fornecida por usinas dependentes de recursos naturais, sendo 61,6% por hidrelétricas, 15,5% por eólicas e 10,5% por solares.

O Brasil está sujeito a condições climáticas de grande variabilidade, em geral decorrentes de desvios em média do índice de cada variável climática. Quando as condições hidrológicas estão em situação crítica, espera-se um maior volume de despacho de usinas termoelétricas, para cobrir a geração de energia de fontes renováveis e manter os níveis de segurança dos reservatórios, bem como os níveis de fornecimento de energia elétrica. Nos casos em que as usinas hidrelétricas, inclusive aquelas operadas por nós, geram um volume de energia inferior ao volume de energia assegurada no âmbito do MRE, elas podem ficar expostas ao PLD. No âmbito do MRE, quando o montante de energia gerada é inferior à garantia física, tem-se o chamado GSF, que resulta na exposição do gerador hidrelétrico ao PLD no MCP. Cabe ressaltar que, do ponto de vista tarifário, o segmento de distribuição também é afetado nessas circunstâncias devido a seus contratos com usinas cotistas.

No segmento de distribuição, poderá haver custos extraordinários na aquisição de energia quando o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico ("CMSE") determinar ao ONS o despacho de usinas termoelétricas fora da ordem de mérito, como, por exemplo, o Encargo de Serviço do Sistema ("ESS"), relacionados à segurança energética. Esses custos adicionais poderão ser repassados pelas distribuidoras aos consumidores por meio de reajustes ou revisões tarifárias periódicas, nos termos da legislação aplicável. Contudo, haverá uma incompatibilidade de fluxo de caixa no período intermediário, uma vez que as distribuidoras terão de arcar com esses custos imediatamente, enquanto as tarifas somente serão reajustadas anualmente.

No segmento de geração, vale ressaltar que a oscilação no PLD ocasionada pelas condições hidrológicas não afeta apenas as usinas hidrelétricas, mas todas as usinas que estejam expostas no MCP e, consequentemente, ao risco do PLD.

Considerando-se a extensão física dos ativos, os eventos climáticos extremos e desastres naturais influenciam em interrupções de subestações e linhas de transmissão, à medida que condições climáticas adversas podem ocasionar intensidade de vento, volumes de chuva que tragam maiores riscos à segurança dos ativos elétricos da transmissão.

Enquanto períodos de escassez hídrica acarretam preços altos devido ao acionamento das usinas térmicas, que são mais caras, períodos de abundância de recursos hídricos ocasionam a queda dos preços. Há considerável amplitude entre os preços teto e piso do PLD. Em 2025, o preço teto do PLD estrutural definido pela ANEEL é de R$ 751,73/MWh (R$ 716,80/MWh em 2024), o teto horário é R$ 1.542,23/MWh (R$ 1.470,57/MWh em 2024) e o piso é de R$58,60/MWh (R$ 61,07/MWh em 2024). O PLD influencia também os preços no mercado livre, ultrapassando o âmbito do MCP, no qual se observa correlações entre PLD e curva forward.

4.1 Descrição dos fatores de risco

Por fim, considerando-se a dimensão física dos ativos, os eventos climáticos extremos e desastres naturais influenciam interrupções na infraestrutura das usinas hidrelétricas, à medida que condições climáticas adversas podem ocasionar volumes de água que tragam maiores riscos à segurança das estruturas e das barragens, resultando em: (a) perdas de produtividade; (b) custos de manutenção e danos às instalações; e (c) impactos negativos na imagem da empresa.

Se o sistema de bandeiras tarifárias for alterado, nossas operações e resultados financeiros poderão ser afetados de maneira adversa, bem como nossa capacidade de cumprir com as obrigações contratuais.

A ANEEL, por meio da Resolução Homologatória nº 3.306, de 5 de março de 2024, estabeleceu as faixas de acionamento e os adicionais das bandeiras tarifárias, de que trata o submódulo 6.8 do PRORET, com vigência a partir de abril de 2024.

Em seu art. 2º, a partir de 1º de abril de 2024, os valores a serem adicionados à tarifa de aplicação de energia - TE, serão de 18,85 R$/MWh quando da vigência da bandeira tarifária amarela, 44,63 R$/MWh quando da vigência do patamar 1 da bandeira tarifária vermelha e 78,77 R$/MWh quando da vigência do patamar 2 da bandeira tarifária vermelha.

A bandeira tarifária permaneceu na bandeira verde desde 16 de abril de 2022 até junho de 2024. Em julho do mesmo ano, a bandeira tarifária passou para amarela e, em agosto de 2024, para verde. Com a evolução das condições hidrológicas, em setembro de 2024, foi definida como vermelha patamar 1, evoluindo em outubro do mesmo ano para vermelha patamar 2. Em novembro de 2024, foi definida como bandeira tarifária amarela e, em dezembro de 2024, retornou para bandeira tarifária verde.

O impacto de uma escassez de energia elétrica e do racionamento de energia elétrica dela decorrente, a exemplo do ocorrido em 2001 e 2002, pode ter um efeito adverso substancial sobre os nossos negócios e resultados operacionais.

A capacidade operacional das usinas hidrelétricas no Brasil depende fortemente dos níveis dos reservatórios e, consequentemente, das chuvas. Períodos de precipitação pluviométricas severa ou constantemente abaixo da média que resultem em escassez de energia elétrica podem afetar adversamente a nossa condição financeira e os nossos resultados operacionais. As condições hidrológicas podem ser desafiadoras tanto durante o período úmido, quanto durante o período seco no Brasil. Por exemplo, durante o período de baixa precipitação pluviométrica nos anos de 2000 e 2001, o governo brasileiro instituiu o Programa de Racionamento, um programa de redução do consumo de energia elétrica que esteve em vigor de 1º de junho de 2001 a 28 de fevereiro de 2002. O Programa de Racionamento estabeleceu limites para o consumo de energia elétrica para consumidores industriais, comerciais e residenciais, que variavam de 15% a 25% de redução no consumo de energia. Esses programas de racionamento podem resultar na redução da demanda de energia elétrica em todo o Brasil, reduzindo assim a nossa receita operacional bruta. Caso o Brasil experimente outra escassez de energia elétrica (situação que pode ocorrer e sob a qual não temos possibilidade de controlar ou prever), o governo brasileiro poderá implementar políticas similares ou outras no futuro para fazer frente à escassez. Por exemplo, programas abrangentes de conservação de energia elétrica, incluindo reduções compulsórias no consumo, poderão ser implementados caso as condições hidrológicas desfavoráveis não possam ser compensadas, na prática, por outras fontes de energias, como usinas termoelétricas, resultando, assim, em um menor suprimento de energia elétrica para o mercado brasileiro.

Caso ocorra a escassez de energia elétrica, com um menor suprimento de energia elétrica no mercado brasileiro, as nossas operações, os nossos resultados financeiros e nossa capacidade de adimplir com nossas obrigações contratuais podem ser adversamente afetados.

No ano 2021 o Brasil registrou o menor índice de volumes pluviométricos dos últimos 90 anos. Tal situação levou o governo federal a instituir medidas de enfrentamento e minimização dos impactos. Em 28 de junho de 2021, por meio da Medida Provisória ("MP") nº 1.055, a CREG foi criada como forma de atuar no enfrentamento da crise hidro energética. Em 31 de agosto de 2021, a CREG emitiu as Resoluções nº 2/2021 e nº 3/2021, instituindo o Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica e determinando à ANEEL a implementação de patamar específico de bandeira tarifária, denominada Escassez Hídrica, no valor de R$ 142,00 por MWh. Em 13 de dezembro de 2021, a Medida Provisória nº 1.078 dispôs sobre medidas destinadas ao enfrentamento dos impactos financeiros no setor elétrico decorrentes da situação de escassez hídrica, autorizando-se a contratação de operação financeira para fazer face aos impactos financeiros decorrentes da implementação

4.1 Descrição dos fatores de risco

de medidas de enfrentamento da crise hidro energética e dos diferimentos aplicados nos processos tarifários anteriores à liberação dos recursos da operação financeira. Em 13 de janeiro de 2022, o Decreto nº 10.939 regulamentou a MP nº 1.078/2021, sobre medidas destinadas ao enfrentamento dos impactos financeiros no setor elétrico decorrentes da situação de escassez hídrica. E, por meio do Ofício nº 13/2022 – DR/ANEEL1, de 01 de fevereiro de 2022, foi solicitado à CCEE, gestora da Conta Covid, avaliação do atendimento das condições pactuadas nas operações financeiras anteriores contratadas pela CCEE com recursos da CDE, tendo em vista a criação da Conta Escassez Hídrica autorizada pelo Decreto nº 10.939/2022.

A Conta Escassez Hídrica foi criada para auxiliar o setor elétrico diante dos custos decorrentes do cenário de baixos níveis hidrológicos e de aumento da geração termelétrica registrados ao longo de 2021. Conforme determinado pela Medida Provisória nº 1.078/2021 e pelo Decreto nº 10.939/2022, a conta foi estruturada por atuação conjunta entre o MME, o Ministério da Fazenda e a ANEEL, onde a operação foi contratada e é administrada pela CCEE. A iniciativa permitiu a postergação e parcelamento dos impactos tarifários decorrentes do período de crise hidrológica, não impactando imediatamente as contas de energia. Dessa forma, os eventuais aumentos na tarifa, necessários diante da situação, foram diluídos em 54 meses, prazo de liquidação do empréstimo. Conforme aprovado pelo Despacho nº 1.177, de 3 de maio de 2022, a CPFL Energia fez uso do limite máximo de empréstimo, que totalizou R$ 798,7 milhões. O custo da operação de financiamento foi divulgado oficialmente pela CCEE e instituições financeiras, tendo uma taxa de juros equivalente a CDI + 2,8% a.a. de remuneração, 2,5% de estruturação sobre o valor total da operação (R$ 5,3 bilhões) e 0,9% a.a. de compromissos sobre montantes não desembolsados.

Em 2024, nos termos da Medida Provisória nº 1.212/2024 e da Portaria Interministerial MME/MF nº 1/2024, a ANEEL abriu a Consulta Pública 029/2024, já finalizada, para obter subsídios para a regulamentação dos desdobramentos tarifários decorrentes da quitação antecipada das Contas Covid e Escassez Hídrica.

Também em 2024, o MME encaminhou à ANEEL, por meio do Ofício nº 34/2024/DPSE/SNEE-MME, cópia da Carta CT-CCEE23277/2024, por meio da qual a CCEE formalizou ao MME a conclusão do desembolso da operação de antecipação dos recebíveis da CDE e a quitação dos empréstimos das Contas Covid e Escassez Hídrica, solicitando, em seguida, as providências pertinentes, no âmbito da ANEEL, para efetivação das questões subsequentes afetas ao tema.

As mudanças climáticas podem criar riscos de transição, riscos físicos e outros riscos que podem nos afetar adversamente.

O risco climático é um risco transversal que pode ser um agravante para os tipos de riscos tradicionais que gerenciamos no curso normal dos negócios, incluindo, sem limitação, os riscos descritos neste item. Com base nas classificações utilizadas pela Força-Tarefa para Divulgações Financeiras Relacionadas às Mudanças Climáticas (Task-Force on Climate-Related Financial Disclosures ou simplesmente TCFD), consideramos que existem duas fontes primárias de riscos financeiros relacionados às mudanças climáticas: físicos e de transição. Os riscos físicos e/ou de transição decorrentes das mudanças climáticas podem afetar adversamente nossos negócios, condição e resultados das operações.

Os riscos físicos resultantes das mudanças climáticas podem ser causados por eventos (agudos) ou mudanças de longo prazo (crônicas) no clima:

(i) Os riscos físicos agudos incluem o aumento da gravidade de eventos climáticos extremos, como secas, furacões ou inundações; e

(ii) Os riscos físicos crônicos incluem mudanças nos padrões de precipitação e extrema variabilidade nos padrões climáticos, aumento das temperaturas médias, ondas de calor crônicas ou aumento do nível do mar.

Especialmente no Brasil, os padrões pluviométricos vêm mudando constantemente, fazendo com que certas regiões experimentem volumes pluviométricos muito acima das médias históricas, resultando em enchentes e inundações, deslizamentos de encostas e regiões montanhosas. Tais mudanças nos padrões de chuva podem ter um efeito adverso em nossa capacidade de produção. A ocorrência de tempestades e inundações também pode influenciar os valores para segurar nossos ativos e causar danos a eles, principalmente aqueles em regiões de alto risco, onde tempestades, tornados e outros eventos extremos são mais pronunciados. Em períodos de escassez de chuva, a deficiência hídrica ocorre pela diminuição dos níveis dos reservatórios de água, com influência na disponibilidade e custos da energia elétrica. A escassez de chuvas, aliada aos baixos níveis dos reservatórios podem levar governos e autoridades a restringirem atividades industriais, dado que, segundo a Política Nacional de Recursos Hídricos, a

4.1 Descrição dos fatores de risco

prioridade deve ser dada ao consumo humano e dessedentação de animais. Historicamente, em períodos de escassez de água, o governo brasileiro autoriza um aumento dos preços da energia como medida para estimular a redução do consumo, o que pode gerar pressão, com reflexos nos níveis de renda da população em geral, nos custos de produção, no preço final dos nossos serviços, e consequentemente em nossas receitas e resultados.

Os riscos de transição referem-se a ações realizadas para atender aos requisitos de mitigação e adaptação relacionados a mudanças climáticas, e podem se enquadrar em várias categorias, como mercado, tecnologia e mudanças de mercado:

(i) O risco de mercado pode se manifestar por meio de mudanças na oferta e demanda de certas commodities, produtos e serviços, uma vez que os riscos e oportunidades relacionados ao clima são cada vez mais levados em consideração;

(ii) O risco tecnológico surge de melhorias ou inovações para apoiar a transição para um ambiente de baixo carbono, sistema econômico energeticamente eficiente que pode ter um impacto significativo nas empresas na medida em que novos acessos a tecnologia deslocam sistemas antigos e perturbam algumas partes do sistema econômico existente; e

(iii) Em geral, as ações políticas relacionadas às mudanças climáticas se dividem em 2 categorias principais: aquelas que visam limitar as atividades que contribuem para os efeitos adversos das mudanças climáticas e aquelas que buscam promover a adaptação a essas mudanças. O risco e o impacto financeiro associados às mudanças na política dependem da natureza e do momento dessas mudanças.

Nossos negócios, operações e resultados podem ser afetados por riscos de transição, tais como, mas não limitados a:

(i) A escassez de insumos e matérias-primas pode causar aumento de custos, aumento dos gastos com pesquisa e desenvolvimento e restrições ou mudanças nas atividades de produção;

(ii) Gastos com a transição para tecnologias mais sustentáveis para novos desenvolvimentos de serviços ou adaptação de serviços existentes;

(iii) Regulamentos associados à precificação de carbono e padrões de emissão de gases de efeito estufa;

(iv) Aumento do preço dos serviços e/ou redução da margem de lucro;

(v) Aumento dos custos associados às adequações na produção em decorrência de restrições na legislação sobre o uso dos recursos hídricos;

(vi) Dificuldades de acesso aos ativos;

(vii) Perda de receita em função da retirada de produtos menos sustentáveis do portfólio; e

(viii) Redução da demanda por bens e serviços devido a mudanças nas preferências dos consumidores.

Já estamos sujeitos a certos requisitos ambientais regulatórios. Esses requisitos podem aumentar no futuro como resultado da crescente importância de assuntos ambientais. Esta e outras mudanças nos regulamentos no Brasil e nos mercados internacionais podem nos expor a aumento dos custos de conformidade, limitar nossa capacidade de buscar certas oportunidades de negócios e fornecer certos produtos e serviços, cada um dos quais poderia afetar adversamente nossos negócios, situação financeira e resultados operacionais.

Desequilíbrio entre oferta e demanda no mercado de energia provocado por concessão de subsídios prejudica a competitividade e eficiência econômica e afeta diretamente os resultados das empresas de geração.

Tradicionalmente o processo de expansão do parque gerador brasileiro era baseado no conceito econômico de equilíbrio entre os custos de operação e de investimento em novas usinas, ou seja, observava-se uma necessidade de agregar uma fonte de geração a partir do momento que o custo de operação superasse o custo de implantação de uma nova usina.

Este critério garantia a um empreendedor a remuneração de seu investimento a longo prazo. Ademais, a decisão de expansão do parque gerador era determinativa e centralizada, efetivada por leilões de energia para atendimento do crescimento do mercado regulado.

4.1 Descrição dos fatores de risco

Entretanto, a política pública aplicada nos últimos anos, concedendo subsídios para incentivo a fontes renováveis, e a recente movimentação dos empreendedores em solicitar outorgas para novas usinas a fim de garantir subsídios que deixarão de existir, contribui fortemente para o desequilíbrio entre oferta e demanda.

Além disso, obrigações definidas pelo Congresso e não contempladas no planejamento da expansão, atreladas ao contínuo crescimento da geração distribuída, acabam contribuindo ainda mais para o desequilíbrio no mercado (sobreoferta estrutural).

Essa conjuntura, aliada a forte tendência de redução de custos de novas fontes, a abertura do mercado e a progressiva substituição de leilões regulados por livre negociação entre os agentes faz com que a migração ao ACL e empreendimentos de autoprodução sejam cada vez mais atrativos.

Adicionalmente, a expansão da infraestrutura de transmissão de energia tem sido insuficiente para acompanhar o ritmo de crescimento da geração, que, nos últimos tempos, foi bastante acelerado por conta da mencionada política pública de concessão de subsídios e da corrida por outorgas que deixariam de ter tais subsídios. Como consequência, e considerando a inviabilidade de o sistema escoar a produção de energia, o ONS passou a intensificar as restrições à geração, no fenômeno conhecido como "curtailment", principalmente após o "apagão" ocorrido em agosto/23.

É possível, então, que haja restrição à geração da eletricidade pela Companhia e suas controladas, o que pode gerar efeitos adversos nos seus compromissos de venda de energia.

A ANEEL possui regramento sobre compensação decorrente dos eventos de curtailment, nos termos da Resolução Normativa nº 1.030/2022, porém com baixa efetividade, pois é limitada aos eventos por razão de indisponibilidade externa e que superem certa franquia de horas.

m. outras questões não compreendidas nos itens anteriores

Não existem outros fatores que não tenham sido compreendidos nos itens anteriores.

4.2 Indicação dos 5 (cinco) principais fatores de risco

4.2. Indicar os 5 (cinco) principais fatores de risco, dentre aqueles enumerados no campo 4.1, independentemente da categoria em que estejam inseridos

Os principais fatores de risco aos quais a Companhia está sujeita são:

- As tarifas que cobramos pelo fornecimento de energia elétrica a consumidores cativos e as tarifas de uso do sistema de distribuição que cobramos de consumidores livres e especiais, e de geradores de energia, são determinadas pela ANEEL em conformidade com contratos de concessão celebrados com o governo brasileiro, podendo afetar adversamente nossos resultados.
- Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão e autorizações, bem como assegurar a renovação e/ou prorrogação de nossas concessões e autorizações e/ou de nossos contratos de fornecimento de energia. Caso isso ocorra, poderemos ter um efeito adverso relevante em nossa condição financeira, em nossos resultados operacionais e em nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.
- Dependemos de terceiros para o fornecimento de equipamentos utilizados em nossas instalações, bem como para a realização de parte de nossas operações. Falhas de um ou mais fornecedores poderão prejudicar nossas atividades, condição financeira e/ou resultados operacionais.
- Nosso negócio está sujeito a ciberataques e violações de segurança e privacidade, sendo que qualquer ataque poderá afetá-lo de maneira prejudicial.
- Nossos resultados operacionais dependem das condições climáticas existentes. Condições climáticas desfavoráveis podem afetar os nossos resultados operacionais.

Para mais informações sobre os fatores de risco descritos acima, ver o item 4.1. deste Formulário de Referência.

4.3 Descrição dos principais riscos de mercado

4.3. Descrever, quantitativa e qualitativamente, os principais riscos de mercado a que o emissor está exposto, inclusive em relação a riscos cambiais e a taxas de juros

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.

Adicionalmente, as controladas do Grupo estão expostas em suas atividades operacionais à variação cambial na compra de energia elétrica de Itaipu.

Análise de sensibilidade

Variação cambial

Considerando que a manutenção da exposição cambial líquida existente em 31 de dezembro de 2024 fosse mantida, a simulação dos efeitos consolidados por tipo de instrumento financeiro, para três cenários distintos, seria:

(Valores em R$ / mil)

			Consolidado		
			Receita (despesa)		
Instrumentos	Exposição (a)	Risco	Depreciação cambial (b)	Apreciação cambial de 25%(c)	Apreciação cambial de 50%(c)
Instrumentos financeiros passivos	(4.022.916)		(373.362)	725.707	1.824.777
Derivativos - swap plain vanilla	4.042.448		375.175	(729.231)	(1.833.637)
	19.532	baixa dólar	**1.813**	**(3.524)**	**(8.860)**
Instrumentos financeiros passivos	(672.694)		(75.336)	111.672	298.679
Derivativos - swap plain vanilla	673.321		75.406	(111.776)	(298.958)
	627	baixa euro	**70**	**(104)**	**(279)**
Instrumentos financeiros passivos	(1.460.942)		(199.860)	215.341	630.541
Derivativos - swap plain vanilla	1.474.599		201.728	(217.354)	(636.435)
	13.657	baixa lene	**1.868**	**(2.013)**	**(5.894)**
Total	**33.816**	**Efeitos no resultado**	**3.751**	**(5.641)**	**(15.033)**

(a) A taxa de câmbio considerada em 31/12/2024 foi de R$ 6,19 para o dólar, R$ 6,43 para o euro e R$ 0,03 para o iene.
(b) Conforme curvas de câmbio obtidas em informações disponibilizadas pela B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão, sendo a taxa de câmbio considerada R$ 6,77, R$ 7,15 e R$ 0,04 e a depreciação cambial de 9,28%, 11,20% e 13,68%, do dólar, do euro e do iene respectivamente em 31/12/2024.
(c) Conforme requerimento da Instrução CVM n° 475/2008, os percentuais de elevação dos índices aplicados são referentes às informações disponibilizadas pela B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão.

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

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.

4.3 Descrição dos principais riscos de mercado

Análise de sensibilidade

Variação da taxa de juros

Supondo que o cenário de exposição líquida dos instrumentos financeiros indexados a taxas de juros variáveis em 31 de dezembro de 2024 fosse mantido, a despesa financeira líquida para os próximos 12 meses para cada um dos três cenários definidos seria:

(Valores em R$ / mil)

	Consolidado						
					Receita (despesa)		
Instrumentos	Exposição	Risco	Taxa no período	Taxa cenário provável (a)	Cenário provável	Elevação/Redução de índice em 25% (b)	Elevação/Redução de índice em 50% (b)
Instrumentos financeiros ativos	3.414.909				526.237	657.797	789.356
Instrumentos financeiros passivos	(12.976.005)				(1.999.602)	(2.499.503)	(2.999.404)
Derivativos - swap plain vanilla	(11.843.922)				(1.825.148)	(2.281.435)	(2.737.723)
Ativos e passivos financeiros setoriais	(995.231)				(153.365)	(191.706)	(230.048)
	(22.400.249)	alta CDI/SELIC	**12,15%**	**15,41%**	**(3.451.878)**	**(4.314.847)**	**(5.177.819)**
Instrumentos financeiros passivos	(199.167)				(14.659)	(18.323)	(21.988)
	(199.167)	alta IGP-M	**6,54%**	**7,36%**	**(14.659)**	**(18.323)**	**(21.988)**
Instrumentos financeiros passivos	(288.399)				(22.985)	(28.732)	(34.478)
	(288.399)	alta TJLP	**7,43%**	**7,97%**	**(22.985)**	**(28.732)**	**(34.478)**
Instrumentos financeiros passivos	(11.305.193)				(953.028)	(714.771)	(476.514)
Derivativos - swap plain vanilla	6.482.163				546.446	409.835	273.223
Instrumentos financeiros ativos	25.261.095				2.129.510	1.597.133	1.064.755
	20.438.065	baixa IPCA	**4,83%**	**8,43%**	**1.722.928**	**1.292.197**	**861.464**
Total	**(2.449.751)**				**(1.766.594)**	**(3.069.705)**	**(4.372.821)**
Efeitos no resultado abrangente acumulado					**21**	**6**	**(10)**
Efeitos no resultado do período					**(1.766.615)**	**(3.069.711)**	**(4.372.811)**

(a) Os índices considerados foram obtidos através de informações disponibilizadas pelo mercado.
(b) Conforme requerimento da Instrução CVM nº 475/2008, os percentuais de elevação foram aplicados sobre os índices no cenário provável.

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. 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 ao qual as distribuidoras do Grupo CPFL 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.

Risco de mercado das comercializadoras: Esse risco decorre da possibilidade das 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 ao preço de mercado da energia e suscetíveis a volatilidade associada à flutuação do preço de energia.

Risco quanto à escassez de energia hídrica: A energia vendida pela Companhia 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 2024, observou-se uma hidrologia desfavorável, especialmente na região sudeste/centro-oeste, com ocorrência de eventos extremos pontuais (cheias no Rio Grande do Sul e grandes períodos secos na região Norte do país).

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.

4.3 Descrição dos principais riscos de mercado

Risco regulatório:

Distribuidoras: 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 n° 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.

Transmissoras: As transmissoras recebem pela prestação de serviço público de transmissão o pagamento da receita anual permitida (RAP), de acordo com a periodicidade prevista no contrato de concessão celebrado com o Governo Federal e em conformidade com a metodologia descrita nas cláusulas do contrato. Uma vez a ANEEL revisando e homologando a Receita Anual Permitida, as transmissoras aplicam as condições de cobrança para as concessionárias e permissionárias. As receitas assim fixadas, conforme disposto na Lei nº 8.987/1995, devem assegurar o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão no momento da revisão da RAP, mas podem gerar reajustes menores em relação ao esperado pela Companhia.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

4.4. Descrever os processos judiciais, administrativos ou arbitrais em que o emissor ou suas controladas sejam parte, discriminando entre trabalhistas, tributários, cíveis, ambientais e outros: (i) que não estejam sob sigilo, e (ii) que sejam relevantes para os negócios do emissor ou de suas controladas, indicando:

Encontram-se identificados neste Formulário de Referência todos os processos em andamento nos quais a Companhia e/ou suas controladas figuram como parte, classificados como não sigilosos e que são relevantes para a Companhia, com a posição atualizada até 31 de dezembro de 2024. No processo de análise de relevância, a Companhia e suas controladas não se detiveram somente nos potenciais efeitos econômicos e financeiros de uma decisão desfavorável, considerando, também, aqueles processos que poderiam influenciar a decisão do público investidor, como, por exemplo, os processos que podem afetar de forma significativa seu patrimônio, sua capacidade financeira ou dos seus negócios, bem como que possam gerar riscos de imagem inerentes a certas práticas da Companhia ou de suas controladas, ou riscos jurídicos relacionados à discussão da validade de cláusulas estatutárias.

Processos Fiscais

- **Plano de pensão – CPFL Paulista**

Em 27 de dezembro de 2022 foi celebrada Transação Tributária entre a CPFL Paulista e a Procuradoria da Fazenda Nacional ("PGFN"), com base na Lei nº 14.375, de 21 de junho de 2022, regulamentada pela Portaria PGFN/ME 6.757, de 29 de julho de 2022 e pela Portaria PGFN 10.826, de 22 de dezembro de 2022, referente às discussões acerca da dedutibilidade, para fins de imposto de renda (IRPJ) e contribuição social (CSLL), das despesas reconhecidas no ano de 1997, referente à novação de dívida relativa ao plano de pensão dos funcionários da CPFL Paulista perante a Fundação CESP ("Vivest"). Nos termos do referido acordo e, em contrapartida à extinção dos processos judiciais objeto do mesmo, o valor da dívida tributária determinado na Transação, na data base de 1 de novembro de 2022, foi de R$ 1.288.174 mil. Os valores depositados judicialmente pela CPFL Paulista nos autos das Execuções Fiscais foram considerados para amortização dos saldos dos débitos tributários, resultando em uma dívida líquida total de R$ 1.022.048 mil (data base 1 de novembro, 2022), que atualizado para 31 de dezembro de 2024 é de R$ 1.127.939 mil. Como parte do acordo, referido saldo deverá ser pago em parcelas mensais, com a possibilidade de utilização de títulos precatórios federais próprios ou de terceiros para tal liquidação. Na ocasião, o acordo firmado estabeleceu que o saldo mencionado seria quitado em 60 (sessenta) parcelas. No entanto, em 2024, foi celebrado um Termo de Aditamento, o qual alterou a condição original, ampliando o número de parcelas para 120 (cento e vinte) mantidos inalterados os demais termos e condições da transação. Com relação às garantias financeiras (seguros e fianças bancárias), cujo montante em 31 de dezembro de 2024 é de R$ 1.139.224 mil, serão mantidas em valor suficiente para garantir a Transação, podendo haver alteração no valor com autorização prévia da Fazenda Nacional, na proporção do que for amortizado do débito no âmbito da transação. Em janeiro de 2023 foram protocolados os pedidos de desistência de todas as defesas e recursos, requerendo, para tanto, a extinção dos embargos à execução fiscal, mandados de segurança e recursos e a suspensão dos embargos à execução fiscal. Em maio de 2023 foram iniciados os pagamentos da transação, de modo que os processos foram encerrados no mês de julho do mesmo ano.

(Valores em R$ / mil)

Execução Fiscal nº 0014813-89.2004.4.03.6105 (2004.61.05.014813-3) – IRPJ	
a) Juízo	3ª Vara Federal de Campinas
b) Instância	Não aplicável
c) Data de instauração	19/11/2004
d) Partes no processo	Autor: Fazenda Nacional Réu: Companhia Paulista de Força e Luz ("CPFL Paulista")
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 352.211
f) Principais fatos	Ação de natureza fiscal ajuizada pela Fazenda Nacional objetivando contestar a dedutibilidade de despesas reconhecidas em 1997, relacionadas a um déficit do fundo de pensão da Vivest, logo após o ajuizamento de Mandado de Segurança pela CPFL Paulista para discussão do tema (0005656-29.2003.4.03.6105). Com base em uma opinião favorável recebida da Receita Federal, a CPFL Paulista deduziu tais despesas para fins da apuração de valores devidos a título de imposto de renda. Ocorre que

4.4 Processos não sigilosos relevantes

Execução Fiscal nº 0014813-89.2004.4.03.6105 (2004.61.05.014813-3) – IRPJ	
	a Receita Federal, por intermédio da Delegacia de Campinas, modificou o entendimento anteriormente emitido pelo Secretário de Receita Federal, não reconhecendo a novação e, consequentemente negando a sua dedutibilidade. Houve a fiscalização e lavratura de vários Autos de Infração contra a dedutibilidade tomada pela CPFL. No processo de execução em questão, realizamos depósito judicial no valor de R$ 360 milhões em 2007 para garantia do débito, o qual permitiu à CPFL Paulista prosseguir com os embargos à execução. Em janeiro de 2016, a CPFL Paulista obteve decisão judicial que autorizou a substituição do depósito judicial por garantia financeira (seguro garantia), permitindo a realização do levantamento (saque) do valor integralmente depositado. Posteriormente, a CPFL Paulista veio a depositar em dinheiro os juros relacionados ao depósito inicial (R$ 248,7 milhões em 31/12/2019). Durante o trâmite do processo foi proferida sentença determinando a manutenção do débito, contra a qual a CPFL Paulista interpôs apelação. O referido recurso teve seu provimento negado. A CPFL Paulista ingressou com os recursos especial e extraordinário, sendo o primeiro admitido e encaminhado ao Superior Tribunal de Justiça (STJ), para julgamento e o segundo inadmitido, no qual houve interposição de agravo, ainda sem julgamento perante o Supremo Tribunal Federal (STF). No dia 17/09/2019, o recurso especial dos Embargos à Execução da referida Execução Fiscal, em conjunto com o Recurso Especial do Mandado de Segurança nº 0005656-29.2003.4.03.6105, foram julgados perante a Segunda Turma de Direito Público do STJ de maneira desfavorável para a CPFL Paulista, mantendo-se a exigibilidade da autuação fiscal. Após publicação do acórdão foram opostos embargos de declaração em 04/08/2020. A União requereu a execução antecipada da garantia para que a CPFL Paulista depositasse o valor discutido, o que foi deferido pelo TRF3, todavia em 06/08/2020 obtivemos suspensão dessa ordem diretamente no STJ. Não foi interposto recurso em face de tal decisão. Em 27/12/2022 assinamos uma transação com a Procuradoria a fim de encerrar a discussão judicial de tal objeto, nos comprometendo a peticionar nos autos requerendo a desistência da ação e recursos em curso. A redução do valor contingenciado se deu em razão do abatimento ocorrido com o depósito judicial dos juros, conforme definido nos termos da transação ocorrida entre a CPFL Paulista e a PGFN. Em 16/01/2023 foi protocolado pedido de desistência de todas as defesas e recursos atrelados à presente ação, bem como suspensão da execução fiscal. Decisão suspendendo a Execução Fiscal em 10/04/2023. Em 2024 houve pedido de unificação das garantias das execuções fiscais do caso Gandra, o que foi deferido. Após deferimento, em 24/05/2024, os autos foram remetidos, de forma sobrestada, ao arquivo, em virtude do acordo de transação firmado.
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença desfavorável à CPFL; acórdãos desfavoráveis à CPFL.
h) Estágio do processo	Em encerramento
i) Chance de perda	Em encerramento
j) Motivo de relevância do processo	Valor envolvido é materialmente relevante dentro das contingências judiciais da CPFL Paulista ou pode gerar relevante impacto operacional.
k) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil da CPFL Paulista no valor de R$ 352.211, que representa 0,83% da Receita Líquida do Grupo no exercício social findo em 31 de dezembro de 2024, sem maiores impactos nas operações do Grupo.

- **Processo fiscal IRPJ/CSLL – RGE**

(Valores em R$ / mil)

Execução Fiscal n.º 5012003-49.2012.404.7107 – IRPJ / CSLL	
a) Juízo	5ª Vara Federal de Caxias do Sul
b) Instância	2ª Instância (Judicial)
c) Data de instauração	16/08/2012
d) Partes no processo	Autor: Fazenda Nacional Réu: RGE
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 702.646

4.4 Processos não sigilosos relevantes

Execução Fiscal n.º 5012003-49.2012.404.7107 – IRPJ / CSLL	
f) Principais fatos	A Fazenda Nacional ajuizou ação de natureza fiscal em face da controlada RGE referente a supostos débitos fiscais, relativos a fatos geradores ocorridos no período de 1999 a 2003, decorrentes de: (1) excesso de amortização de ágio; (2) excesso de depreciação de bens submetidos a reavaliação; e (3) valores relacionados a atualização monetária da Conta de Compensação de Variação de itens da Parcela A ("CVA"), que foram excluídos da base de cálculo do IRPJ e da CSLL, anteriormente discutidos no processo administrativo nº 11080.009008/2004-47. A controlada RGE ofereceu seguro garantia, interpondo embargos à execução, tendo sido deferida a realização de perícia contábil, cujo resultado foi favorável à RGE. Foi proferida sentença que julgou parcialmente procedente o feito, exonerando o crédito apenas com relação a temática da depreciação de bens do ativo, sendo mantida as questões referentes a amortização do ágio e a conta CVA. Apresentamos Recurso de Apelação ao TRF4. A União Federal também apresentou Recurso de Apelação, contra o qual apresentamos Contrarrazões. Aguardamos julgamento dos recursos de Apelação. Em 2022, os autos da execução fiscal permaneceram sobrestados até o julgamento dos embargos à execução fiscal, os quais aguardam julgamento da apelação. Em dezembro de 2023 houve o julgamento da Apelação, que manteve a sentença desfavorável à RGE, em relação ao ágio, por entender que prevalece a regra contábil do prazo de 30 anos para amortização. Também, foi mantida parcialmente favorável à RGE, em relação à conta CVA, por entender que a Selic sobre ela deve ser tributada antes do reajuste tarifário. Houve a reforma da sentença, para julgar de forma desfavorável à RGE, em relação à nova taxa de depreciação do ativo. Como houve verbalização de concordância com a Sentença sobre a depreciação, embora não tenha elaborado voto divergente, o Desembargador Presidente da seção entendeu que houve divergência de entendimento sobre esse ponto determinando o sobrestamento do julgamento. Na sequência, houve a conclusão do julgamento virtual do Recurso de Apelação na modalidade estendida ocorrido no Tribunal Regional Federal da 4ª região (TRF4), em Porto Alegre/RS, que em síntese manteve a autuação relativa: 1) a amortização de ágio: que já havia sido julgada desfavorável à RGE em 1ª instância; 2) a taxa de depreciação: tornou desfavorável à RGE, pois houve alteração da decisão de 1ª instância, a qual era favorável; e 3) as atualizações monetárias da Conta de Compensação de Variação de Custo da Parcela A" ("Conta CVA"): mantida desfavorável à RGE em 1ª instância. Foram opostos Embargos de Declaração para esclarecer os pontos de omissão e contradição do Acórdão e para preparar a interposição de Recurso Especial ao Superior Tribunal de Justiça (STJ, os quais foram rejeitados. Em face de um erro material identificado, foram opostos novos Embargos de Declaração, os quais ainda não foram incluídos em julgamento. A expectativa é que ocorra o julgamento em 2025 e na sequência, serão interpostos recursos aos tribunais superiores (STJ e STF).
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Acórdão desfavorável à RGE.
h) Estágio do processo	Fase Recursal.
i) Chance de perda	Possível.
j) Motivo de relevância do processo	Valor envolvido é materialmente relevante dentro das contingências judiciais da RGE ou pode gerar relevante impacto operacional.
k) Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda na esfera judicial, ocorreria desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada RGE no valor de R$ 702.646, que representa 1,65% da Receita Líquida consolidada do Grupo no exercício social findo em 31 de dezembro de 2024, sem maiores impactos nas operações do Grupo.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

Processos Judiciais

- **ICMS Subvenção – RGE Sul**

(Valores em R$ / mil)

Processos ns.º 5022100-71.2020.8.21.0010 (42238374) e 5000449-40.2022.8.21.0033 (42238382)	
a) Juízo	2ª Vara Cível e 5ª Vara Cível do Tribunal de Justiça do Estado do Rio Grande do Sul
b) Instância	3ª Instância Judicial e 2ª Instância Judicial
c) Data de instauração	24 e 26/12/2018
d) Partes no processo	Autor: Fazenda do Estado do Rio Grande do Sul Réu: RGE Sul
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 481.898
f) Principais fatos	A Fazenda do Estado do Rio Grande do Sul autuou a RGE Sul (e antiga RGE) sob o argumento de que deveria integrar a base de cálculo do ICMS a parte subvencionada de algumas contas de energia elétrica de consumidores que possuem o benefício tarifário, de fevereiro/2013 a agosto/2018. Na autuação, a Fazenda do Estado desconsidera que as parcelas de subvenção recebidas pelas distribuidoras de energia elétrica do Governo Federal são realizadas à título de indenização do valor total cobrado, em razão do desequilíbrio contratual resultante da fixação de descontos para determinadas classes de consumidores, bem como de que o valor das contas não integra o valor subvencionado. Na esfera administrativa, os recursos foram julgados parcialmente procedentes, somente para excluir os valores decaídos (janeiro a novembro de 2013), mantendo-se a autuação quanto ao mérito. Auto de Infração nº 4.223.838-2: A Fazenda do Estado do RS ajuizou a Execução Fiscal 5000449-40.2022.8.21.0033. Em abril/2022, opusemos Embargos à Execução Fiscal, os quais foram julgados improcedentes. Interpusemos Recurso de Apelação ao Tribunal de Justiça. Aguarda-se julgamento. Auto de Infração nº 4.223.837-4: A Fazenda do Estado do RS ajuizou a Execução Fiscal 5022100-71.2020.8.21.0010 Em janeiro/2021, opusemos Embargos à Execução Fiscal, os quais foram julgados improcedentes. Interpusemos Recurso de Apelação ao Tribunal de Justiça, o qual foi desprovido. Diante disso, foi interposto Recurso Especial e Recurso Extraordinário, havendo a suspensão do processo em razão do Recurso Extraordinário com repercussão geral (Tema nº 1.113/STF).
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Decisão administrativa parcialmente favorável à RGE. Na esfera judicial, em 1ª instância, foram julgados improcedente os Embargos à Execução Fiscal. Em 2ª instância foi julgado improcedente o Recurso de Apelação vinculada à Execução Fiscal 5022100-71.2020.8.21.0010.
h) Estágio do processo	Fase Recursal
i) Chance de perda	Possível.
j) Motivo de relevância do processo	Valor envolvido é materialmente relevante dentro das contingências judiciais da RGE ou pode gerar relevante impacto operacional.
k) Análise do impacto em caso de perda	Com parcial provimento na esfera administrativa, ainda há possibilidade de discussão judicial. Em caso de perda na esfera judicial, ocorreria desembolso de caixa e registro no resultado contábil no valor de R$ 481.898, que representa 1,13% da Receita Líquida consolidada do Grupo no exercício social findo em 31 de dezembro de 2024, sem maiores impactos nas operações do Grupo.

- **Processo fiscal PIS e COFINS – CPFL Geração**

(Valores em R$ / mil)

Execução Fiscal n.º 0019144-94.2016.4.03.6105 (10830.724951/2011-10)	
a) Juízo	5ª Vara Federal de Campinas/SP
b) Instância	2ª Instância (judicial)
c) Data de instauração	26/10/2011 (Auto de Infração)
d) Partes no processo	Autor: Fazenda Nacional Réu: CPFL Geração
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 452.269
f) Principais fatos	A controlada CPFL Geração recebeu auto de infração lavrado para cobrança da diferença dos valores recolhidos a título de PIS e COFINS, do período de abril de

4.4 Processos não sigilosos relevantes

Execução Fiscal n.º 0019144-94.2016.4.03.6105 (10830.724951/2011-10)	
	2007 a dezembro de 2010. A CPFL Geração recolheu o PIS e a COFINS nos termos instituídos pela Lei 9.718/98 (regime cumulativo) e no entender da fiscalização deveria ter recolhido as aludidas contribuições nos termos instituídos pelas Leis nº 10.833/03 e 10.637/02, havendo, portanto, divergência de interpretação quanto ao enquadramento dos contratos firmados anteriormente a outubro de 2003 a preço pré-determinado. Foi proferida decisão de 1ª Instância determinando a manutenção do débito. A CPFL ingressou com recurso voluntário, ao qual foi dado provimento. A Fazenda ingressou com recurso especial, o qual foi provido, mantendo-se a autuação. Finalizada a discussão na esfera administrativa, a Fazenda ajuizou execução fiscal em face da CPFL Geração. Após a apresentação de garantia pela empresa, foi determinada a suspensão da exigibilidade e ingressamos com embargos à execução. Em 22/03/2018 houve publicação de sentença com decisão favorável à Companhia. Atualmente aguarda-se julgamento do recurso de Apelação interposto pela Fazenda. Em 2024, a EF permanece sobrestada e continuamos aguardando o julgamento da apelação nos autos dos embargos à execução fiscal.
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença favorável à CPFL.
h) Estágio do processo	Fase Recursal
i) Chance de perda	Possível
j) Motivo de relevância do processo	Valor envolvido é materialmente relevante dentro das contingências judiciais da Companhia ou pode gerar relevante impacto operacional.
k) Análise do impacto em caso de perda	O impacto será de desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada CPFL Geração no valor de R$ 452.269, que representa 1,06% da Receita Líquida consolidada do Grupo no exercício social findo em 31 de dezembro de 2024, sem maiores impactos nas operações do Grupo.

- **Processo fiscal IRPJ/CSLL – CPFL Geração**

(Valores em R$ / mil)

Execução Fiscal nº 5010652-86.2020.4.03.6105 (16643.720027/2012-39) – IRPJ / CSLL	
a) Juízo	5ª Vara Federal de Campinas
b) Instância	1ª Instância (Judicial)
c) Data de instauração	06/10/2020
d) Partes no processo	Autor: Fazenda Nacional Réu: CPFL Geração
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 373.211
f) Principais fatos	A CPFL Geração foi autuada pela Secretaria da Receita Federal do Brasil que exige o crédito tributário decorrente das infrações que teriam sido supostamente cometidas pela empresa durante os exercícios de 2007, 2008, 2009 e 2010, sob o entendimento de que teria sido indevida a amortização do ágio, com base na afirmação de que a reestruturação societária realizada não apresentou motivação para a venda da empresa Semesa à CPFL Geração. A CPFL Geração apresentou impugnação administrativa, cuja decisão manteve a exigência fiscal. Em face desta decisão, ingressamos com recurso, o qual também foi julgado improcedente e o processo transitou em julgado na esfera administrativa. Em outubro de 2020 recepcionamos a Execução Fiscal atrelada ao respectivo, bem como apresentamos apólice de seguro garantia a qual foi aceita pela Fazenda Nacional. Houve a oposição dos Embargos à Execução Fiscal, que aguarda julgamento. Em 2021, os autos da Execução foram arquivados até o encerramento dos Embargos à Execução Fiscal, os quais foram sobrestados, em 31/05/2021, em razão de prejudicialidade dos processos administrativos nº 10830.001530/2009-01, 10830.010855/2007-12 e 10830.010761/2008-16. Em 14/09/2022, houve despacho deferindo produção de prova pericial. Em 2023, após protocolo de manifestação acerca do laudo pericial e parecer dos assistentes técnicos, os autos dos EEF 5012750-44.2020.4.03.6105 foram conclusos e, em 08/07/2024 a CPFL tomou ciência de sentença favorável aos seus interesses, confirmando o entendimento do laudo pericial, de que: (i) as operações de compra e venda das ações da Semesa foram realizadas entre empresas independentes; (ii) as operações realizadas foram previamente autorizadas pela ANEEL; (iii) as operações realizadas foram registradas na contabilidade da CPFL Geração; (iv) o preço acordado teve por base laudo preparado

4.4 Processos não sigilosos relevantes

Execução Fiscal nº 5010652-86.2020.4.03.6105 (16643.720027/2012-39) – IRPJ / CSLL	
	pelo Deutsche Bank e que o custo de aquisição da Semesa foi integralmente liquidado/quitado por meio de pagamento efetivo ou por meio de emissão de ações; (v) houve majoração da exigência fiscal de IRPJ e CSLL, em R$ 368.801 e R$ 132.768, respectivamente e (vi) que há discussão de glosa de PF e BNCSLL em andamento em processos administrativos. A União interpôs recurso de apelação, que se aguarda julgamento.
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença favorável à CPFL.
h) Estágio do processo	Fase recursal
i) Chance de perda	Possível
j) Motivo de relevância do processo	Valor envolvido é materialmente relevante dentro das contingências judiciais da Companhia ou pode gerar relevante impacto operacional.
k) Análise do impacto em caso de perda	Possibilidade de julgamento em esfera judicial, com o impacto de desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada CPFL Geração no valor de R$ 373.211, que representa 0,88% da Receita Líquida consolidada do Grupo no exercício social findo em 31 de dezembro de 2024, sem maiores impactos nas operações do Grupo.

(Valores em R$ / mil)

Processo Administrativo Fiscal nº 16561.720238/2016-13 - IRPJ/CSLL	
a) Juízo	Delegacia da Receita Federal
b) Instância	2ª Instância (Administrativa)
c) Data de instauração	16/12/2016
d) Partes no processo	Autor: Receita Federal do Brasil Réu: CPFL Geração
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 470.355
f) Principais fatos	Autos de infração para a exigência do IRPJ e da CSLL, relativo ao ano-calendário 2011, cumulados com juros de mora e multa de ofício, por: (i) supostamente ter omitido receitas não operacionais, pela suposta ausência do registro de ganhos de capital, por receber quantidade de ações da ERSA Energias Renováveis S.A. ("ERSA") em volume maior que o capital da SMITA Empreendimentos e Participações S.A. ("SMITA"), além da apropriação de diferença entre o patrimônio líquido contábil e o valor justo da SMITA, empresa adquirida de forma reversa; e (ii) ter compensado base de cálculo negativa da CSLL em montante superior ao saldo existente. A CPFL Geração apresentou impugnação aos Autos, a qual foi julgada improcedente. A CPFL Geração apresentou recurso voluntário. Na sessão de julgamento do CARF de 18/11/2024, a Turma, por maioria de votos, deu provimento ao Recurso Voluntário da CPFL e, por unanimidade de votos, negou provimento ao Recurso de Ofício da União. Com esta decisão, o lançamento fiscal foi integralmente cancelado. Aguarda-se eventual oposição de Embargos de Declaração e/ou interposição de Recurso Especial contra o acórdão pela União.
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Decisão de 1ª instância desfavorável à CPFL. Em 2ª instância, houve decisão totalmente favorável à CPFL.
h) Estágio do processo	Fase Administrativa
i) Chance de perda	Possível
j) Motivo de relevância do processo	Valor envolvido é materialmente relevante dentro das contingências judiciais da Companhia ou pode gerar relevante impacto operacional.
k) Análise do impacto em caso de perda	Possibilidade de julgamento em esfera judicial, com o impacto de desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada CPFL Geração no valor de R$ 470.355, que representa 1,10% da Receita Líquida consolidada do Grupo no exercício social findo em 31 de dezembro de 2024, sem maiores impactos nas operações do Grupo.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

- **IRFF Jantus - CPFL Renováveis**

(Valores em R$ / mil)

Auto de Infração (Autos nº 16561.720073/2016-71)	
a) Juízo	Receita Federal do Brasil
b) Instância	3ª Instância (administrativa)
c) Data de instauração	19/08/2016
d) Partes no processo	Autor: Receita Federal do Brasil Réu: CPFL Energias Renováveis
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 436.581 (Possível: R$ 206.449 / Remoto: 230.131)
f) Principais fatos	Trata-se de auto de infração para cobrança de Imposto de Renda retido na Fonte em virtude de ganho de capital supostamente auferido por pessoas físicas e jurídicas na venda de participação societária na empresa Jantus SL ("Jantus"), com sede na Espanha, para a CPFL Energias Renováveis. A impugnação foi apresentada e julgada improcedente. Diante desta decisão, foi interposto recurso voluntário. Em junho de 2023 o recurso voluntário foi julgado parcialmente favorável à CPFL Energias Renováveis, para cancelar definitivamente o correspondente a 53% do Auto de infração. Com isso foram opostos embargos de declaração. Em 11/10/2024 foi publicada decisão que não acolheu os embargos de declaração da União Federal. Em 20/12/2024 a CPFL protocolou Recurso Especial em face do acórdão do recurso voluntário.
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Decisão parcialmente favorável à CPFL.
h) Estágio do processo	Fase de recurso administrativo.
i) Chance de perda	Possível: R$ 206.449 e Remoto R$ 230.131
j) Motivo de relevância do processo	Valor envolvido é materialmente relevante dentro das contingências judiciais da Companhia ou pode gerar relevante impacto operacional.
k) Análise do impacto em caso de perda	Possibilidade de julgamento em esfera judicial, com o impacto de desembolso de caixa e registro no resultado contábil da CPFL Renováveis, correspondente ao valor de R$ 206.449 do Possível (visto que os valores que constam no Remoto já são considerados definitivamente como favoráveis à CPFL), que representa 0,5% da Receita Líquida consolidada do Grupo no exercício social findo em 31 de dezembro de 2024, sem maiores impactos nas operações do Grupo.

Processos Cíveis

- **ABRADEE – ANEEL**

(Valores em R$ / mil)

Ação Ordinária n.º 0039494-18.2002.4.01.3400 (2002.34.00.039564-0)	
a) Juízo	3ª Vara Federal do Distrito Federal
b) Instância	2ª Instância
c) Data de instauração	12/12/2002
d) Partes no processo	Autor: ABRADEE Réu: ANEEL
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	Neste momento, não é possível estimar os valores envolvidos no processo.
f) Principais fatos	As controladas CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE, bem como outras empresas brasileiras de distribuição, por meio da ABRADEE, são autoras de um processo contra a ANEEL questionando a base para a remuneração dos ativos da concessão desde o primeiro ciclo de revisão tarifária. Após manifestação das partes sobre o laudo pericial (que constata o desequilíbrio econômico-financeiro alegado pela ABRADEE) e apresentação de alegações finais, foi prolatada sentença julgando improcedente os pedidos. Atualmente, os autos se encontram aguardando o julgamento da apelação interposta pela ABRADEE.
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença desfavorável às associadas.
h) Estágio do processo	Fase Recursal
i) Chance de perda	Possível
j) Motivo de relevância do processo	Valor envolvido é materialmente relevante dentro das contingências judiciais das Controladas ou pode gerar relevante impacto operacional.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

Ação Ordinária n.º 0039494-18.2002.4.01.3400 (2002.34.00.039564-0)	
k) Análise do impacto em caso de perda	Eventual pagamento de custas processuais e honorários de sucumbência arbitrados pelo tribunal, visto tratar-se de processo ativo. Eventuais custos serão rateados entre as associadas da ABRADEE (representadas na ação).

- **ABRAGEL – União Federal**

(Valores em R$ / mil)

Ação Ordinária n.º 0032752-20.2015.4.01.3400 (Portaria 30)	
a) Juízo	21ª Vara Federal de Brasília
b) Instância	2ª Instância
c) Data de instauração	08/06/2015
d) Partes no processo	Autor: Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa - ABRAGEL Réu: União Federal
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 344.900
f) Principais fatos	A ABRAGEL busca a declaração do direito das suas associadas de compartilhar os riscos hidrológicos no âmbito do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE e, com isso, de sofrer revisões automáticas de garantia física a partir do procedimento "automático" previsto no art. 6º, incisos I e II, da Portaria MME 463/2009. Em 23/06/2015 foi deferido o pedido liminar e, em 28/06/2019 proferida sentença que julgou o pleito procedente confirmando a decisão antecipatória. A União Federal apresentou recurso de apelação em 26/08/2019, o qual aguarda julgamento pelo TRF1.
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença desfavorável às associadas.
h) Estágio do processo	Fase Recursal
i) Chance de perda	Possível
j) Motivo de relevância do processo	Valor envolvido é materialmente relevante dentro das contingências judiciais das Controladas ou pode gerar relevante impacto operacional.
k) Análise do impacto em caso de perda	Risco operacional de alteração das garantias físicas originalmente estabelecidas e necessidade ajustes nos valores liquidados de garantias físicas no âmbito da CEEE. Eventual pagamento de custas processuais e honorários de sucumbência arbitrados pelo tribunal, visto tratar-se de processo ativo. Eventuais custos serão rateados entre as associadas da ABRAGEL (representadas na ação).

- **Processos Previdenciários**

(Valores em R$ / mil)

Processo nº 5051477-51.2019.8.21.0001	
a) Juízo	4ª Vara da Fazenda Pública do Foro Central da Comarca de Porto Alegre
b) Instância	1ª Instância
c) Data de instauração	11/12/2019
d) Partes no processo	Autor: CEEE-D; CEEE-GT e Estado do Rio Grande do Sul Réu: Fundação CEEE de Seguridade Social ELETROCEEE
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 544.353
f) Principais fatos	Trata-se de Ação Declaratória postulando: 1. A suspensão de pagamentos de contribuições extraordinárias no Plano CEEEPREV que superem a regra constitucional da paridade contributiva; 2. A suspensão da eficácia do acionamento de garantias prevista no Contrato de Garantias assinado concomitantemente ao 1º Aditivo ao Convênio de Adesão ao Plano; e 3. A determinação de restituição integral de pagamentos indevidos feitos pelas Patrocinadoras em desrespeito à regra da paridade contributiva.
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	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. Apresentados recursos de apelação pelas partes, o TJRS (Tribunal de Justiça do Estado do Rio Grande do Sul) proferiu acórdão

4.4 Processos não sigilosos relevantes

Processo nº 5051477-51.2019.8.21.0001	
	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; e 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.
h) Estágio do processo	Fase recursal
i) Chance de perda	Possível
j) Motivo de relevância do processo	Valor envolvido é materialmente relevante, pois, pode gerar relevante impacto operacional.
k) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil no valor de R$ 544.353, que representa 1,28% da Receita Líquida consolidada do Grupo no exercício social findo em 31 de dezembro de 2024, sem maiores impactos nas operações do Grupo;

- **Estado do Rio Grande do Sul**

(Valores em R$ / mil)

Processo nº 3709601-03.2005.8.21.0001	
a) Juízo	7ª Vara da Fazenda Pública do Foro Central de Porto Alegre - RS
b) Instância	1ª Instância
c) Data de instauração	22/02/2001
d) Partes no processo	Autor: Estado do Rio Grande do Sul e CEEE Réu: RGE Sul Distribuidora de Energia S.A entre outros
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 567.327
f) Principais fatos	Ação declaratória de improbidade administrativa ajuizada pelo Estado do RS e CEEE em 22/02/2001 discutindo o processo de reestruturação societária da CEEE para posterior privatização, figurando também como réus o Secretário Estadual de Minas e Energia, o Presidente da CEEE, o Diretor Financeiro da CEEE, o Diretor Administrativo da CCODEE (RGE) e CNNDEE (RGE Sul) e os contadores que assinaram o laudo de avaliação. A discussão gira acerca de 3 pontos especificamente em relação à RGE e RGE Sul, quais sejam: 1) A avaliação e integralização do capital social dos ativos/passivos transferidos às novas empresas através de rubricas contábeis "conta corrente" (R$ 26 milhões para a RGE e R$ 24 milhões para a RGE SUL). 2) O pagamento de créditos das contas correntes através da transferência de imóveis à RGE Sul e RGE. 3) A Repartição das receitas dos clientes nas áreas de concessão das novas empresas criadas a partir de 12/08/1997, sendo que a CEEE afirma prejuízo pois nesse período suportou todos os custos da operação sem ter direito a respectiva receita; Classificação de risco remoto, na medida em que os argumentos apresentados pela RGE na sua manifestação preliminar, bem como na sua Contestação são bastante robustos e contrapõem todas as alegações contidas na Inicial. Todas as demais defesas apresentadas também seguem a mesma linha no sentido de demonstrar que as operações realizadas são perfeitamente legais. Foram apresentados, por alguns dos réus, pareceres contábeis para demonstrar a regularidade dos procedimentos realizados na contabilidade da CEEE e das suas subsidiárias, os quais contrapõem o laudo que fundamenta a Inicial. Todavia, somente uma perícia judicial, imparcial, poderá elucidar as questões levantadas

4.4 Processos não sigilosos relevantes

Processo nº 3709601-03.2005.8.21.0001	
	pelos autores e pelos réus, inclusive sobre eventual dolo/culpa dos réus, enriquecimento ilícito e prejuízo ao erário. Portanto, até o presente momento, não há nos autos novos elementos capazes de alterar a avaliação anteriormente realizada. Processo em fase de instrução. Em 2024 foi realizada audiência de instrução para oitiva dos réus e de testemunhas arroladas pelas partes Processo em fase de finalização da instrução com prazo de alegações finais designado até 25/03/2025.
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Ainda não há decisões de mérito
h) Estágio do processo	Fase instrutória
i) Chance de perda	Remota
j) Motivo de relevância do processo	Valor envolvido é materialmente relevante dentro das contingências judiciais da RGE ou pode gerar relevante impacto operacional.
k) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil no valor de R$ 567.327, que representa 1,33% da Receita Líquida consolidada do Grupo no exercício social findo em 31 de dezembro de 2024, sem maiores impactos nas operações do Grupo;

- **Despacho nº 288**

(Valores em R$ / mil)

Processos 0026448-59.2002.4.01.3400 / 0002231-15.2003.4.01.3400	
a) Juízo	15ª Vara Federal (Cível) de Brasília
b) Instância	2ª Instância
c) Data de instauração	23/08/2002
d) Partes no processo	Autores: RGE Sul Distribuidora de Energia S.A Réu: ANEEL
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 459.224
f) Principais fatos	Em 16 de maio de 2002, a ANEEL publicou o Despacho ANEEL nº 288, que introduziu alterações em certas regras de comercialização do então existente Mercado Atacadista de Energia – MAE. Tais alterações reconheciam a Companhia como devedora no mercado de curto prazo. A Companhia ajuizou ação anulatória em relação a tal Despacho (processo nº 0026448-59.2002.4.01.3400), requerendo que as regras de exposição no MAE fossem mantidas, mantendo-se a sua contabilização e permitindo-se sua liquidação. A última atualização referente ao processo foi em 15 de janeiro de 2016, data em que foi publicada uma nova decisão de segunda instância negando os recursos de embargos de declaração opostos pela Companhia, demais agentes de mercado e ANEEL contra a decisão favorável de mérito à RGE Sul. Ainda no Tribunal Regional Federal da 1ª Região, as partes requeridas apresentaram recurso de embargos infringentes, visando a modificação do mérito da decisão anterior. Os recursos aguardam julgamento. Em relação ao mesmo fato, há também o processo 0002231-15.2003.4.01.3400 que ataca as ilegalidades da forma de liquidação do mercado (Despacho 346). Portanto, o objeto desta demanda (ilegalidade do procedimento) está contido no objeto geral do processo 0026448-59.2002.4.01.3400).
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença desfavorável à RGE; acórdão favorável à RGE.
h) Estágio do processo	Recursal
i) Chance de perda	Remota
j) Motivo de relevância do processo	Valor envolvido é materialmente relevante dentro das contingências judiciais da RGE ou pode gerar relevante impacto operacional.
k) Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda, a "AES Brasil" suportará o ônus dos impactos, bem como, em caso de ganho, a "AES Brasil" receberá os montantes decorrentes da liquidação dos montantes suspensos pelo Despacho 288, considerando que as partes estabeleceram que o desfecho dessa ação ficaria excepcionado no instrumento de aquisição da AES Sul pela CPFL.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

Processos Cíveis – Ambiental

- **Semesa X Apego**

(Valores em R$ / mil)

Processo Cível nº 0018587-42.2004.4.01.3500 (Ambiental)	
a) Juízo	Tribunal Regional Federal – 1ª Região
b) Instância	2ª Instância
c) Data de instauração	18/10/2004
d) Partes no processo	Autor: Associação dos Pescadores Esportivos do Estado de Goiás – APEGO e outros Réu: Semesa S.A, Estado de Goiás e Eletrobrás Furnas, IBAMA, Agência Goiana do Meio Ambiente e outras requeridas.
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 678.149
f) Principais fatos	Ação visando à condenação das requeridas em obrigações de fazer, consistentes na adoção de medidas reparadoras e mitigadoras dos impactos ambientais causados pela construção e operação da Usina Hidrelétrica Serra da Mesa. Foi deferida liminar determinando a adoção de medidas para reduzir os impactos ambientais causados pela construção e operação da Usina Hidrelétrica Serra da Mesa, bem como a elaboração do EIA/RIMA, como condição para a renovação da Licença de Operação. Contra essa decisão, a SEMESA interpôs o Agravo de Instrumento nº 2006.01.00.029015-7 perante o Tribunal Regional Federal da 1ª Região, no qual foi deferida em 13/10/2006, pelo desembargador relator, a suspensão de parte da liminar, que condicionava o funcionamento da usina à elaboração de EIA-Rima. Houve parecer do IBAMA favorável que colabora com os argumentos da CPFL, VBC e ELETROBRÁS FURNAS, de que não há necessidade da elaboração de EIA/RIMA e que os empreendedores estão cumprindo os requisitos para a emissão da licença de operação. Após, houve sentença que julgou improcedente a demanda em 2017 e desobrigou as partes rés da elaboração do EIA/RIMA. Atualmente, aguarda-se julgamento de recurso interposto pela APEGO em 2ª instância.
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença favorável
h) Estágio do processo	Fase Recursal
i) Chance de perda	Possível (R$ 58.268) e Remota (R$ 619.881)
j) Motivo de relevância do processo	Valor envolvido é materialmente relevante dentro das contingências judiciais da Companhia ou pode gerar relevante impacto operacional.
k) Análise do impacto em caso de perda	Adotar medidas mitigadoras dos impactos ambientais e desembolso de caixa e registro no resultado contábil da Companhia.

- **Ação Ambiental – Parque da Serra do Mar**

(Valores em R$ / mil)

Ação Civil Pública nº 0001673-23.2015.8.26.0157	
a) Juízo	3ª Vara da Comarca de Cubatão – SP
b) Instância	1ª Instância
c) Data de instauração	09/03/2015
d) Partes no processo	Autor: Ministério Público do Estado de São Paulo Réu: CPFL Piratininga
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	Neste momento, não é possível estimar os valores envolvidos no processo.
f) Principais fatos	Ação Civil Pública Ambiental ajuizada pelo Ministério Público do Estado de São Paulo que questiona as supressões de vegetação nas faixas de domínio das 10 Linhas de transmissão situadas no Parque Estadual da Serra do Mar, sob o argumento de que a vegetação suprimida se caracterizaria como sendo do bioma Mata Atlântica e que a supressão de vegetação estaria em desacordo com os padrões e recomendações técnicas consideradas adequadas pelo Autor. Pretende que a CPFL Piratininga seja obrigada a: (i) não realizar o corte raso para a manutenção das faixas de servidão das linhas de transmissão objeto desta ação; (ii) promover o corte seletivo de vegetação; (iii) obter licença para desmate junto à CETESB e não intervenha em APP, salvo mediante autorização do órgão ambiental; (iv) implantar estrutura para impedimento de pouso de aves, mediante a instalação de "bird flapper" a cada 10m; e (v) providencie a fiscalização permanente das faixas da LTs. Processo em fase

4.4 Processos não sigilosos relevantes

Ação Civil Pública nº 0001673-23.2015.8.26.0157	
	instrutória e está em fase de prova pericial. Aguarda-se decisão do juízo sobre laudo técnico. Intimação do Ministério Público, que ainda não se manifestou.
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Ainda não há decisões de mérito.
h) Estágio do processo	Fase instrutória
i) Chance de perda	Possível
j) Motivo de relevância do processo	Valor envolvido é materialmente relevante dentro das contingências judiciais da CPFL Piratininga ou pode gerar relevante impacto operacional.
k) Análise do impacto em caso de perda	Adotar medidas mitigadoras dos impactos ambientais supostamente causados.

- **Rodovia das Colinas**

(Valores em R$ / mil)

Processo nº 0000933-68.2013.8.26.0114	
a) Juízo	6ª Vara Cível de Campinas – SP
b) Instância	1ª Instância (judicial) – Fase de provas
c) Data de Citação	17/01/2013
d) Partes no processo	Autor: Rodovia das Colinas S.A. Réu: Companhia Piratininga de Força e Luz
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 337.669
f) Principais fatos	Trata-se de ação de cobrança, proposta em janeiro de 2003, na qual a Autora requer o pagamento dos valores correspondentes a todas as ocupações da faixa de domínio das rodovias sob concessão da Colinas, a qual a CPFL Piratininga restou vencida no mérito. Em sede de liquidação de sentença, considerando que o valor envolvido nesta ação é inestimável, em maio de 2015, foi deferida a realização de perícia judicial. Em outubro de 2018 o perito juntou o laudo no processo apontando um valor de R$ 20 milhões. Apresentamos nossa impugnação – Juiz ordenou a manifestação do perito para prestar os esclarecimentos. Em janeiro de 2020, foi apresentado novo laudo pericial com indicação de cálculo na monta de R$ 135 milhões. Em 12/03/2020 apresentamos nova impugnação ao cálculo com auxílio da assessoria da FGV. Foi aberto prazo para manifestação (03/2023), a CPFL Piratininga apresentou requerendo que fossem feitos novos cálculos, utilizando-se da data da citação como marco temporal, excluindo igualmente a correção pelo IGP-M e ainda, impugnou a inobservância à modicidade das tarifas. Manifestamos nos autos acerca dos contratos e documentos juntados pelo perito. Aguarda-se o encerramento da perícia.
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença desfavorável à CPFL; acórdãos desfavoráveis à CPFL.
h) Estágio do processo	Fase Recursal
i) Chance de perda	Possível
j) Motivo de relevância do processo	Valor envolvido é materialmente relevante dentro das contingências judiciais da CPFL Piratininga ou pode gerar relevante impacto operacional.
k) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil da CPFL Piratininga no valor de R$ 337.669, que representa 0,79% da Receita Líquida consolidada do Grupo no exercício social findo em 31 de dezembro de 2024, sem maiores impactos nas operações do Grupo.

Processos Trabalhistas

- **Terceirização – RGE**

(Valores em R$ / mil)

Ação civil pública nº 0020876-43.2015.5.04.0024	
a) Juízo	24ª Vara do Trabalho de Porto Alegre
b) Instância	3ª Instância (recursal)
c) Data de instauração	03/07/2015
d) Partes no processo	Autor: Ministério Público do Trabalho

4.4 Processos não sigilosos relevantes

Ação civil pública nº 0020876-43.2015.5.04.0024	
	Réu: RGE
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 397.572
f) Principais fatos	Ação Civil Pública, proposta pelo Ministério Público do Trabalho, a qual requer a condenação da RGE devido à utilização de terceirização ilícita de mão-de-obra por fazer parte da atividade-fim da empresa. Pede em caráter provisório, a antecipação dos efeitos da tutela para a imediata cessação da intermediação de mão-de-obra para a realização da atividade fim, sob pena de multa fixa no valor de R$ 50 mil por trabalhador utilizado. Em caráter definitivo, requer a confirmação da antecipação dos efeitos da tutela para não utilizar intermediação de mão-de-obra relacionada à atividade-fim da reclamada, sob pena de multa de R$ 50 mil por trabalhador utilizado. Condenação da ré ao pagamento de R$ 150 milhões a título de dano moral coletivo. Em 18/08/2015 foi indeferido o pedido de antecipação de tutela formulado pelo Ministério Público. Em 01/02/2017 foi publicada sentença que julgou a ação procedente em parte para condenar a RGE a abster-se de utilizar intermediação de mão-de-obra para a realização de sua atividade fim, assim consideradas somente aquelas expressamente indicadas na inicial, sob pena de pagamento de multa de R$ 50 mil por trabalhador utilizado nessas atividades não contratado diretamente como empregado, a partir de 180 dias após o trânsito em julgado da decisão. Ainda, condenada a empresa a publicar em jornal de circulação nacional, no prazo de 15 dias após o trânsito em julgado desta ação, de extrato da condenação (parte dispositiva do julgado), sob pena de multa de R$ 5 mil por dia. Em março de 2018, o tribunal proferiu uma decisão nos recursos apresentados por ambas as partes, negando provimento ao Recurso Ordinário da RGE e deu provimento parcial ao Recurso Ordinário do Ministério Público, para condenar a RGE ao pagamento de indenização por dano moral coletivo no montante de R$ 1 milhão. A RGE opôs Embargos de Declaração contra a decisão, os quais não foram acolhidos pelo tribunal. Por fim, em julho de 2018, a RGE interpôs Recurso de Revista, que foi denegado seguimento. Interpusemos Agravo de Instrumento ao Recurso de Revista, o qual aguarda julgamento. Uma nova lei de Reforma Trabalhista promulgada em 11 de novembro de 2017 agora permite as atividades de terceirização que deram origem ao pedido inicial. Em 26/11/2019 foi constituída provisão no valor de R$ 1 milhão, correspondente à condenação no pagamento de indenização por dano moral, com fundamento em parecer elaborado por escritório externo.
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença desfavorável à RGE; acórdãos desfavoráveis à RGE.
h) Estágio do processo	Fase recursal
i) Chance de perda	Provável: R$ 1.688 e Remoto: R$ 395.884
j) Motivo de relevância do processo	Valor envolvido é materialmente relevante dentro das contingências judiciais da RGE ou pode gerar relevante impacto operacional.
k) Análise do impacto em caso de perda	Proibição da terceirização – primarização da totalidade da mão-de-obra envolvida na operação, especialmente nas atividades descritas, bem como pagamento de indenização e multa pela terceirização ilegal.

- **CPFL Paulista - Sebastião José Ismael (Palmitos Pupunha)**

(Valores em R$ / mil)

Processo Cível n.º 0001126-16.2001.8.26.0434	
a) Juízo	Vara Única de Pedregulho
b) Instância	Execução
c) Data de instauração	13/06/2001
d) Partes no processo	Autor: Sebastião José Ismael Réu: Companhia Paulista de Força e Luz
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 318.444
f) Principais fatos	Trata-se de ação de indenização por danos materiais e lucros cessantes, decorrente de corte indevido, que afetou o sistema de irrigação da fazenda do Autor, acarretando perda de produção. Sentença que aponta parte líquida e parte a liquidar. A parte líquida já foi quitada pela empresa. Atualmente o processo encontra-se em fase de liquidação por arbitramento, aguardando julgamento do

4.4 Processos não sigilosos relevantes

Processo Cível n.º 0001126-16.2001.8.26.0434	
	Tribunal de Justiça acerca de decisão que acolheu laudo pericial de apuração dos lucros cessantes. Foi ajuizada ação rescisória pela CPFL Paulista (processo nº 2035332-43.2013.8.26.0000) objetivando a desconstituição de todo julgado supramencionado, tendo sido julgada improcedente.
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença desfavorável à CPFL; acórdãos em 2ª e 3ª instâncias desfavoráveis à CPFL. Em dezembro de 2023 houve uma decisão proferida pelo TJSP favorável à CPFL Paulista, entendendo pela LIQUIDAÇÃO ZERO pois o Autor não conseguiu comprovar os danos. O autor recorreu as instâncias superiores.
h) Estágio do processo	Fase de execução
i) Chance de perda	Provável R$ 13.783 Possível R$ 52.848 Remoto R$ 251.813
j) Motivo de relevância do processo	Valor envolvido é materialmente relevante dentro das contingências judiciais da CPFL Paulista ou pode gerar relevante impacto operacional.
k) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil no valor de R$ 318.444, que representa 0,75% da Receita Líquida consolidada do Grupo no exercício social findo em 31 de dezembro de 2024, sem maiores impactos nas operações do Grupo.

4.5 Valor total provisionado dos processos não sigilosos relevantes

4.5. Indicar o valor total provisionado, se houver, dos processos descritos no item 4.4:

Em 31 de dezembro de 2024, o valor total provisionado pelo Grupo CPFL referente aos processos descritos no item 4.4 classificados como de perda provável era de R$ 15.471 mil referentes aos processos trabalhistas.

4.6 Processos sigilosos relevantes

4.6. Em relação aos processos sigilosos relevantes em que o emissor ou suas controladas sejam parte e que não tenham sido divulgados no item 4.4, analisar o impacto em caso de perda e informar os valores envolvidos

Acordo Grupo Pedra

Em 2014 as controladas CPFL Bio Pedra, CPFL Bio Buriti e CPFL Renováveis receberam requerimento de arbitragem do Grupo Pedra com pedido de indenização decorrente de alegado descumprimento de obrigações contrato de constituição de consórcio firmado entre as partes.

Em março de 2023 foi proferida sentença arbitral final desfavorável às controladas, que as condenou a pagar a indenização requerida pelo Grupo Pedra. Em junho de 2023 as controladas ajuizaram ação anulatória da sentença arbitral final, para contestar o valor da indenização, fixado no montante de R$ 456 milhões (atualizado até maio de 2023). Em novembro de 2023 foi proferida sentença que julgou procedente a ação para anular a sentença arbitral, em favor das controladas. O Grupo Pedra interpôs apelação.

Em setembro de 2024 as partes requereram a suspensão do processo em virtude das tratativas iniciadas pelas partes para encerrar o litígio, o que foi deferido pelo Poder Judiciário. As controladas e o Grupo Pedra celebraram acordo para pôr fim ao litígio, que prevê, dentre outras obrigações, o encerramento antecipado dos Consórcios Usina da Pedra.

Em novembro de 2024, a ANEEL autorizou a transferência das outorgas das usinas termelétricas Bio Pedra, Bio Buriti e Bio Ipê, detidas, respectivamente, pela CPFL Bio Pedra, CPFL Bio Buriti e CPFL Bio Ipê para o Grupo Pedra. Em dezembro de 2024 todas as condições do acordo precedentes foram cumpridas, extinguindo todas as relações contratuais existentes entre as partes. O litígio entre as partes foi extinto pelo Poder Judiciário em janeiro de 2025. O impacto econômico para o Grupo foi o registro de uma despesa líquida no valor de R$ 199 milhões no exercício de 2024.

Arbitragem TESB

A TESB figura como parte passiva de um procedimento arbitral, de natureza cível, com valor envolvido total de R$ 47,15 milhões. O prognóstico desse pleito foi classificado em parte como provável e em parte como possível. Em 2024 foi proferida sentença arbitral que condenou a TESB em quantia ilíquida, a ser definida em sede de liquidação. A liquidação da sentença está em fase de realização de perícias, porém, sem a definição de valores até o momento.

4.7 Outras contingências relevantes

4.7. Descrever outras contingências relevantes não abrangidas pelos itens anteriores

Processos Relacionados aos membros do Conselho de Administração

O Sr. Antônio Kandir, membro independente de nosso Conselho de Administração, está envolvido em um processo perante a CVM por supostas irregularidades relacionadas à administração e gestão do fundo de investimento MAP FIM ("MAP FIM") no período de dezembro de 2010 a maio de 2013. Antônio Kandir atuou como diretor responsável pela atividade de administração de carteiras da Governança e Gestão Investimentos Ltda. ("G&G Investimento"), gestora do MAP FIM durante o período em questão. Em 07 de maio de 2019, o Colegiado da CVM decidiu condenar a G&G Investimento e Antônio Kandir à advertência. Atualmente, o processo encontra-se em fase de recurso no Conselho de Recursos do Sistema Financeiro Nacional ("CRSFN"). Os efeitos da referida sentença estão suspensos até o julgamento do recurso.

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

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

As ações movidas pela CPFL Brasil buscam afastar a intervenção promovida pela ANEEL em Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica firmado pela CPFL Brasil, vindo a ANEEL a negar a aprovação ao Contrato de comercialização e a exigir a redução do preço contratado nos termos das Notas Técnicas n° 23/2003-SEM/ANEEL e 81/2003-SFF/ANEEL.

Ambas as ações tiveram decisão favorável sem segunda instância. Um aguarda julgamento em terceira instância e uma transitou em julgado em 02 de julho de 2024.

Com o trânsito em julgado, teve início a execução de sentença promovida perante a primeira instância. Está em curso o prazo para apresentação, em Juízo, pela CPFL, das informações necessárias para o prosseguimento da execução. Esses dados poderão ser contestados pela ANEEL e, posteriormente, submetidos ao crivo do Poder Judiciário. Na data destas informações contábeis ainda não há valores definidos no processo, ainda não sendo praticável sua estimativa consolidada.

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

5. Política de gerenciamento de riscos e controles internos
5.1 Em relação aos riscos indicados nos itens 4.1 e 4.3, informar:

a. se o emissor possui uma política formalizada de gerenciamento de riscos, destacando, em caso afirmativo, o órgão que a aprovou e a data de sua aprovação, e, em caso negativo, as razões pelas quais o emissor não adotou uma política

A CPFL Energia possui uma Política de Gestão Corporativa de Riscos aprovada na 140ª Reunião do Conselho de Administração realizada em 29 de julho de 2009, devidamente atualizada em 2024 e encontra-se disponível no site de Relações com Investidores da CPFL Energia em https://ri.cpfl.com.br/Download.aspx?Arquivo=SsYGb+tfZMRe9urlVVkoYQ==&IdCanal=QaOjWSkrceEfQT28iDpzLQ==&linguagem=pt ("Política de Gestão Corporativa de Riscos").

Todos os principais riscos aos quais a Companhia está exposta são consolidados por meio da Política de Gestão de Riscos, representados no Mapa Corporativo de Riscos. A Política de Gestão de Riscos prevê modelos, indicadores e limites de exposição aos riscos, aprovados pelo Conselho de Administração, bem como detalha o tratamento a ser dispensado e reportes necessários em caso de extrapolação das referências de risco. Além disso, aborda a estrutura de gerenciamento de riscos da Companhia, com definição de papéis e responsabilidades.

b. os objetivos e estratégias da política de gerenciamento de riscos, quando houver, incluindo:

i. os riscos para os quais se busca proteção

Riscos Corporativos

Os riscos aos quais a Companhia está exposta são monitorados e reportados conforme abaixo, abrangendo, mas não se limitando aos riscos previstos conforme Política de Gestão Corporativa de Riscos são:

- Descumprimento dos termos dos contratos de concessão, autorizações ou permissões;
- Impossibilidade de repassar integralmente o custo de compra de energia elétrica ao consumidor e a necessidade de, para satisfazer à demanda, adquirir ou liquidar energia elétrica no mercado de curto prazo, a preços mais altos ou mais baixos do que aqueles estabelecidos nos contratos de longo prazo;
- Riscos de exposição, no negócio de comercialização de energia, decorrente de posições de energia assumidas (comprado ou vendido) e variações de preço no mercado spot;
- Riscos inerentes à construção, ampliação e operação das instalações e equipamentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica;
- Impacto adverso na operação de desenvolvimento de negócios decorrente da não conclusão do programa de investimento proposto no cronograma previsto;
- Risco de as apólices de seguro contratadas não serem suficientes para cobrir totalmente as perdas decorrentes da responsabilidade por quaisquer perdas e danos decorrentes da prestação inadequada de serviços de energia elétrica;
- Comprometimento da capacidade de conduzir as atividades operacionais e realizar o pagamento dos financiamentos contratados em virtude do grau de endividamento e das obrigações de serviço de dívidas;
- Efeito adverso sobre os negócios e resultados operacionais de uma escassez de energia elétrica e do racionamento dela decorrente, a exemplo do ocorrido em 2001 e 2002;
- Risco de o nível de inadimplência dos consumidores afetar adversamente os negócios, resultados operacionais e/ou situação financeira;
- Aumento das taxas de juros praticadas pelo mercado e riscos cambiais;
- Risco regulatório;
- Aumento de obrigações e investimentos em decorrência de novas regulamentações ambientais ou de saúde; e
- Efeitos adversos de condições hidrológicas desfavoráveis sobre os resultados operacionais.

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

Riscos de Mercado

Os riscos de mercado para os quais a Companhia busca proteção são:

1. Risco de Mercado de Energia

1.1. Risco de sub/sobrecontratação das distribuidoras: alterações nas previsões de requisito de energia elétrica e nas expectativas de preços são regularmente monitoradas pela Companhia. As distribuidoras do Grupo CPFL fazem uso dos mecanismos regulatórios disponíveis para ajuste de contratos a fim de manter os níveis de contratação dentro dos limites regulatórios. Além disso, a CPFL Energia acompanha eventuais alterações na regulação que possam, de alguma forma, impactar este risco.

1.2. Risco de mercado das geradoras: as condições hidrológicas, níveis de GSF e expectativa de preços são acompanhados regularmente pela Companhia. A proteção a este risco é feita através da compra de energia para minimizar exposição de balanço.

1.3. Risco de mercado das comercializadoras: as posições de balanço das comercializadoras da CPFL, as condições de mercado e as expectativas de preços de curto, médio e longo prazo são monitoradas regularmente. Previamente à sua aprovação, todas as propostas de compra e venda de energia são avaliadas em relação ao limite de risco.

2. Risco de Crédito:

Para o segmento de distribuição, cujo mercado é pulverizado, a proteção ao risco de crédito é feita mediante monitoramento da inadimplência, que tem como ações de cobrança o corte no fornecimento de energia de clientes inadimplentes além de negativação, protestos e cobranças customizadas. No que tange aos segmentos de geração, comercialização e serviços, a proteção ocorre através da exigência de garantias financeiras e análise do score e risco dos parceiros de negócio, provendo mais segurança no momento da tomada de decisão.

3. Risco de Juros e Câmbio:

A Companhia e suas controladas têm a prática de monitorar os riscos de variação cambial, flutuação de taxas de juros e índices de preços, e de contratar instrumentos derivativos, sempre com as devidas aprovações de alçadas. Com relação ao risco cambial, a exposição relativa à captação de recursos em moeda estrangeira está coberta por operações financeiras de swap, o que permitiu à Companhia e suas controladas trocarem os riscos originais da operação para o custo relativo à variação do CDI. Ainda, o mecanismo de compensação – CVA protege as controladas de distribuição de eventuais perdas econômicas relativas à possível variação cambial na compra de energia elétrica de Itaipu.

Com relação ao risco de taxas de juros, as controladas têm buscado aumentar a participação de empréstimos pré-indexados ou outros indexadores. Adicionalmente, o risco da alta de taxa de juros pode ser parcialmente compensado pela posição de ativos financeiros da concessão indexada ao IPCA.

4. Risco Regulatório:

Para os riscos relacionados aos processos de revisões e reajustes tarifários inerentes ao mercado regulado em que atua, o monitoramento é efetuado por todas as áreas diretamente envolvidas, em especial pela Vice-presidência de Operações Reguladas, responsável pelas interações junto à Agência Reguladora.

5. Risco de Aceleração de dívidas

A Administração da Companhia e de suas controladas monitora os índices de aceleração de dívidas e alavancagem de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. Os resultados do acompanhamento são reportados periodicamente aos diretores executivos e ao Conselho de Administração. Além disso, a Companhia e suas controladas, tem políticas internas de controles que primam por um ambiente rígido de controle para a minimização da exposição aos riscos relacionados à elaboração e divulgação das demonstrações financeiras.

Para mais informações sobre esses riscos, vide o item 4.1 deste Formulário de Referência.

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

ii. os instrumentos utilizados para proteção

A Companhia considera como mecanismos de proteção aos riscos descritos no item 4.1 deste Formulário de Referência: (i) o monitoramento periódico das exposições frente aos limites aprovados pelo Conselho de Administração; (ii) os planos de mitigação para tratamento das principais exposições; e (iii) o reporte periódico de tais informações aos fóruns competentes, a saber, executivos da Companhia, Conselho de Administração, Comitê de Auditoria e Comitês de Assessoramento.

Desta forma, a Companhia possui como prática, definida na Política de Gestão Corporativa de Riscos, realizar o monitoramento regular dos riscos aos quais está exposta, avaliando o nível de exposição e adotando medidas de mitigação a fim de reduzir os riscos sempre que estes se aproximarem ou extrapolarem os limites estabelecidos.

O monitoramento das exposições é feito através do uso de indicadores e/ou modelos para simulação ou projeção de cenários de risco, com base nas diretrizes previstas na Política de Gestão Corporativa de Riscos. Além disso, a Companhia trabalha com limites de exposição a estes riscos, aprovados pelo Conselho de Administração. Em casos de aumento da exposição ou extrapolação de limites, planos de mitigação devem ser estruturados pelas áreas de negócio, em conjunto com a Diretoria de Auditoria, Riscos, Integridade e DPO e, posteriormente, são reportados ao Comitê de Auditoria e Conselho de Administração.

Além disso, a Companhia avalia permanentemente alterações regulatórias, condições ambientais e de mercado, faz uso de mecanismos regulatórios disponíveis e monitora o desempenho de suas operações de forma a mitigar a exposição a eventuais riscos regulatórios, operacionais, ambientais e de mercado.

Outros instrumentos de proteção contratados pela Companhia e suas controladas são swaps de moeda ou taxas de juros sem nenhum componente de alavancagem, cláusula de margem, ajustes diários ou ajustes periódicos. Adicionalmente, a Companhia e suas controladas não realizam transações envolvendo derivativos de caráter especulativo.

iii. a estrutura organizacional de gerenciamento de riscos

A gestão de riscos do Grupo CPFL, nos termos da Política de Gestão Corporativa de Riscos, é conduzida por uma estrutura que envolve: (i) o Conselho de Administração, assessorado pelo Comitê de Auditoria; (ii) a Diretoria Executiva; e (iii) a Diretoria de Auditoria, Riscos, Integridade e DPO e as áreas de negócio; com as seguintes principais atribuições, conforme abaixo.

Compete ao Conselho de Administração da Companhia 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, deliberar sobre as metodologias de limite de risco recomendadas pela Diretoria Executiva, além de conhecer as exposições e planos de mitigação apresentados em caso de eventual ultrapassagem desses limites. Adicionalmente, cabe ao Conselho de Administração, tomar conhecimento e acompanhar eventuais fragilidades de controles e/ou processos, assim como falhas de aderência regulatória relevantes acompanhando planos propostos pela Diretoria Executiva para saná-los.

Cabe ao Comitê de Auditoria, órgão de assessoramento ao Conselho de Administração da CPFL Energia, avaliar e monitorar o aprimoramento da Política de Gestão Corporativa de Riscos. Ademais, desempenhando seu papel de órgão técnico, também avalia e monitora (i) os modelos de monitoramento de riscos, (ii) as exposições aos riscos mapeados, (iii) dos níveis de controles internos (incluindo sua eficácia), bem como orientar os trabalhos de Auditoria Interna. Estas atividades dão suporte ao Conselho de Administração no desempenho de seu papel estatutário relativo à gestão de riscos.

Cabe à Diretoria Executiva da Companhia a condução dos negócios dentro dos limites de risco definidos, devendo tomar as medidas necessárias para evitar que a exposição da Companhia aos riscos exceda os limites fixados pelo Conselho de Administração, bem como reportar eventuais ultrapassagens e apresentar ações de mitigação ao Conselho de Administração.

Por sua vez, cabe ao Diretor Presidente conduzir com a Diretoria Executiva os negócios da Companhia e de suas Subsidiárias e Afiliadas dentro dos limites de risco definidos, devendo tomar as medidas necessárias para evitar que a exposição aos riscos exceda tais limites.

A Diretoria de Auditoria, Riscos, Integridade e DPO, que é subordinada ao Conselho de Administração, é responsável pela coordenação do processo de gestão de riscos no Grupo CPFL, desenvolvendo e mantendo atualizadas

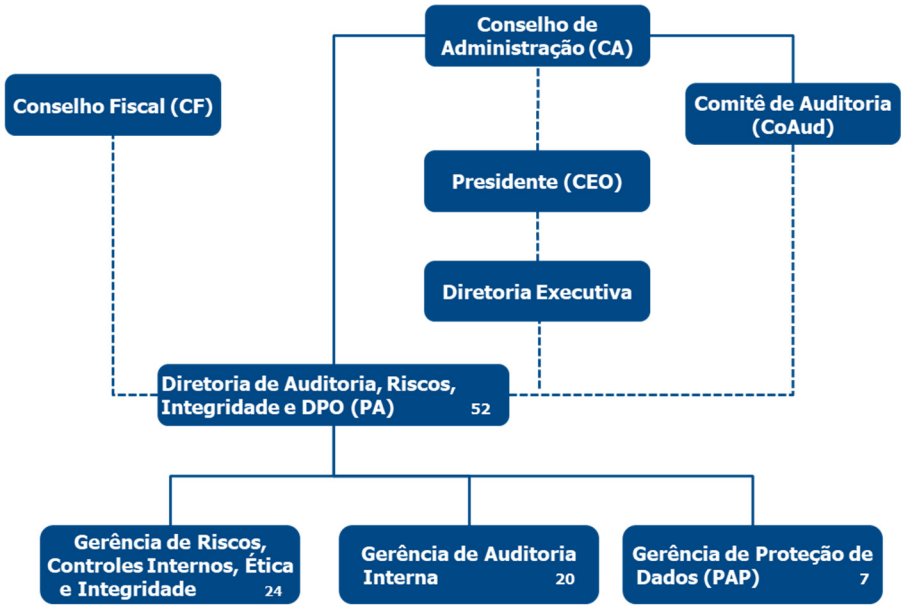
5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

metodologias de Gestão Corporativa de Riscos que envolvem a identificação, mensuração, monitoramento e reporte dos riscos aos quais o Grupo CPFL está exposto. Além disso, realiza tanto revisões regulares como ad hoc para assegurar o alinhamento dos processos às diretrizes e estratégias da Administração da CPFL Energia.

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.

Os assuntos de maior relevância são levados ao conhecimento do Comitê de Auditoria, Conselho de Administração e outros fóruns de governança.

As estruturas organizacionais envolvidas estão representadas na figura abaixo, bem como o número de colaboradores envolvidos nas atividades de Auditoria Interna, Controles Internos e Riscos Corporativos:



c. a adequação da estrutura operacional e de controles internos para verificação da efetividade da política adotada

A Diretoria de Auditoria, Riscos, Integridade e DPO, subordinada hierarquicamente ao Conselho de Administração, por meio da atuação da Gerência de Gestão de Riscos, Controles Internos, Ética e Integridade avalia e monitora continuamente o funcionamento dos controles internos com o objetivo de reduzir a exposição dos riscos para níveis aceitáveis e alcançar os objetivos estratégicos do Grupo CPFL com criação de valor a longo prazo. As atividades relacionadas à avaliação dos controles internos sobre a elaboração e divulgação das demonstrações financeiras compreendem: (i) identificação dos principais processos de negócios, controles e riscos com influência nas demonstrações financeiras; (ii) autoavaliação da eficácia de processos e controles; (iii) testes de efetividade dos controles internos relevantes para as demonstrações financeiras, realizados com técnicas e padrões de auditoria; (iv) acompanhamento das implantações dos planos de ação e melhorias nos controles internos; (v) discussão com os executivos e reporte ao Comitê de Auditoria, Conselho de Administração e outros fóruns de governança; e (vi) coordenação do processo de certificação ascendente, cujo procedimento de validação dos resultados dos controles internos sobre os relatórios financeiros, realizado de forma eletrônica, é iniciada pelos gestores concluindo-se pelo Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores e pelo Diretor Presidente.

As avaliações do ambiente de controles internos estão em conformidade com as exigências da CVM e boas práticas do Novo Mercado - B3 para garantir a acuracidade das Demonstrações Financeiras.

Ressaltamos que a abrangência da nossa atuação não se limita apenas aos processos e controles que impactam as demonstrações financeiras. O escopo de avaliação também é composto por processos e controles importantes para os negócios, visando a antecipação de riscos e identificação de melhorias.

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

A Companhia entende que todos os órgãos e procedimentos estabelecidos pelo Grupo CPFL são adequados para mitigar e controlar os riscos associados aos negócios sempre atualizando os procedimentos de controles internos, a fim de se manter em conformidade com os requisitos legais, regulatórios e com os padrões estabelecidos pelo mercado.

5.2 Descrição dos controles internos

5.2. Em relação aos controles adotados pelo emissor para assegurar a elaboração de demonstrações financeiras confiáveis, indicar:

a. as principais práticas de controles internos e o grau de eficiência de tais controles, indicando eventuais imperfeições e as providências adotadas para corrigi-las

A Administração da Companhia avalia anualmente a efetividade dos controles internos com base no Framework "Estrutura Integrada de Controle Interno" de 2013 estabelecida pelo Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission - COSO e concluiu que os controles internos sobre a elaboração e divulgação das demonstrações financeiras para o exercício findo em 31 de dezembro de 2024 são eficazes.

Controles Internos de Informações Financeiras

A Administração da Companhia é responsável por estabelecer e manter controles internos adequados sobre a elaboração e divulgação de informações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro. Para cumprir essa responsabilidade, a Gerência de Gestão de Riscos, Controles Internos, Ética e Integridade avalia o ambiente de controles internos para prover segurança razoável em relação à confiabilidade das informações financeiras e a preparação de nossas demonstrações financeiras de propósitos externos de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos. Os controles internos sobre a divulgação de informações financeiras incluem políticas e procedimentos que: (i) dizem respeito à manutenção de registros que razoavelmente detalhados, refletem de maneira acurada e justa as transações e a disposição dos ativos; (ii) proveem razoável segurança de que são registradas conforme o necessário para permitir a preparação das demonstrações financeiras da Companhia de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos, e que os gastos e despesas estão sendo realizados em conformidade com as autorizações da Administração; e (iii) proveem razoável segurança com relação à prevenção ou detecção a tempo de aquisição não autorizada, uso ou disposição de nossos ativos que poderiam gerar efeito material adverso nas demonstrações financeiras da Companhia.

Por motivo de limitações inerentes, o controle interno sobre a divulgação de informações financeiras pode não prevenir ou detectar declarações incorretas. Ademais, a eficácia de projeções e avaliações com relação a períodos futuros é sujeita ao risco de que os controles podem ser inadequados por motivo de mudanças de condições e que o grau de conformidade com esses procedimentos e políticas pode se deteriorar.

A Companhia acredita que o grau de eficiência dos controles internos adotados para assegurar a elaboração das demonstrações financeiras é adequado, está constantemente atenta às novas tecnologias e tem investido em seus controles a fim de aprimorá-los cada vez mais. Caso haja controles com resultados inefetivos, são definidas ações com o objetivo corrigir a causa raiz dos problemas identificados, de forma a minimizar ou mitigar a materialização dos riscos associados. A Gerência de Gestão de Riscos, Controles Internos, Ética e Integridade acompanha a execução das ações pelos responsáveis e se certifica de que as exceções foram devidamente remediadas.

b. as estruturas organizacionais envolvidas

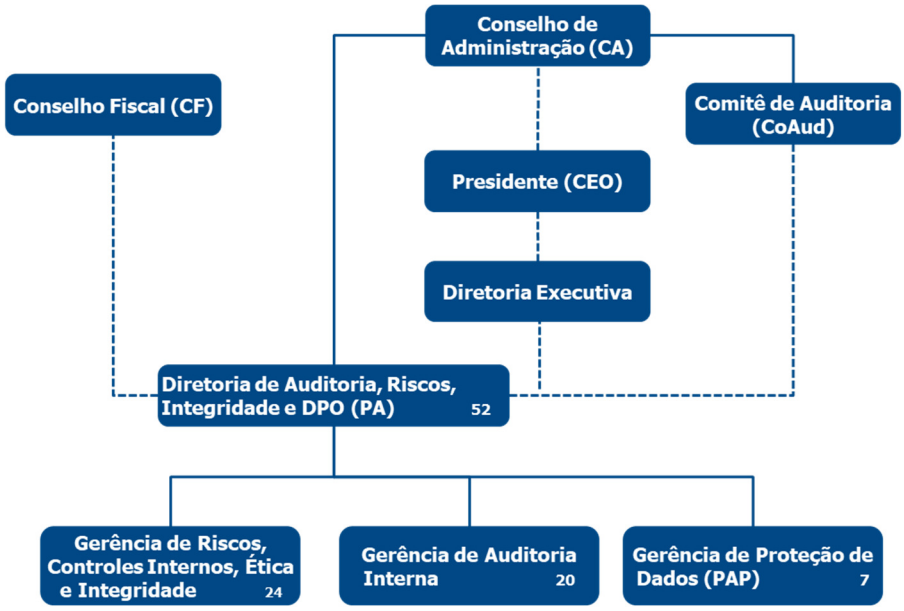
As áreas de negócio possuem responsabilidade primária para garantir a atualização da documentação dos processos de negócio sob sua responsabilidade sempre que houver alterações nas atividades de controle que possam comprometer o seu desenho e a sua eficácia.

A Gerência de Gestão de Riscos, Controles Internos, Ética e Integridade é responsável pela avaliação anual dos controles internos sobre a elaboração e divulgação das demonstrações financeiras.

Os assuntos de maior relevância são levados ao conhecimento do Comitê de Auditoria, Conselho de Administração e outros fóruns de governança.

As estruturas organizacionais relacionadas estão representadas na figura abaixo, bem como o número de colaboradores envolvidos nas atividades de Auditoria Interna, Integridade, Controles Internos e Riscos Corporativos:

5.2 Descrição dos controles internos



c. se e como a eficiência dos controles internos é supervisionada pela administração do emissor, indicando o cargo das pessoas responsáveis pelo referido acompanhamento

No Grupo CPFL, a avaliação dos controles internos sobre a elaboração e divulgação das demonstrações financeiras é conduzida através de uma estrutura que envolve a Diretoria Executiva, o Comitê de Auditoria, o Conselho de Administração, a Diretoria de Auditoria, Riscos, Integridade e DPO e as áreas de negócio. Essa gestão é regulamentada por meio de controles internos no nível da entidade (Entity Level Controls) e pela Norma de Avaliação dos Controles Internos que descreve o modelo de gestão de riscos assim como as atribuições de cada responsável.

Compete ao Conselho de Administração da CPFL Energia ter ciência das deficiências significativas encontradas no ambiente de controles internos da CPFL Energia e acompanhar a implantação dos planos de ação, quando aplicável.

Cabe aos Comitês de Assessoramento do Conselho de Administração, em especial ao Comitê de Auditoria, assessorar o Conselho de Administração nos seguintes temas: (i) supervisão das atividades da área de controles internos; (ii) avaliação, monitoramento e recomendação da correção ou o aprimoramento das políticas internas; e (iii) monitoramento e controle da qualidade das demonstrações financeiras, dos controles internos, do gerenciamento de riscos e integridade.

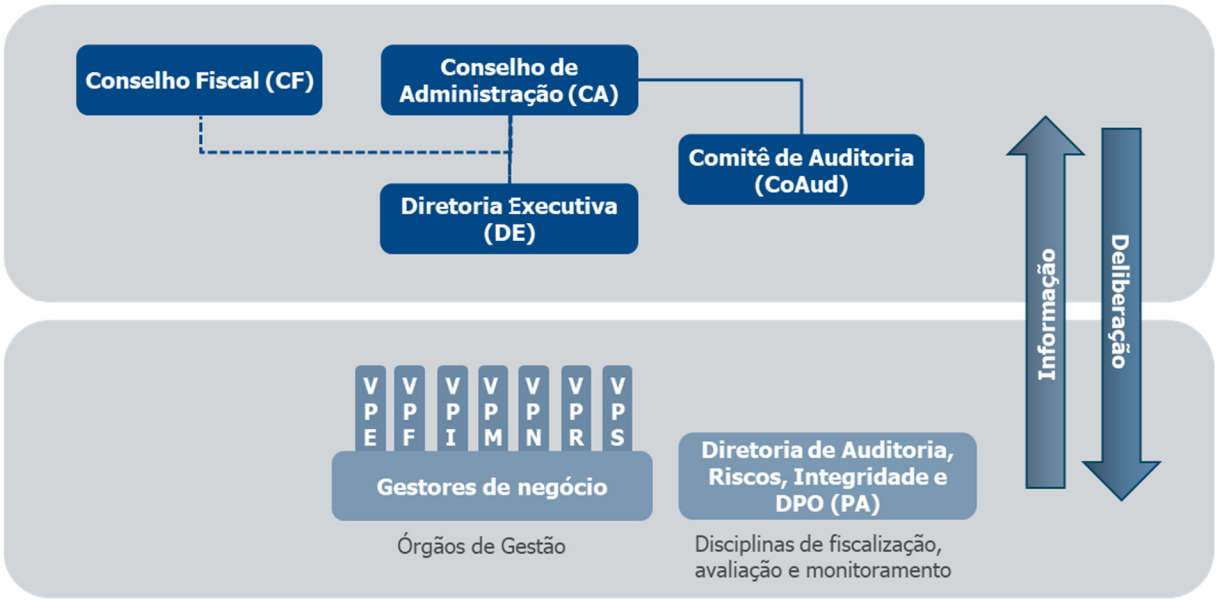
É de competência do Comitê de Auditoria da CPFL Energia certificar que a Administração tem meios para identificar os riscos sobre a elaboração e divulgação das demonstrações financeiras aos quais o Grupo CPFL está exposto, tomar conhecimento dos relatórios da auditoria interna e dos auditores independentes, analisando as suas respectivas recomendações e pareceres bem como monitorar a eficácia do ambiente de controles e recomendar melhorias, caso necessário.

À Diretoria Executiva da CPFL Energia compete:

- Aprovar o escopo anual dos trabalhos de controles internos, no que diz respeito à extensão (seleção de processos e empresas relevantes), prazos, materialidade, estratégia de testes;
- Acompanhar periodicamente a evolução dos trabalhos através de apresentações feitas em Reunião de Diretoria e relatórios emitidos pela Gerência de Gestão de Riscos, Controles Internos, Ética e Integridade;
- Garantir a implantação de ações definidas pelos gestores a eles subordinados;
- Efetuar a certificação ascendente no período definido; e
- Patrocinar as melhorias no ambiente de controles internos buscando sempre o equilíbrio entre a eficácia dos processos, dos controles e dos custos, bem como o alinhamento com os objetivos estratégicos da CPFL Energia.

5.2 Descrição dos controles internos

A Diretoria de Auditoria, Riscos, Integridade e DPO realiza tanto revisões regulares como ad hoc para assegurar o alinhamento dos processos às diretrizes e estratégias da Administração. Esta governança pode ser ilustrada pela figura abaixo:



d. deficiências e recomendações sobre os controles internos presentes no relatório circunstanciado, preparado e encaminhado ao emissor pelo auditor independente, nos termos da regulamentação emitida pela CVM que trata do registro e do exercício da atividade de auditoria independente

Os auditores independentes não reportaram deficiências significativas em seu relatório circunstanciado sobre controles internos sobre a elaboração e divulgação das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2024.

e. comentários dos diretores sobre as deficiências apontadas no relatório circunstanciado preparado pelo auditor independente e sobre as medidas corretivas adotadas

O Relatório Circunstanciado de Recomendações para o Aprimoramento dos Controles Internos é emitido pelos auditores independentes para os segmentos de negócio do Grupo CPFL que são escopo de avaliação. Quanto às empresas do segmento da Distribuição do Grupo CPFL, este relatório é anualmente arquivado na Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, órgão que regula o setor elétrico brasileiro. Os status dos planos de ação são acompanhados por nosso Comitê de Auditoria, órgão independente da Administração e da auditoria externa.

Não é de conhecimento da Administração da Companhia fatos ou aspectos que possam indicar a presença de deficiências significativas nos controles internos sobre a elaboração e divulgação das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2024. Ainda assim, as demais deficiências identificadas são encaminhadas aos diretores responsáveis para definição dos planos de ação. A Diretoria de Auditoria, Riscos, Integridade e DPO realiza o acompanhamento e verificação do atendimento dos planos de ação ao longo do exercício fiscal.

5.3 Programa de integridade

5.3. Em relação aos mecanismos e procedimentos internos de integridade adotados pelo emissor para prevenir, detectar e sanar desvios, fraudes, irregularidades e atos ilícitos praticados contra a administração pública, nacional ou estrangeira, informar:

a. se o emissor possui regras, políticas, procedimentos ou práticas voltadas para a prevenção, detecção e remediação de desvios, fraudes, irregularidades e atos ilícitos praticados contra a administração pública, identificando, em caso positivo:

i. os principais mecanismos e procedimentos de integridade adotados e sua adequação ao perfil e riscos identificados pelo emissor, informando com que frequência os riscos são reavaliados e as políticas, procedimentos e as práticas são adaptadas

A Companhia mantém procedimentos que orientam seus principais processos organizacionais, além de controles internos que são avaliados periodicamente pelas áreas de auditoria interna. Também monitora seus principais indicadores de riscos oriundos de sua Matriz de Riscos Corporativos. Adicionalmente, a Companhia possui um robusto Programa de Integridade composto por 4 dimensões (diretrizes, comunicação, avaliação e monitoramento). Dentre eles, destacamos algumas iniciativas:

- **Códigos de Conduta Ética do Grupo CPFL e para Fornecedores**: diretrizes éticas a serem seguidas por colaboradores e terceiros com relacionamento direto com o Grupo CPFL. Para conhecer o Código de Conduta e Ética do Grupo CPFL, acesse o website de relações com investidores da Companhia, por meio do link: https://ri.cpfl.com.br/listgroup.aspx?idCanal=QaOjWSkrceEfQT28iDpzLQ==&linguagem=pt. Para conhecer o Código de Conduta Ética para Fornecedores, acesso o website institucional da Companhia, por meio do link: https://www.grupocpfl.com.br/fornecedores/interesse-em-fornecer
- **Comitê de Ética e Conduta Empresarial e Comissão de Processamento de Denúncias**: o Comitê Executivo de Ética e Conduta Empresarial ("COMET") é composto por 04 (quatro) membros, sendo 03 (três) da Diretoria Executiva da Companhia, quais sejam o Diretor Presidente (CEO), o Diretor Vice-Presidente Jurídico & de Relações Institucionais e o Diretor Vice-Presidente Executivo, e 01 (um) membro externo e independente, e a Comissão de Processamento de Denúncias ("CPD") é constituída por até 4 (quatro) executivos seniores da Companhia, definidos pelo Comitê de Ética, sendo um deles necessariamente o Diretor de Auditoria, Riscos, Ética e Integridade e Proteção de Dados e 01 (um) membro externo e independente, de acordo com o previsto no Regulamento de Comitê de Ética;
- **Canal Externo de Ética**: empresa independente especializada no recebimento de registros éticos (denúncias, consultas e sugestões) e responsável por assegurar a integridade e confidencialidade das informações, o anonimato dos usuários e independência durante todo o processo.
- **Norma de Relacionamento com Agentes Públicos (GED 16.602)**: estabelece regras de conduta, quando do envolvimento de colaboradores e/ou representantes das empresas pertencentes à holding CPFL Energia S.A. e de todas as suas empresas controladas diretas e indiretas ("Grupo CPFL") em atividades com fins comerciais, de negociação ou gestão de contratos que demandem relacionamento com Administração Pública, Agentes Públicos ou Agentes Políticos. O relacionamento e a interação com quaisquer Agentes Públicos ou Agentes Políticos devem ser éticos, transparentes e pautados na boa fé, respeitando as normas que regem a Administração Pública e os valores e diretrizes estabelecidos pelo Código de Conduta Ética do Grupo CPFL.
- **Política Anticorrupção da CPFL Energia (GED 16.027):** a Política Anticorrupção suplementa, mas não substitui o Código de Conduta Ética, tendo o objetivo de estabelecer os princípios para prevenção e combate da corrupção, suborno, lavagem de dinheiro e financiamento ao terrorismo. Este documento é aplicável a todos os colaboradores, clientes, fornecedores e/ou parceiros comerciais e partes relacionadas das empresas pertencentes ao Grupo CPFL que tenham o mesmo modelo de gestão e governança, sendo que nas demais empresas os representantes exercerão seu direito de voto com objetivo de adotar política semelhante. Amparada nos preceitos da conduta anticorrupção, e das normas internas vigentes, a Política estabelece regras e procedimentos para, por exemplo: (i) proibição da corrupção e suborno e monitoramento de situações vulneráveis a violações (ii) transações envolvendo recursos financeiros; (iii) relacionamento com fornecedores, parceiros comerciais e partes relacionadas; (iv) relacionamento com o poder público. Para acessar a Política Anticorrupção, acesse o website de relações com investidores da

5.3 Programa de integridade

Companhia, por meio do link: https://ri.cpfl.com.br/listgroup.aspx?idCanal=QaOjWSkrceEfQT28iDpzLQ==&linguagem=pt.

Em 2024, o Programa de Integridade do Grupo CPFL recebeu o certificado de manutenção da certificação da ISO 37001 (Sistema de Gestão Antissuborno) com a ampliação do escopo para o Sistema de Gestão Anticorrupção atestando a conformidade, as diretrizes e o alto padrão de governança e transparência com que a Companhia conduz as suas atividades.

ii. as estruturas organizacionais envolvidas no monitoramento do funcionamento e da eficiência dos mecanismos e procedimentos internos de integridade, indicando suas atribuições, se sua criação foi formalmente aprovada, órgãos do emissor a que se reportam, e os mecanismos de garantia da independência de seus dirigentes, se existentes

A Política Anticorrupção, normativo aprovado internamente pelo Conselho de Administração, e a Instrução do Programa de Integridade preveem as responsabilidades de gestão e implementação do Programa de Integridade pela área de Ética e Integridade (área alocada na Diretoria de Auditoria, Riscos, Integridade e DPO do Grupo CPFL), e pelo Compliance Officer, função exercida pelo Diretor de Auditoria, Riscos, Integridade e DPO, com reporte direto e independente ao Conselho de Administração. Adicionalmente, o Regulamento do Comitê de Ética em conjunto com a diretriz nº 36 do Código de Conduta Ética do Grupo CPFL definem as atribuições e responsabilidades dos membros do COMET e da CPD, dentre as quais destacamos:

a) o número de membros será definido pelo Conselho de Administração da CPFL;

b) de acordo com a proposta da Diretoria Executiva, aprovada pelo Conselho de Administração, o Comitê será composto por Diretores Vice-presidentes e, ao menos, por um membro externo ao quadro de profissionais da CPFL, com mandato de dois anos, sendo permitida a recondução. O auditor interno participará como ouvinte do Comitê;

c) o Comitê será dirigido por um presidente e por um vice-presidente, a quem cabe substituir o presidente em caso de ausência ou impedimento, sendo ambos indicados dentre os profissionais da CPFL escolhidos para participar do Comitê;

d) o Comitê decidirá sobre as denúncias de violação do Código e orientará sobre aplicação de suas normas por meio de campanhas de divulgação, resposta a consultas e emissão de súmulas;

e) a estrutura e o funcionamento do Comitê serão estabelecidos em regimento interno aprovado pela Diretoria Executiva da CPFL, por proposta do Comitê; e

f) o Conselho de Administração da CPFL Energia substituirá o Comitê em suas atribuições nos casos de violação das diretrizes do Código cometidos por membros do Comitê, da Diretoria Executiva ou do Conselho de Administração.

iii. se o emissor possui código de ética ou de conduta formalmente aprovado, indicando:

O Código de Conduta Ética do Grupo CPFL é o guia orientador do Programa de Integridade que contém os princípios, valores e compromissos éticos, de integridade e de transparência que devem ser observados indistintamente por todos os colaboradores em suas atividades, incluídos os membros: (i) do Conselho de Administração, (ii) dos Conselhos e Comitês de Assessoramento, e (iii) da Diretoria Executiva, bem como demais gestores e partes relacionadas. Salienta-se, ainda, que o referido normativo passou por um processo de aprovação que abrange a mais alta instância executiva do Grupo CPFL, quais sejam as agendas de RD (Reunião de Diretoria) e RCA (Reunião do Conselho de Administração), e está disponível em ambiente de amplo e público acesso através do site institucional do Grupo CPFL, através do link: https://ri.cpfl.com.br/listgroup.aspx?idCanal=QaOjWSkrceEfQT28iDpzLQ==&linguagem=pt.

Além disso, em 2023 o Código de Conduta Ética para Fornecedores foi revisado e republicado - normativo derivado e sujeito ao Código de Conduta Ética do Grupo CPFL supramencionado, mas que tem um direcionamento específico para o público de fornecedores e prestadores de serviços, visando assegurar a compatibilidade entre os valores da cadeia de suprimentos e aqueles disseminados pelo Grupo CPFL. Referido normativo está disponível no site institucional através do link: https://www.grupocpfl.com.br/fornecedores/interesse-em-fornecer.

5.3 Programa de integridade

- **se ele se aplica a todos os diretores, conselheiros fiscais, conselheiros de administração e empregados e se abrange também terceiros, tais como fornecedores, prestadores de serviço, agentes intermediários e associados**

O âmbito de aplicação do Código de Conduta Ética e do Código de Conduta Ética para Fornecedores abrange tanto colaboradores e gestores internos quanto o público externo de fornecedores e partes relacionadas ao Grupo CPFL, conforme previsto na diretriz nº 13 "Responsabilidade pelo cumprimento dos valores e das diretrizes definidos no Código de Conduta Ética (Código)". Além disso, o estabelecimento do Programa de Integridade, do Comitê de Ética e Conduta Empresarial e da Comissão de Processamento de Denúncias visam monitorar, justamente, o cumprimento das diretrizes éticas do Grupo CPFL em todos os níveis a partir de uma abordagem "tone at the top".

- **as sanções aplicáveis na hipótese de violação ao código ou a outras normas relativas ao assunto, identificando o documento onde essas sanções estão previstas**

O Código de Conduta Ética, em suas diretrizes nº 13, "e" e 37, "d", estabelece a possibilidade de aplicação de medidas disciplinares como consequência de condutas não alinhadas ou praticadas em violação às diretrizes do Código. Cabe ao Comitê de Ética e Conduta Empresarial, após análise do relatório de investigação de denúncia, e deliberação quanto à procedência da denúncia, a recomendação de aplicação de medida disciplinar ao(à) colaborador(a) denunciado(a), sendo a dosimetria da medida disciplinar sugerida pelo Comitê e a aplicação realizada em conformidade com os procedimentos do normativo de Medidas Disciplinares e Ressarcimento de Danos (GED 17055).

- **órgão que aprovou o código, data da aprovação e, caso o emissor divulgue o código de conduta, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado**

O Código de Conduta Ética está na sua 5ª versão e foi aprovado em Reunião de Conselho de Administração em 20 de abril de 2023, estando disponível no site institucional do Grupo CPFL em local de público acesso, através do link: https://www.grupocpfl.com.br/institucional/codigo-de-conduta-etica.

b. se o emissor possui canal de denúncia, indicando, em caso positivo:

i. se o canal de denúncias é interno ou se está a cargo de terceiros

O Canal de Ética do Grupo CPFL é gerenciado por uma empresa externa independente (Contato SeguroAliant), contratada para recebimento de registros éticos (denúncias, consultas e sugestões), e está disponível 24 horas por dia, todos os dias da semana, através do link: https://www.canaldeetica.com.br/cpfl, do e-mail: cpfl@canaldeetica.com.br e do telefone/WhatsApp: 0800 741 0029.

ii. se o canal está aberto para o recebimento de denúncias de terceiros ou se recebe denúncias somente de empregados

O Canal de Ética está aberto à apresentação de registros por todos os públicos de relacionamento das empresas do Grupo CPFL.

iii. se há mecanismos de anonimato e de proteção a denunciantes de boa-fé

O Canal de Ética assegura a integridade e confidencialidade das informações e do registro apresentado, bem como o anonimato dos usuários, e atribui um número de identificação (protocolo) que permite ao usuário o acompanhamento do status do registro. Adicionalmente, o Grupo CPFL proíbe qualquer prática de retaliação contra relatos realizados de boa-fé, conforme previsto no Código de Conduta Ética, na Política Anticorrupção, na instrução do Programa de Integridade e no Regimento de Comitê de Ética, e reforçado no sítio eletrônico em que o Canal está divulgado (link: https://www.canaldeetica.com.br/cpfl/)

iv. órgão do emissor responsável pela apuração de denúncias

O Grupo CPFL possui o COMET e CPD que contam com a participação de membros da alta administração e da diretoria executiva, e que foram implantados para gestão do processo de investigação e avaliação das denúncias recebidas dos colaboradores e demais públicos de relacionamento do Grupo CPFL.

5.3 Programa de integridade

c. número de casos confirmados nos últimos 3 (três) exercícios sociais de desvios, fraudes, irregularidades e atos ilícitos praticados contra a administração pública e medidas corretivas adotadas

Inexistem casos confirmados desta natureza nos últimos 3 (três) exercícios sociais.

d. caso o emissor não possua regras, políticas, procedimentos ou práticas voltadas para a prevenção, detecção e remediação de desvios, fraudes, irregularidades e atos ilícitos praticados contra a administração pública, identificar as razões pelas quais o emissor não adotou controles nesse sentido

Não se aplica.

5.4 Alterações significativas

5.4. Informar se, em relação ao último exercício social, houve alterações significativas nos principais riscos a que o emissor está exposto ou na política de gerenciamento de riscos adotada, comentando, ainda, eventuais expectativas de redução ou aumento na exposição do emissor a tais riscos:

Em relação ao último exercício social findo em 31 de dezembro de 2023, não houve alterações significativas nos riscos acompanhados pela Companhia em 2024, bem como na Política de Gestão Corporativa de Riscos.

5.5 Outras informações relevantes

5.5 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Não há informações que a Companhia julgue relevante em relação aos itens anteriores que não tenham sido divulgadas nos demais itens deste Formulário de Referência.

6.1/2 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Acionista Residente no Exterior	**Nome do Representante Legal ou Mandatório**		**Tipo de pessoa**	**CPF/CNPJ**	
Detalhamento de ações Unidade					
Qtde. ações ordinárias Unidade	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais Unidade**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações Unidade**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				**CPF/CNPJ acionista**	**Composição capital social**
ESC Energia S.A.					
15.146.011/0001-51	Brasil	Não	Não	27/06/2019	
Não					
234.086.204	20,315	0	0,000	234.086.204	20,315
Classe Ação	**Qtde. de ações Unidade**	**Ações %**	**Ações (%) da espécie**	**Ações (%) do capital social**	
TOTAL	0	0.000			
State Grid Brazil Power Participações S.A.					
26.002.119/0001-97	Brasil	Não	Sim	27/06/2019	
Não					
730.435.698	63,392	0	0,000	730.435.698	63,392
Classe Ação	**Qtde. de ações Unidade**	**Ações %**	**Ações (%) da espécie**	**Ações (%) do capital social**	
TOTAL	0	0.000			
AÇÕES EM TESOURARIA					
0	0,000	0	0,000	0	0,000
OUTROS					
187.732.538	16,293	0	0,000	187.732.538	16,293
TOTAL					

6.1/2 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Acionista Residente no Exterior	**Nome do Representante Legal ou Mandatório**		**Tipo de pessoa**	**CPF/CNPJ**	
Detalhamento de ações Unidade					
Qtde. ações ordinárias Unidade	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais Unidade**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações Unidade**	**Total ações %**

CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
1.152.254.440	100,000	0	0,000	1.152.254.440	100,000

6.1/2 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Acionista Residente no Exterior	**Nome do Representante Legal ou Mandatório**		**Tipo de pessoa**	**CPF/CNPJ**	
Detalhamento de ações Unidade					
Qtde. ações ordinárias Unidade	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais Unidade**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações Unidade**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				**CPF/CNPJ acionista**	**Composição capital social**
ESC Energia S.A.				**15.146.011/0001-51**	
State Grid Brazil Power Participações S.A.					
26.002.119/0001-97	Brasil	Não	Sim	23/01/2017	
Não					
1.042.392.615	100,000	0	0,000	1.042.392.615	100,000
Classe Ação	**Qtde. de ações Unidade**	**Ações %**	**Ações (%) da espécie**	**Ações (%) do capital social**	
TOTAL	0	0.000			
AÇÕES EM TESOURARIA					
0	0,000	0	0,000	0	0,000
OUTROS					
0	0,000	0	0,000	0	0,000
TOTAL					
1.042.392.615	100,000	0	0,000	1.042.392.615	100,000

6.1/2 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Acionista Residente no Exterior	**Nome do Representante Legal ou Mandatório**		**Tipo de pessoa**	**CPF/CNPJ**	
Detalhamento de ações Unidade					
Qtde. ações ordinárias Unidade	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais Unidade**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações Unidade**	**Total ações %**

CONTROLADORA / INVESTIDORA	CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
State Grid Brazil Power Participações S.A.	**26.002.119/0001-97**	

International Grid Holdings Limited					
11.823.391/0001-60	Ilhas Virgens (Britânicas)	Não	Sim	14/08/2018	
Não					
29.347.106.729	100,000	0	0,000	29.347.106.729	100,000
Classe Ação	**Qtde. de ações Unidade**	**Ações %**	**Ações (%) da espécie**	**Ações (%) do capital social**	
TOTAL	0	0.000			
Top View Grid Investment Limited					
11.823.389/0001-91	Ilhas Virgens (Britânicas)	Não	Não	28/03/2017	
Não					
1	0,000	0	0,000	1	0,000
Classe Ação	**Qtde. de ações Unidade**	**Ações %**	**Ações (%) da espécie**	**Ações (%) do capital social**	
TOTAL	0	0.000			
AÇÕES EM TESOURARIA					
0	0,000	0	0,000	0	0,000
OUTROS					
0	0,000	0	0,000	0	0,000
TOTAL					

6.1/2 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Acionista Residente no Exterior	**Nome do Representante Legal ou Mandatório**		**Tipo de pessoa**	**CPF/CNPJ**	
Detalhamento de ações Unidade					
Qtde. ações ordinárias Unidade	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais Unidade**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações Unidade**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				**CPF/CNPJ acionista**	**Composição capital social**
State Grid Brazil Power Participações S.A.				**26.002.119/0001-97**	
29.347.106.730	100,000	0	0,000	29.347.106.730	100,000

6.1/2 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Acionista Residente no Exterior	**Nome do Representante Legal ou Mandatório**		**Tipo de pessoa**	**CPF/CNPJ**	
Detalhamento de ações Unidade					
Qtde. ações ordinárias Unidade	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais Unidade**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações Unidade**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				**CPF/CNPJ acionista**	**Composição capital social**
International Grid Holdings Limited				**11.823.391/0001-60**	
State Grid International Development Limited					
12.906.328/0001-50	China	Não	Sim	31/07/2017	
Não					
1	100,000	0	0,000	1	100,000
Classe Ação	**Qtde. de ações Unidade**	**Ações %**	**Ações (%) da espécie**	**Ações (%) do capital social**	
TOTAL	0	0.000			
AÇÕES EM TESOURARIA					
0	0,000	0	0,000	0	0,000
OUTROS					
0	0,000	0	0,000	0	0,000
TOTAL					
1	100,000	0	0,000	1	100,000

6.1/2 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Acionista Residente no Exterior	**Nome do Representante Legal ou Mandatório**		**Tipo de pessoa**	**CPF/CNPJ**	
Detalhamento de ações Unidade					
Qtde. ações ordinárias Unidade	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais Unidade**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações Unidade**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				**CPF/CNPJ acionista**	**Composição capital social**
Top View Grid Investment Limited				**11.823.389/0001-91**	
State Grid International Development Limited					
12.906.328/0001-50	China	Não	Sim	31/07/2017	
Não					
1	100,000	0	0,000	1	100,000
Classe Ação	**Qtde. de ações Unidade**	**Ações %**	**Ações (%) da espécie**	**Ações (%) do capital social**	
Ordinária Classe A	1	100.000	100.000	100.000	
AÇÕES EM TESOURARIA					
0	0,000	0	0,000	0	0,000
OUTROS					
0	0,000	0	0,000	0	0,000
TOTAL					
1	100,000	0	0,000	1	100,000

6.1/2 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Acionista Residente no Exterior	**Nome do Representante Legal ou Mandatório**		**Tipo de pessoa**	**CPF/CNPJ**	
Detalhamento de ações Unidade					
Qtde. ações ordinárias Unidade	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais Unidade**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações Unidade**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				**CPF/CNPJ acionista**	**Composição capital social**
State Grid International Development Limited				**12.906.328/0001-50**	
STATE GRID INTERNATIONAL DEVELOPMENT LIMITED CO, LTD					
18.022.960/0001-18	China	Não	Sim	28/02/2024	
Não					
20.132.519.765	100,000	0	0,000	20.132.519.765	15,060
Classe Ação	**Qtde. de ações Unidade**	**Ações %**	**Ações (%) da espécie**	**Ações (%) do capital social**	
TOTAL	0	0.000			
STATE GRID OVERSEAS INVESTMENT (EUROPE) LIMITED					
00.000.000/0000-00	China	Não	Não	28/02/2024	
Não					
0	0,000	39.106.668.700	34,440	39.106.668.700	29,254
Classe Ação	**Qtde. de ações Unidade**	**Ações %**	**Ações (%) da espécie**	**Ações (%) do capital social**	
TOTAL	0	0.000			
STATE GRID OVERSEAS INVESTMENT, LTD					
00.000.000/0000-00	China	Não	Não	28/02/2024	
Não					
0	0,000	74.441.988.150	65,560	74.441.988.150	55,686
Classe Ação	**Qtde. de ações Unidade**	**Ações %**	**Ações (%) da espécie**	**Ações (%) do capital social**	
TOTAL	0	0.000			
AÇÕES EM TESOURARIA					

6.1/2 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Acionista Residente no Exterior	**Nome do Representante Legal ou Mandatório**		**Tipo de pessoa**	**CPF/CNPJ**	
Detalhamento de ações Unidade					
Qtde. ações ordinárias Unidade	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais Unidade**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações Unidade**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				**CPF/CNPJ acionista**	**Composição capital social**
State Grid International Development Limited				**12.906.328/0001-50**	
0	0,000	0	0,000	0	0,000
OUTROS					
0	0,000	0	0,000	0	0,000
TOTAL					
20.132.519.765	100,000	113.548.656.850	100,000	133.681.176.615	100,000

6.1/2 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Acionista Residente no Exterior	**Nome do Representante Legal ou Mandatório**		**Tipo de pessoa**	**CPF/CNPJ**	
Detalhamento de ações Unidade					
Qtde. ações ordinárias Unidade	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais Unidade**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações Unidade**	**Total ações %**

CONTROLADORA / INVESTIDORA	CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
STATE GRID INTERNATIONAL DEVELOPMENT LIMITED CO, LTD	**18.022.960/0001-18**	

STATE GRID CORPORATION OF CHINA					
	China	Não	Sim	28/02/2024	
Não					
8.364.937.989	100,000	0	0,000	8.364.937.989	100,000
Classe Ação	**Qtde. de ações Unidade**	**Ações %**	**Ações (%) da espécie**	**Ações (%) do capital social**	
TOTAL	0	0.000			
AÇÕES EM TESOURARIA					
0	0,000	0	0,000	0	0,000
OUTROS					
0	0,000	0	0,000	0	0,000
TOTAL					
8.364.937.989	100,000	0	0,000	8.364.937.989	100,000

6.1/2 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Acionista Residente no Exterior	**Nome do Representante Legal ou Mandatório**		**Tipo de pessoa**	**CPF/CNPJ**	
Detalhamento de ações Unidade					
Qtde. ações ordinárias Unidade	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais Unidade**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações Unidade**	**Total ações %**

CONTROLADORA / INVESTIDORA	CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
STATE GRID OVERSEAS INVESTMENT, LTD	**00.000.000/0000-00**	

STATE GRID CORPORTION OF CHINA					
	China	Não	Sim	31/07/2017	
Não					
100	100,000	0	0,000	100	100,000

Classe Ação	**Qtde. de ações Unidade**	**Ações %**	**Ações (%) da espécie**	**Ações (%) do capital social**
TOTAL	0	0.000		

AÇÕES EM TESOURARIA					
0	0,000	0	0,000	0	0,000

OUTROS					
0	0,000	0	0,000	0	0,000

TOTAL					
100	100,000	0	0,000	100	100,000

6.3 Distribuição de capital

Data da última assembleia / Data da última alteração	29/04/2025
Quantidade acionistas pessoa física	105.108
Quantidade acionistas pessoa jurídica	5.005
Quantidade investidores institucionais	1.202

Ações em Circulação

Ações em circulação correspondente a todas ações do emissor com exceção das de titularidade do controlador, das pessoas a ele vinculadas, dos administradores do emissor e das ações mantidas em tesouraria

Quantidade ordinárias	187.732.538	16,293%
Quantidade preferenciais	0	0,000%
Total	187.732.538	16,293%

6.4 Participação em sociedades

Razão social	CNPJ	Participação do emisor (%)
ALESTA SOCIEDADE DE CRÉDITO DIRETO S.A. ("ALESTA")	38.316.293/0001-93	100
Clion Assessoria e Comercialização de Energia Elétrica Ltda. ("Clion")	04.785.914/0001-66	100
Companhia Jaguari de Energia ("CPFL Santa Cruz")	53.859.112/0001-69	100
COMPANHIA JAGUARI GERAÇÃO DE ENERGIA ("CPFL JAGUARI GERAÇÃO")	07.137.154/0001-79	100
Companhia Paulista de Força e Luz ("CPFL Paulista")	33.050.196/0001-88	100
Companhia Piratininga de Força e Luz ("CPFL Piratininga")	04.172.213/0001-51	100
CPFL ATENDE CENTRO DE CONTATOS E ATENDIMENTOS LTDA. ("CPFL ATENDE")	09.606.475/0001-09	100
CPFL COMERCIALIZAÇÃO BRASIL S.A. ("CPFL BRASIL")	04.973.790/0001-42	100
CPFL ENERGIAS RENOVÁVEIS S.A. ("CPFL RENOVÁVEIS")	08.439.659/0001-50	51
CPFL Finanças	34.047.930/0001-12	100
CPFL GERAÇÃO DE ENERGIA S.A. ("CPFL GERAÇÃO")	03.953.509/0001-47	100
CPFL Infra	08.971.542/0001-13	100
CPFL PLANALTO LTDA. ("CPFL PLANALTO")	02.150.562/0001-47	100

6.4 Participação em sociedades

Razão social	CNPJ	Participação do emisor (%)
CPFL SERVIÇOS, EQUIPAMENTOS, INDÚSTRIA E COMÉRCIO S.A. ("CPFL SERVIÇOS")	58.635.517/0001-37	100
CPFL Supri	34.049.289/0001-55	100
CPFL Telecom S.A. ("CPFL Telecom")	12.116.119/0001-03	100
Nect Serviços Administrativos de Recursos Humanos Ltda. ("CPFL Pessoas")	34.050.376/0001-22	100
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("RGE Sul")	02.016.440/0001-62	89,01
TI NECT SERVIÇOS DE INFORMÁTICA ("TI NECT")	21.114.494/0001-05	100

6.5 Organograma dos acionistas e do grupo econômico

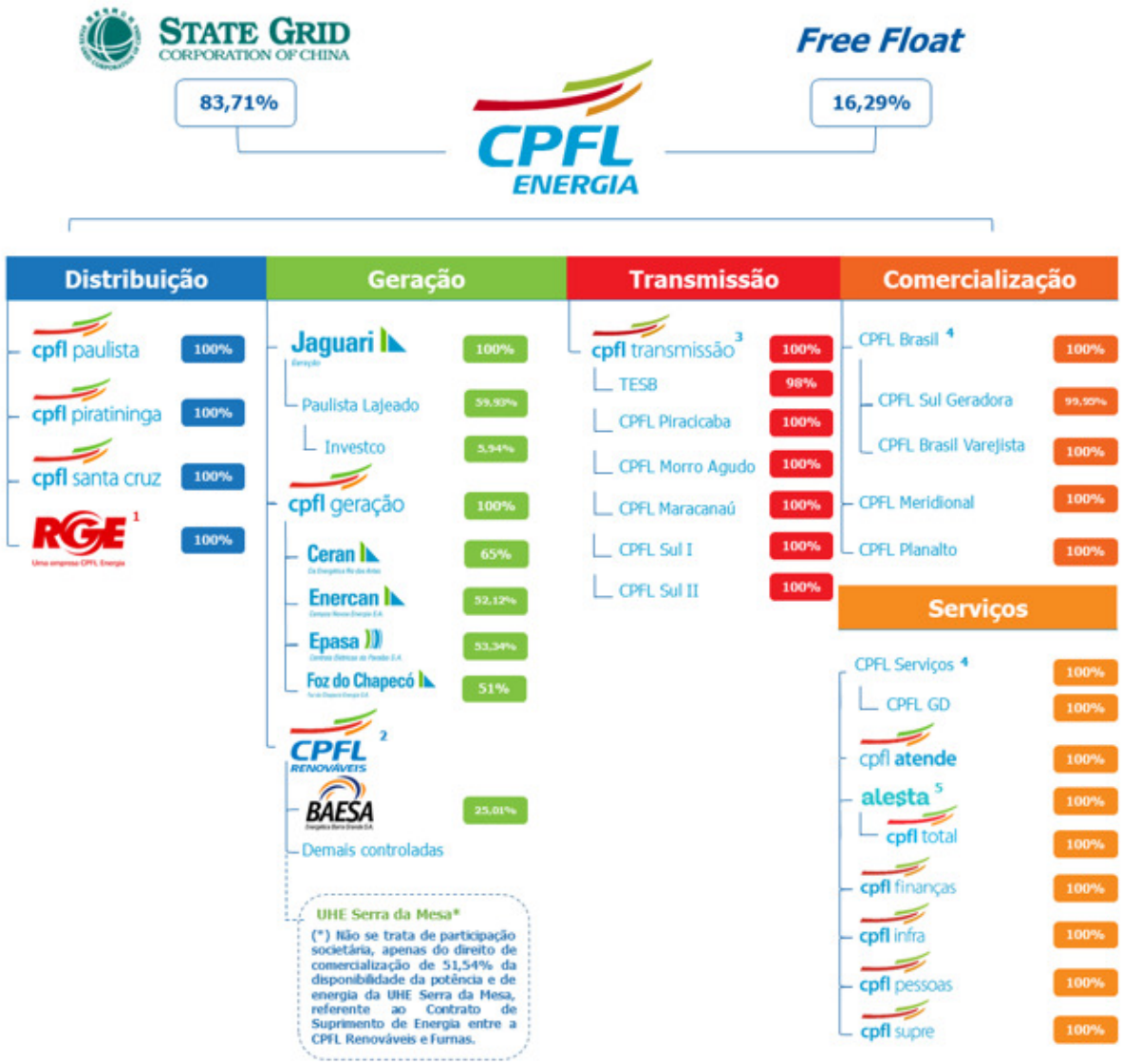
6.5. Inserir organograma dos acionistas do emissor e do grupo econômico em que se insere, indicando:

a. todos os controladores diretos e indiretos e, caso o emissor deseje, os acionistas com participação igual ou superior a 5% de uma classe ou espécie de ações

b. principais controladas e coligadas do emissor

c. participações do emissor em sociedades do grupo

d. participações de sociedades do grupo no emissor e. principais sociedades sob controle comum



Base: 29/04/2025
Notas:
(1) A RGE é controlada pela CPFL Energia (89,0107%) e pela CPFL Brasil (10,9893%);
(2) A CPFL Renováveis é controlada pela CPFL Energia (51%) e pela CPFL Geração (49%);
(3) A CPFL Transmissão é controlada pela CPFL Brasil (100%);
(4) CPFL Soluções = CPFL Brasil + CPFL Serviços;
(5) A Alesta é controlada pela CPFL Energia (99,99%), e pela CPFL Brasil (0,01%).

6.6 Outras informações relevantes

6.6. Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Não há outras informações relevantes com relação a este item 6.

7.1 Principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal

7. Assembleia geral e administração

7.1 Descrever as principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal do emissor, identificando:

a. principais características das políticas de indicação e preenchimento de cargos, se houver, e, caso o emissor a divulgue, locais na rede mundial de computadores em que o documento pode ser consultado

A Companhia possui uma Política de Nomeação para Membros do Conselho de Administração, Diretoria Executiva e Comitês de Assessoramento cujo objetivo é definir os procedimentos, diretrizes e critérios que deverão ser observados pela Companhia no processo de indicação de membros do Conselho de Administração, seus Comitês de Assessoramento e da Diretoria Executiva da Companhia, em alinhamento com as melhores práticas de governança e de mercado. O documento está disponível no site de Relações com Investidores da Companhia por meio do link: https://ri.cpfl.com.br/Download.aspx?Arquivo=eih/7p4McSi83BrPfQFtxA==&IdCanal=QaOjWSkrceEfQT28iDpzLQ==&linguagem=pt.

b. se há mecanismos de avaliação de desempenho, informando, em caso positivo:

i. a periodicidade das avaliações e sua abrangência

O Regimento Interno do Conselho de Administração e o Regimento Interno do Conselho Fiscal preveem que, anualmente, o Presidente do respectivo órgão, com o auxílio da Secretaria de Governança Corporativa, deverá encaminhar aos seus membros um questionário de avaliação para ser preenchido individualmente pelos conselheiros. Os resultados compilados desta avaliação são posteriormente divulgados a todos os Conselheiros, com o objetivo de aprimorar cada vez mais o desempenho desses órgãos.

Além disso, em 2024 o mesmo processo de avaliação foi realizado junto aos membros dos Comitês de Assessoramento do Conselho de Administração e aos membros da Diretoria Executiva com o objetivo de melhorar continuamente a atuação de tais órgãos.

A autoavaliação abrange 5 dimensões referente aos órgãos em si, conforme aplicável: (a) cumprimento do mandato em conformidade com as responsabilidades e propósito/atribuições do órgão; (b) composição e estrutura, avaliando se o conjunto de competências do órgão é adequado para cumprir sua missão, bem como se a estrutura de comitês está adequada para apoiar o Conselho em sua tomada de decisões; (c) processo e estrutura de apoio, analisando se os processos e estruturas de apoio disponíveis para o órgão atuam de maneira efetiva para o sucesso do negócio; (d) dinâmica e eficácia, avaliando como os membros atuam como grupo na tomada de decisões, se interagem uns com os outros e com os demais níveis gerencias de maneira efetiva; e (e) quão efetiva é a contribuição do órgão referente aos temas nos quais é envolvido.

No que diz respeito aos aspectos individuais sobre a contribuição de cada membro para o funcionamento do órgão colegiado, o questionário traz: (a) questões referentes a contribuições individuais, nas quais são analisados questionamentos e recomendações feitos pelos membros individualmente; (b) engajamento e participação; e (c) competências individuais e perfil.

Destacamos que o tamanho, a estrutura, o mandato, o processo decisório e a composição do Conselho foram consideradas eficazes, uma vez que apresentam uma diversidade de habilidades que, quando combinadas, permitem uma compreensão abrangente dos desafios organizacionais, facilitando a participação dos membros do Conselho de Administração em processos de melhoria contínua, consolidando o compromisso da companhia com as melhores práticas de governança corporativa.

Os resultados e as oportunidades de melhoria, quando identificadas, são avaliados, e o Conselho de Administração poderá, se necessário, estabelecer planos de ação, como a realização de reuniões e/ou treinamentos para aprimorar o funcionamento dos órgãos. Com base no resultado da avaliação e como indicado na metodologia descrita abaixo no item (ii), o resultado foi "acima do esperado" e não resultou a necessidade de estabelecer planos de ação.

ii. metodologia adotada e os principais critérios utilizados nas avaliações

Os membros dos órgãos de governança recebem um questionário de autoavaliação composto de afirmações que devem ser classificadas em notas de 1 a 5, sendo 5 a melhor pontuação e 1 a pior. Além das afirmações, os

7.1 Principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal

membros também têm a possibilidade de incluir qualquer comentário ou sugestão acerca das atividades do órgão ao qual pertencem.

Uma vez preenchidos, os questionários são analisados pela Secretaria de Governança Corporativa e a média ponderada é calculada. As pontuações são então classificadas em cinco níveis: (i) Pontos Positivos - conforme o esperado e acima do esperado (média ponderada igual ou superior ao correspondente de 3 a 5); (ii) Pontos de Atenção (média ponderada entre ao correspondente de 1 e 2); e (iii) Pontos de Melhoria (média ponderada inferior ao correspondente à 2).

Os critérios utilizados na autoavaliação estão estritamente relacionados às dimensões de análise do órgão colegiado e dos membros individualmente, descritas no item acima (b.i).

iii. se foram contratados serviços de consultoria ou assessoria externos

Não aplicável, tendo em vista que não houve qualquer solicitação dos membros nesse sentido referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024.

c. regras de identificação e administração de conflitos de interesses

O Presidente da Assembleia deverá zelar pelo cumprimento das melhores práticas de governança corporativa adotadas pela Companhia, tais como o Código de Melhores Práticas do IBGC e as Diretrizes de Governança Corporativa. O Código de Melhores Práticas do IBGC prevê que o acionista que, por qualquer motivo, tiver interesse conflitante com o da organização em determinada deliberação:

- deve comunicar imediatamente o fato e abster-se de participar da discussão e da votação dessa matéria;
- se estiver representando terceiros, só deve ser autorizado a votar caso o instrumento de mandato tenha sido dado por um acionista não conflitado e expresse, explicitamente, qual o voto a ser proferido, devendo abster-se de participar da discussão; e
- caso o acionista mandatário também possua conflito ou a procuração não seja explícita com relação ao voto a ser proferido, ele não deve ser autorizado a participar e votar, ainda que representando o terceiro.

Ademais, destaca que a pessoa que não é independente em relação à matéria em discussão ou deliberação deve manifestar, tempestivamente, seu conflito de interesses ou interesse particular. Caso não o faça, outra pessoa deve manifestar o conflito, caso dele tenha ciência. Tão logo identificado conflito de interesses em relação a um tema específico, a pessoa envolvida deve afastar-se, inclusive fisicamente, das discussões e deliberações.

O Presidente da Assembleia deve igualmente zelar para o cumprimento do art. 115 da Lei das S.A., que reforça que o acionista deve exercer o direito a voto no interesse da companhia e aponta restrições e penalidades aos acionistas que eventualmente agirem de forma contrária.

O Regimento Interno do Conselho de Administração e as Diretrizes de Governança Corporativa da Companhia, além de preverem a abstenção de qualquer membro do Conselho na parte da reunião em que o conflito de interesse, real ou potencial, seja considerado, também atribuem como dever do órgão a prevenção e administração das situações de conflito de interesses particulares dos membros da Administração e empregados, visando assegurar que o interesse da Companhia prevalece sobre quaisquer outros. O assunto é coberto também pelo Regimento Interno da Diretoria Executiva, que atribui a esse órgão de decisão colegiada de prevenção e administração das situações de conflito de interesses ou de divergência de opiniões, devendo assegurar a prevalência do interesse da Companhia.

7.1 Principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal

d. por órgão:

i. número total de membros, agrupados por identidade autodeclarada de gênero

Órgão da Administração	Feminino	Masculino	Não binário	Outros	Prefere Não Responder	Não se aplica
Diretoria	1	6	-	-	-	-
Conselho de Administração – Efetivos	2	4	-	-	1	-
Conselho de Administração – Suplentes	-	-	-	-	-	-
Conselho Fiscal – Efetivos	-	1	-	-	2	-
Conselho Fiscal – Suplentes	-	-	-	-	3	-
Total de Membros	3	11	-	-	6	-

ii. número total de membros, agrupados por identidade autodeclarada de cor ou raça

Órgão da Administração	Amarelo	Branco	Preto	Pardo	Indígenas	Prefere Não Responder	Não se aplica
Diretoria	1	4	-	1	-	1	-
Conselho de Administração – Efetivos	1	2	-	-	-	4	-
Conselho de Administração – Suplentes	-	-	-	-	-	-	-
Conselho Fiscal – Efetivos	-	-	-	-	-	3	-
Conselho Fiscal – Suplentes	-	-	-	-	-	3	-
Total de Membros	2	6	-	1	-	11	-

iii. número total de pessoas com deficiência, caracterizada nos termos da legislação aplicável

Órgão da Administração	Pessoas com Deficiência	Pessoas sem Deficiência	Prefere não responder
Diretoria	-	7	-
Conselho de Administração - Efetivos	-	7	-
Conselho de Administração - Suplentes	-	-	-
Conselho Fiscal - Efetivos	-	3	-
Conselho Fiscal - Suplentes	-	3	-
Total de Membros	-	20	-

iv. número total de membros agrupados por outros atributos de diversidade que o emissor entenda relevantes

Órgão da Administração	Até 30 anos	De 31 a 50 anos	Acima de 50 anos	Prefere Não Responder
Diretoria	-	3	4	-
Conselho de Administração – Efetivos	-	1	5	1
Conselho de Administração – Suplentes	-	-	-	-
Conselho Fiscal – Efetivos	-	1	-	2
Conselho Fiscal – Suplentes	-	-	-	3
Total de Membros	-	5	9	6

7.1 Principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal

e. se houver, objetivos específicos que o emissor possua com relação à diversidade de gênero, cor ou raça ou outros atributos entre os membros de seus órgãos de administração e de seu conselho fiscal

A Política de Nomeação para membros do Conselho de Administração, Diretoria Executiva e Comitês do Grupo CPFL estabelece que as indicações devem considerar, na medida do possível, que a composição do órgão seja adequada ao porte e às necessidades da Companhia, observando, ainda, diversidade de conhecimento, de experiências de pessoas plurais, tais como Pessoas com Deficiência, mulheres, LGBTQIAP+, pessoas negras e de diferentes gerações e nacionalidades, a fim de permitir que a Companhia se beneficie dos diferentes pontos de vista em um debate efetivo no processo de tomada de decisão de qualidade. Por fim, a Companhia possui uma Norma de Diversidade, Equidade e Inclusão, a qual tem como objetivo definir os procedimentos e diretrizes que deverão ser observados para garantir um ambiente de trabalho que represente cada vez mais a pluralidade da nossa sociedade, de maneira adequada ao segmento, em todas as áreas e níveis da organização. Visa também orientar a criação de uma cultura cada vez mais acolhedora, onde as diferenças, mais do que respeitadas, sejam catalizadoras da nossa capacidade de gerar energia que movimenta, em alinhamento com as melhores práticas de mercado.

f. papel dos órgãos de administração na avaliação, gerenciamento e supervisão dos riscos e oportunidades relacionados ao clima

O Grupo CPFL está entre os líderes em geração de energia elétrica de fonte renovável no Brasil e é um agente importante para a infraestrutura do país. Sendo assim, o Grupo está comprometido com a transição para uma economia de baixo carbono e enfrenta o desafio das mudanças climáticas com senso de urgência, responsabilidade e determinação.

O alcance dos objetivos do Grupo envolve diversas instâncias de governança e, anualmente, a Diretoria Executiva, o Comitê de Estratégia, Crescimento, Inovação e ESG e o Conselho de Administração acompanham a implementação do Plano ESG 2030, que traz novas diretrizes e estratégias para que possamos fornecer energia sustentável, acessível e confiável em todos os momentos, tornando a vida das pessoas mais segura, saudável e próspera nas regiões onde operamos. Desdobrado em 24 compromissos públicos, o objetivo do Plano ESG 2030 é impulsionar a transição para uma forma mais sustentável, segura e inteligente de produzir e consumir energia, maximizando os nossos impactos positivos na sociedade. Destaque para três compromissos ligados diretamente ao tema Mudanças Climáticas: gerar energia 100% renovável até 2030; ser carbono neutro a partir de 2025, reduzindo 56% das emissões dos escopos 1, 2 e 3 até 2030; e oferecer soluções de baixo carbono para nossos clientes, com metas anuais de receitas da venda de selos de energia renovável e de créditos de carbono.

Além do reporte aos órgãos internos de governança, divulgamos anualmente o monitoramento dos compromissos parte do Plano ESG 2030 no Relatório Anual de Sustentabilidade da Companhia.

Para mais informações sobre o Relatório Anual de Sustentabilidade do Grupo CPFL e sua jornada contra as mudanças climáticas, acesse, respectivamente, os seguintes links: https://cpfl.riprisma.com/Download.aspx?Arquivo=b00U2J29lKdugAaDoFdqvg== / https://cpfl.riprisma.com/Download.aspx?Arquivo=HnWht8E6WDWvPSgQxf/ouA==.

7.1D Descrição das principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal

Quantidade de membros por declaração de gênero

	Feminino	Masculino	Não binário	Outros	Prefere não responder
Diretoria	1	6	0	0	0
Conselho de Administração - Efetivos	2	4	0	0	1
Conselho de Administração - Suplentes	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica
Conselho Fiscal - Efetivos	0	1	0	0	2
Conselho Fiscal - Suplentes	0	0	0	0	3
TOTAL = 20	**3**	**11**	**0**	**0**	**6**

Quantidade de membros por declaração de cor e raça

	Amarelo	Branco	Preto	Pardo	Indígena	Outros	Prefere não responder
Diretoria	1	4	0	1	0	0	1
Conselho de Administração - Efetivos	1	2	0	0	0	0	4
Conselho de Administração - Suplentes	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica
Conselho Fiscal - Efetivos	0	0	0	0	0	0	3
Conselho Fiscal - Suplentes	0	0	0	0	0	0	3
TOTAL = 20	**2**	**6**	**0**	**1**	**0**	**0**	**11**

Quantidade de membros - Pessoas com Deficiência

	Pessoas com Deficiência	Pessoas sem Deficiência	Prefere não responder
Diretoria	0	7	0
Conselho de Administração - Efetivos	0	7	0
Conselho de Administração - Suplentes	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica
Conselho Fiscal - Efetivos	0	3	0
Conselho Fiscal - Suplentes	0	3	0
TOTAL = 20	**0**	**20**	**0**

7.2 Informações relacionadas ao conselho de administração

7.2. Em relação especificamente ao conselho de administração, indicar:

O Conselho de Administração da CPFL Energia é um órgão colegiado, composto por um mínimo de 5 (cinco) e no máximo 9 (nove) membros, todos eleitos e destituíveis pela Assembleia Geral, com mandato unificado de 2 (dois) anos, sendo permitida a reeleição. Dentre seus membros, deverá haver, no mínimo, 2 (dois) ou 20% (vinte por cento) de conselheiros independentes, o que for maior, em linha com o disposto no Regulamento do Novo Mercado da B3 e no Estatuto Social da Companhia, devendo ser expressamente declarados como tais na ata da Assembleia Geral que os eleger, sendo também considerado conselheiro independente aquele eleito mediante faculdade prevista nos Parágrafos 4º e 5º da Lei das S.A.

Dentre os membros do Conselho de Administração, é eleito, na primeira reunião que ocorrer após a eleição dos referidos membros, um Presidente. Os cargos de Presidente do Conselho de Administração e de Diretor Presidente (ou principal executivo) da Companhia não podem ser exercidos pela mesma pessoa.

Atualmente, o Conselho de Administração da Companhia é composto por 7 (sete) membros, dos quais 2 (dois) são considerados independentes.

O Conselho de Administração é um órgão deliberativo colegiado responsável por determinar as diretrizes estratégicas da Companhia e de suas subsidiárias e afiliadas, bem como por proteger o objeto social e o sistema de governança. Além do Regimento Interno, suas competências e atribuições estão dispostas tanto na Lei das Sociedades por Ações, no Estatuto Social da Companhia e nas Diretrizes de Governança Corporativa.

a. órgãos e comitês permanentes que se reportem ao conselho de administração

O Conselho de Administração é assessorado, de acordo com o Regulamento Interno dos Comitês e Comissões de Assessoramento ao Conselho de Administração da Companhia ("Regulamento Comitês"), por 5 (cinco) comitês, sendo eles: (i) Comitê de Auditoria; (ii) Comitê de Partes Relacionadas; (iii) Comitê de Pessoas; (iv) Comitê de Finanças e Gestão de Riscos; (v) Comitê de Estratégia, Crescimento, Inovação e ESG, sendo que o Comitê de Auditoria possui Regimento Interno próprio. O Conselho pode, a qualquer tempo e dentro dos limites estabelecidos no Regulamento Interno, criar Comissões para assessorá-lo.

De acordo com o Regulamento Comitês, cada Comitê é composto por pelo menos 3 (três) membros efetivos e até 3 (três) membros suplentes, que poderão substituir qualquer um dos membros efetivos. O Comitê de Partes Relacionadas não contará com membro suplente, devendo ter em sua composição maioria de membros independentes, de acordo com definição do Regulamento do Novo Mercado. O mandato dos membros é de 2 (dois) anos e a organização das reuniões, bem como incumbências de cada Comitê estão estabelecidos no Regulamento Interno, disponível no site de RI da Companhia.

Já o Comitê de Auditoria, de acordo com disposição de seu regimento interno próprio, é formado por 3 (três) membros, sendo que pelo menos 1 (um) deve ser membro independente do Conselho de Administração e ao menos 1 (um) deve possuir reconhecida experiência em assuntos de contabilidade societária. O mandato dos membros é de 2 (dois) anos e a organização das reuniões, bem como as suas incumbências estão estabelecidas no Regimento Interno, no site de RI da Companhia.

Para mais informações, acesse os Regimentos Internos dos Comitês de Assessoramento ao Conselho de Administração da Companhia através do seguinte link: https://cpfl.riprisma.com/Download.aspx?Arquivo=J8HIiToQoDPVrRjTkpvvRg==&IdCanal=QaOjWSkrceEfQT28iDpzLQ==.

b. de que forma o conselho de administração avalia o trabalho da auditoria independente, indicando se o emissor possui uma política de contratação de serviços de extra-auditoria com o auditor independente e, caso o emissor divulgue a política, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado

O Conselho de Administração avalia o trabalho da auditoria independente por meio de reports e esclarecimentos. Os serviços de extra-auditoria são submetidos à aprovação prévia do Conselho de Administração e do Comitê de Auditoria da Companhia, com a declaração dos auditores de sua independência e da ausência de impedimentos para a realização dos trabalhos contratados.

7.2 Informações relacionadas ao conselho de administração

Na 461ª Reunião do Conselho de Administração realizada em 16 de dezembro de 2021, foi aprovada a Política de Contratação de Auditores Independentes, a qual pode ser consultada no website de Relações com Investidores da Companhia: https://cpfl.riprisma.com/listgroup.aspx?idCanal=QaOjWSkrceEfQT28iDpzLQ==.

c. se houver, canais instituídos para que questões críticas relacionadas a temas e práticas SG e de conformidade cheguem ao conhecimento do conselho de administração

O Conselho de Administração toma conhecimento de questões críticas relacionadas a temas e práticas ESG por meio dos reportes dos seus Comitês de Assessoramento, especialmente do Comitê de Estratégia, Crescimento, Inovação e ESG e Comitê de Auditoria.

7.3 Composição e experiências profissionais da administração e do conselho fiscal

Funcionamento do conselho fiscal: Permanente

Nome ANTONIO KANDIR **CPF:** 146.229.631-91 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Engenheiro **Data de Nascimento:** 02/05/1953

Experiência Profissional: Formado em Engenharia Mecânica de Produção da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (USP), Mestre em Economia pela Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP e Doutor em Economia pela Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP. Foi Ministro de Estado do Planejamento e Orçamento, Deputado Federal atuando também como relator da reforma da Lei das S.A. de 2001, tendo, entre outros avanços que promoveu no campo da Governança Corporativa, por sua iniciativa, promovido a autonomia da CVM, Presidente do Conselho Nacional de Desestatização, Governador Brasileiro no BID, Secretário Especial de Política Econômica, Presidente do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA).
Atualmente, participa de conselhos de administração das empresas (i) CSU Cadsystem, empresa prestadora de serviços de alta tecnologia (desde 2014); (ii) Comiex Empreendimentos e Participações Ltda., uma sociedade gestora de investimentos (desde 2017); (iii) Vibra Agroindustrial S.A., uma companhia avícola (desde 2015); (iv) a AEGEA Saneamento e Participações S.A., uma empresa de saneamento (desde 2014); (v) MRV Engenharia e Participações S.A., uma empresa de construção (desde 2018); e (vi) INTER & CO, INC, uma companhia do setor financeiro (desde 2023). Nenhuma das referidas empresas integra o grupo econômico da CPFL Energia, tampouco é controlada por acionista detentor de participação superior a 5% das ações ordinárias da CPFL Energia. Sr. Antônio Kandir também é Membro do Comitê de Partes Relacionadas e do Comitê de Auditoria da CPFL Energia.
O Sr. Antonio Kandir também possui experiências profissionais sobre o tema ESG, visto que exerce suas atividades na AEGEA, empresa que desenvolve e implementa práticas de gestão responsável dos recursos hídricos em todas as suas operações, promoção de eficiência hídrica, tratamento de água e esgoto, sendo considerada a Melhor do ESG 2023. Ademais, tendo sido Ministro do Planejamento e Orçamento desenvolveu competências em assuntos relacionados às mudanças climáticas, questões socioambientais e inovação.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	29/04/2025	Até AGO 2027	Conselho de Adm. Independente (Efetivo)		29/04/2025	Sim	16/02/2017

Nome BRUNO VARELLA **CPF:** 298.182.348-55 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Administrador **Data de Nascimento:** 05/02/1980

Experiência Profissional: Formado em administração de empresas pelo Ibmec-SP, atual Insper, em 2002. Possui cerca de 20 anos de experiência em finanças corporativas e avaliação de empresas, tendo atuado em consultoria, boutique financeira, bancos de investimentos, corretoras e atualmente sócio fundador da Solana Capital. Bruno atuou entre 2005 e 2008 como analista de Corporate Finance em empresas como Vertice Finance, KPMG Corporate Finance e no Banco Fator, este último com maior foco em Advisory para fusões e aquisições de empresas. Também atuou entre 2007 e 2013 como analista de sellside dos bancos de investimento Bradesco BBI para os setores de petróleo e gás e agronegócios e pelo banco suíço UBS. Desde 2013 é analista e gestor de fundos de ações da Solana Capital, sendo responsável pelos investimentos nos setores de energia elétrica e saneamento, bancos, telecomunicações e tecnologia, agronegócios e distribuição de combustíveis, analisando investimentos tanto no Brasil, quanto na América Latina. Declara que não esteve sujeito, nos últimos 5 anos, à condenação criminal, à condenação em processo administrativo da CVM, do Banco Central do Brasil e/ou da Superintendência de Seguros Privados e à condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial. Declara, ainda, que atende aos critérios de independência estabelecidos na Lei 6.404/76, no Regulamento do Novo Mercado, no Estatuto Social da Companhia e nas Resoluções da CVM.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho Fiscal	29/04/2025	Até AGO 2026	C.F.(Suplent)Eleito p/Minor.Ordinaristas		29/04/2025	Não	29/04/2025

Nome CLAUDIA ELISA DE PINHO SOARES **CPF:** 005.639.287-78 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Administradora **Data de Nascimento:** 23/03/1968

Experiência Profissional: Conselheira Certificada por Experiência (CCA+) pelo Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC). Formada em Administração de Empresas pela PUC-RJ, com MBA em Business pelo INSEAD (França) e MBA em Recursos Humanos pela FIA, com vários cursos de extensão e certificações internacionais em Harvard, MIT, Kellog, Tavistock Institute (UK), Wholebeing Institute, INSEAD, IoD (UK) e IBGC. Claudia tem mais de 30 anos de experiência profissional, tendo sido CEO e ocupado posições C-Level em Finanças, Gestão de Performance (TQC), Recursos Humanos, Sustentabilidade, Marketing, Planejamento Estratégico, M&A e Desenvolvimento de Novos Negócios, nas seguintes empresas: AmBev (17 a), GPA (4 a), Via (1 a), Votorantim Cimentos (3 a), FNAC (1 a) e Grupo NC/ EMS (2 a). Há 11 anos atua em Conselhos de Administração e Comitês de Assessoramento ao Conselho de Administração (Comitê de Auditoria, Comitê de Estratégia e Head de Comitês de Pessoas, de Inovação e de Sustentabilidade) em empresas como Tupy, Even, Totvs e Arezzo&Co. Atualmente é membro independente dos seguintes Conselhos de Administração: Camil Alimentos, BP SP (Beneficência Portuguesa SP) e Grupo Cassol. Nenhuma das referidas empresas integra o grupo econômico da CPFL Energia, tampouco é controlada por acionista detentor de participação superior a 5% das ações da CPFL Energia. Claudia contribui para a Criação de Valor por meio de sua experiência nos temas de ESG (transição energética, mudanças climáticas, atuação nas comunidades e práticas de responsabilidade social e de governança), Inovação e Ecossistemas de Negócios, Diversificação e Parcerias, Customer Experience, Expansão e alinhamento global, Desenvolvimento de Lideranças e Times, Saúde Mental, Transformação cultural, Turnaround de negócios, M&A e Integração de Aquisições, Definição de KPIs/OKRs e Sistemas de Incentivo/Remuneração. Declara que não esteve sujeita, nos últimos 5 anos, à condenação criminal, à condenação em processo administrativo da CVM, do Banco Central do Brasil e/ou da Superintendência de Seguros Privados e à condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial. Declara, ainda, que atende aos critérios de independência estabelecidos na Lei 6.404/76, no Regulamento do Novo Mercado, no Estatuto Social da Companhia e nas Resoluções da CVM.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	29/04/2025	Até AGO 2027	Conselho de Adm. Independente (Efetivo)		29/04/2025	Sim	26/04/2024

Nome DAOBIAO CHEN **CPF:** 239.983.548-40 **Passaporte:** **Nacionalidade:** China **Profissão:** Administrador **Data de Nascimento:** 20/09/1968

Experiência Profissional: Graduado em Sistemas de Energia Elétrica e Automação pela Huazhong University of Science and Technology (1986-1990) e mestre em administração pela Royal Melbourne Institute of Technology (2003-2005). Iniciou sua carreira em 1990, no setor de energia elétrica do Grupo State Grid (mesmo setor de atuação da CPFL Energia), na Nanjing Eletric Power Company, onde atuou como Vice-Diretor de Engenharia e Diretor do Departamento de Operações (2004-2005) e Vice- Presidente (2005-2007). Também foi Vice-Presidente da Lianyungang Electric Power Company (2007-2008), Presidente da Huaian Electric Power Company (2008- 2009) e da Nantong Electric Power Company (2009-2011), Vice-Presidente Sênior da State Grid Shanghai Electric Power Company (2011-2015) e Vice-Diretor Geral do Departamento de Construção da State Grid Corporation of China (2015-2016). Em 2016 foi Diretor Vice-Presidente do Setor de Informação Econômica para Organização do Desenvolvimento e Cooperação Global da Energy Interconnection, e depois Vice-Presidente da State Grid International Development Co., Ltd. Foi conselheiro da CPFL Energia (2017-2018). Foi também Diretor Executivo da HK Electric Investments Limited e The Hongkong Electric Company (HEC) e Co-Gerente Geral (Transmissão e Distribuição) da (HEC) (2018-2022). Declara que não esteve sujeito, nos últimos 5 anos, à condenação criminal, à condenação em processo administrativo da CVM, do Banco Central do Brasil e/ou da Superintendência de Seguros Privados e à condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial. Declara, ainda, que atende aos critérios de independência estabelecidos na Lei 6.404/76, no Regulamento do Novo Mercado, no Estatuto Social da Companhia e nas Resoluções da CVM.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	29/04/2025	Até AGO 2027	Presidente do Conselho de Administração		29/04/2025	Sim	11/08/2022

Nome FLAVIO HENRIQUE RIBEIRO **CPF:** 276.489.428-79 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Administrador **Data de Nascimento:** 02/06/1979

Experiência Profissional: Executivo com 27 anos de experiência em áreas como Digital, TI, Infraestrutura, Operador Logístico, Facilities/Utilities, Operação de Negócios, Engenharia, BPO, Centro de Serviços Compartilhados e RH. Carreira desenvolvida em países como Chile, Peru, Argentina, Colômbia, México e Brasil. Atualmente responsável por desenvolver e executar a estratégia de todas as áreas de TI, Digital, Centro de Serviços Compartilhados, bem como por manter a operação e governança de todas estas áreas e processos. Também responsável por monitorar e gerenciar através de KPI's e controles 24/7 horas todas as operações críticas dos negócios do Grupo CPFL. Conhecimento e gestão de todos os sistemas, subsistemas e processos de todas as áreas de Suporte aos negócios, mudança e implantação de processos, desenvolvimento e implementação de estratégia de todas as respectivas áreas, implantação de indicadores chave de desempenho (KPIs) e BSC para toda empresa e grupo. Possui também conhecimento em digitalização, automação e implementação de 100% das plataformas de atendimento ao cliente e funcionários em nuvem (Cloud), desenvolvimento e implementação fim-a-fim de Fintech, Customer Experience e soluções de pagamento eletrônico (Cartão de crédito, PIX, etc.).
Definição de estratégia de médio e longo prazo para toda frota do Grupo CPFL focado na eletrificação da frota e montagem da rede de Eletropostos para todo grupo, com o objetivo de termos parte da frota Operacional eletrificada até 2030. Definição e seleção dos fornecedores com critérios de sustentabilidade e definição de score para cada um dos parceiros. Definição do plano estratégico para os novos prédios, Subestações e Estacoes avançadas com conceito 100% sustentável para todo grupo (todas as novas construções a partir de 2021 já levam o selo de 100% sustentável). Trabalho com parceiros de tecnologia como Microsoft, buscando soluções sustentáveis de data center e servidores.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Diretoria	14/05/2025	2 anos - até nova eleição pela RCA	Outros Diretores	Diretor Vice-Presidente de Gestão Empresarial	14/05/2025		09/05/2019

Nome FUTAO HUANG **CPF:** 239.777.588-37 **Passaporte:** **Nacionalidade:** China **Profissão:** Engenheiro **Data de Nascimento:** 28/02/1971

Experiência Profissional: Graduado pela Beijing Electric Power College (atualmente Beijing Jiaotong University) em Engenharia de Comunicação de Sistemas de Energia e Mestrado em Sistemas de Energia Elétrica e Automação pela Universidade de Shandong. Começou sua carreira na State Grid Group em 1992. Em 2003 se tornou gerente do Departamento de Marketing da Shandong Nuclear Power Engineering Co. Ltd em Shenzhen; Engenheiro Chefe da Renewable Energy Company of Shandong Luneng Group Co., Ltd. em 2010; Vice-Presidente da Shenzhen Energia International Trade Co., Ltd. em 2015; Diretor do escritório na Austrália da Shandong Luneng Group Co., Ltd. em 2016; e Diretor e Vice-Presidente da CPFL Renováveis em 2017. A partir de 2020, o Sr. Futao Huang se tornou Vice-Presidente de Estratégia e acumulou a Vice-presidência Executiva da CPFL Energia, Vice-Presidente da SGBP, membro do Conselho de Administração da CPFL Geração, CPFL Renováveis e Instituto CPFL.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Diretoria	14/05/2025	2 anos - até nova eleição pela RCA	Outros Diretores	Diretor Vice-Presidente de Estratégia, Inovação e Excelência de Negócio	14/05/2025		13/05/2021
Diretoria	14/05/2025	2 anos - até nova eleição pela RCA	Outros Diretores	Vice-Presidente Executivo Interino	14/05/2025		14/05/2025

Nome GUSTAVO ESTRELLA **CPF:** 037.234.097-09 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Administrador **Data de Nascimento:** 11/03/1974

Experiência Profissional: Graduado em Administração de Empresas pela Universidade Estadual do Rio de Janeiro (UERJ) e possui MBA em Finanças pelo Instituto Brasileiro de Mercado de Capitais (IBMEC-RJ). Trabalhou no Grupo Lafarge e nas empresas Light e Brasil Telecom. Desde 2001 atua no Grupo CPFL Energia, onde construiu uma sólida carreira ocupando os cargos de Gerente de Planejamento Econômico-Financeiro, Diretor de Relações com Investidores, Diretor de Planejamento e Controladoria, além de ter sido Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores. No início de 2019, Gustavo assumiu o cargo de Presidente do Grupo CPFL Energia. Como principais destaques de sua gestão, liderou o retorno da empresa ao mercado de capitais em 2019, consolidando-a como uma das maiores empresas no mercado de distribuição entre os estados de São Paulo, Rio Grande do Sul, Minas Gerais e Paraná. Na comercialização é uma das líderes no mercado livre e no segmento de Geração é a terceira maior agente privada do País, com um portfólio baseado em fontes limpas e renováveis. Em 2020, recebeu o Prêmio Equities Deal of the Year 2020 – Americas concedido pela publicação The Banker, divisão do jornal britânico Financial Times, devido ao sucesso do Re-IPO da CPFL Energia em 2019, que levantou R$ 3,7 bilhões com a venda de ações no mercado de capitais. Além disso também esteve à frente do processo de fechamento de capital da CPFL Renováveis. Gustavo é também Presidente do Conselho de Administração do Instituto CPFL e membro do Conselho de Administração da CPFL Energia, da ABDIB-Associação Brasileira da Infraestrutura e Indústrias de Base e do ONS-Operador Nacional do Sistema Elétrico. Além disso, como porta-voz do ODS 3, é embaixador do programa "Liderança com ImPacto", uma iniciativa do Pacto Global da Organização das Nações Unidas (ONU). Declara que não esteve sujeito, nos últimos 5 anos, à condenação criminal, à condenação em processo administrativo da CVM, do Banco Central do Brasil e/ou da Superintendência de Seguros Privados e à condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial. Declara, ainda, que atende aos critérios de independência estabelecidos na Lei 6.404/76, no Regulamento do Novo Mercado, no Estatuto Social da Companhia e nas Resoluções da CVM.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Diretoria e Conselho de Administração	29/04/2025	Até AGO 2027 / 2 anos até RCA de 2025	Conselheiro(Efetivo) e Dir. Presidente		29/04/2025	Sim	31/01/2019

Nome GUSTAVO PINTO GACHINEIRO **CPF:** 247.699.058-23 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Advogado **Data de Nascimento:** 29/04/1971

Experiência Profissional: Formado em Direito pela Universidade de São Paulo em 1993, possui MBA pela Fundação Getúlio Vargas em 2007. Atuou como Advogado na Bardella S/A Indústrias Mecânicas de 1995 a 1997 e na Promon Eletrônica de 1997 a 1999. Foi Gerente Jurídico da Stiefel Laboratories em 1999, Diretor Jurídico da AT&T Brazil de 1999 a 2003 e Diretor Jurídico da Elucid (Grupo Rede) em 2003. Na Global Village Telecom (GVT), atuou de 2003 a 2008 como Diretor Jurídico, de 2008 a 2012 como Vice-Presidente Jurídico e de RH (provisório) e de 2012 a 2015 como Vice-Presidente Jurídico e de Relações Institucionais. Após a aquisição da GVT pelo Telefonica Group, atuou como Vice-Presidente de Assuntos Corporativos da Telefonica Brasil S/A (Vivo) de 2015 a 2017. Foi eleito Vice-Presidente Jurídico e de Relações Institucionais da CPFL Energia em 2017 e Vice-Presidente do Conselho de Administração do Instituto CPFL. Em 2018 assumiu a posição de membro do Conselho Consultivo da ABDIB.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Diretoria	14/05/2025	2 anos - até nova eleição pela RCA	Outros Diretores	Diretor Vice-Presidente Jurídico e de Relações Institucionais	14/05/2025		09/05/2019

Nome KEBING ZHOU **CPF:** 239.918.888-82 **Passaporte:** **Nacionalidade:** China **Profissão:** Administrador **Data de Nascimento:** 02/02/1982

Experiência Profissional: O Sr. Kebing Zhou ganhou experiência de trabalho em gestão financeira e é CFO da CPFL Renováveis S.A. há mais de 3 anos desde janeiro de 2017 e CFO da Chilquinta Energía S.A. desde novembro de 2021. Atualmente ocupa o cargo de Diretor de FD da SGBH e CFO da GATE. Ele tem excelentes habilidades de gestão e experiência de trabalho muito sólida com a gestão financeira. Ele ampliou a experiência de gestão trabalhando como CFO em várias empresas. Declara que não esteve sujeito, nos últimos 5 anos, à condenação criminal, à condenação em processo administrativo da CVM, do Banco Central do Brasil e/ou da Superintendência de Seguros Privados e à condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial. Declara, ainda, que atende aos critérios de independência estabelecidos na Lei 6.404/76, no Regulamento do Novo Mercado, no Estatuto Social da Companhia e nas Resoluções da CVM.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho Fiscal	29/04/2025	Até AGO 2026	C.F.(Efetivo)Eleito p/Controlador		29/04/2025	Sim	29/04/2025

Nome KEDI WANG **CPF:** 050.180.008-56 **Passaporte:** PE3090483 **Nacionalidade:** China **Profissão:** Contadora **Data de Nascimento:** 26/07/1979

Experiência Profissional: Graduada na Universidade de Suffolk com mestrado em Ciências Contábeis em 2006. Ela também possui mestrado em artes pela Arizona State University e bacharelado pela Lanzhou University. A Sra. Kedi começou sua carreira em contabilidade pública. Ela trabalhou na Miller Wachman LLP de 2006 a 2009 como auditora sênior. Em 2009, ela ingressou na State Grid International Development Co., Ltd. como gerente do Departamento de Finanças. Ela trabalhou na National Grid Corporation das Filipinas de 2010 a 2013 como Consultora Financeira no Departamento do Tesouro. De 2014 a 2021, a Sra. Wang atuou no departamento de Finanças e de 2021 a 2024 no departamento de Investimentos e Financiamento da State Grid International Development Co., Ltd, ambos na função de chefe de departamento. A Sra. Wang recebeu certificados do Instituto Americano de Contador Público Certificado (AICPA) e do Instituto Americano de Analista Financeiro Credenciado (CFA). Ela tem mais de 15 anos de experiência em contabilidade pública, relatórios financeiros, orçamento, tesouraria, gestão tributária, bem como fusões e aquisições. A Sra. Wang tem intenso conhecimento e experiência de trabalho no setor de serviços públicos, pois desempenhou um papel importante na aquisição e operação de uma variedade de investimentos em energia elétrica e ativos de energia no Brasil, Austrália, Filipinas, Itália, Portugal e Chile. Declara que não esteve sujeita, nos últimos 5 anos, à condenação criminal, à condenação em processo administrativo da CVM, do Banco Central do Brasil e/ou da Superintendência de Seguros Privados e à condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial. Declara, ainda, que atende aos critérios de independência estabelecidos na Lei 6.404/76, no Regulamento do Novo Mercado, no Estatuto Social da Companhia e nas Resoluções da CVM.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	29/04/2025	Até AGO 2027	Conselho de Administração (Efetivo)		29/04/2025	Sim	07/11/2024
Diretoria	14/05/2025	2 anos - até nova eleição por RCA	Diretor Presidente / Diretor de Relações com Investidores		14/05/2025		14/05/2025

Nome LUIS HENRIQUE FERREIRA PINTO **CPF:** 029.352.408-47 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Engenheiro Eletricista **Data de Nascimento:** 26/03/1961

Experiência Profissional: Formado em Engenharia Elétrica pela Faculdade de Engenharia de Barretos. Cursou pós-graduação em Engenharia do Sistema Elétrico de Potência pela Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI), e em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP); e duas especializações, dentre as quais MBA em Gestão Empresarial e MBA em Gestão Financeira, Controladoria e Auditoria, na Fundação Getúlio Vargas - FGV. Na Companhia, exerceu diversos cargos, como: Engenheiro de Planejamento da Operação; Gerente da Divisão de Serviços da Transmissão; Gerente da Divisão de Planejamento do Sistema Elétrico da CPFL; Gerente do Departamento de Controle Operacional da CPFL Paulista e CPFL Piratininga; Diretor Executivo da RGE; Diretor Presidente da RGE; Diretor Presidente da CPFL Paulista e CPFL Piratininga. Em maio de 2015, foi eleito o Diretor Vice-Presidente de Operações Reguladas da CPFL Energia, responsável pelo negócio de Distribuição do Grupo e Presidente dos Conselhos de Administração da CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE.
Ao longo da carreira foi: Representante da CPFL no Grupo Coordenador da Operação Interligada do Sistema Elétrico Sul/Sudeste do Brasil - GCOI/GTPO/ELETROBRAS; Participou na definição da configuração das empresas para a privatização do Setor de Distribuição no Estado de São Paulo; Responsável pela integração e reestruturação operacional da distribuidora CPFL Piratininga (2001); Representante das distribuidoras CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE no grupo de trabalho para Oferta de Ações da CPFL Energia, na Bolsa de Valores de São Paulo e de Nova Iorque (Initial Public Offering - IPO); Coordenador do Grupo de Perdas Técnicas na Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica (ABRADEE); Professor do Curso de Perdas Técnicas no Setor Elétrico na Fundação COGI; Comandou a integração e reestruturação da distribuidora RGE (2006) e RGE Sul (2016); Comandou os agrupamentos das distribuidoras CPFL Santa Cruz, CPFL Jaguariúna, CPFL Sul Paulista, CPFL Mococa e CPFL Leste Paulista (2017) e das duas distribuidoras RGE e RGE Sul em 2018; Membro do Conselho Diretor da ABRADEE (Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica) desde 2017 ;foi Membro do Conselho de Administração da CPFL Transmissão; Membro do Conselho de Administração do Instituto CPFL, atuando na deliberação de ações sociais e culturais; Coordenou a aplicação de nova tecnologia integrada nos Centros de Operação das distribuidoras da CPFL para controle, operação e despacho e coordena a aplicação de medidores inteligentes nas distribuidoras da CPFL. Tendo também participado de estudos específicos para a adequação e resiliência das redes elétricas, preparação da logística frente as mudanças climáticas, planejamento das redes elétricas, construção de novas subestações e linhas de transmissão considerando os efeitos ambientais e socioeconômicos.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Diretoria	14/05/2025	2 anos - até nova eleição pela RCA	Outros Diretores	Diretor Vice-Presidente de Operações Reguladas	14/05/2025		06/05/2015

Nome LUIZ CLAUDIO GOMES DO NASCIMENTO **CPF:** 001.408.237-35 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Administrador **Data de Nascimento:** 15/04/1973

Experiência Profissional: Graduado em Administração pela Cândido Mendes University (1995). Pós-graduado em Finanças - Engenharia Econômica e Gestão Industrial pela Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ (1997). Master in Business Administration pela IBMEC (2001). Gestão Empresarial - COPPEAD - UFRJ (2013). O Sr. Luiz Cláudio tem mais de 25 anos de experiência financeira nos setores bancário, de serviços e industrial, atuando na Tesouraria, Áreas de Planejamento Financeiro, Controladoria e Contabilidade, bem como experiência significativa em gestão de ativos e dívidas: empréstimos, investimentos, câmbio, garantias, seguro, hedge cambial e de commodities, contas a pagar, cobranças, cobrança e análise de crédito transações. Foi Analista Financeiro Sênior no Banco Boavista InterAtlântico S.A. de 1994 a 2000. Atuou como Coordenador de Tesouraria e Finanças da TNL Contax S/A de 2001 a 2006. Trabalhou como gerente financeiro da Nexan Ficap S/A de 2007 a 2009. Trabalhou como Gerente de Tesouraria e Finanças da Eneva S/A de 2010 a 2015. Na sequência ele atuou como gerente financeiro geral e depois Vice-Diretor financeiro da Belo Monte Transmissora de Energia S.A., de 2015 a 2018. Teve uma passagem como Diretor Financeiro pelo Othon Group S.A. em 2018, retornando a Belo Monte Transmissora de Energia S.A. em 2019. Atualmente, o Sr. Luiz Cláudio Gomes do Nascimento é membro titular do Conselho Fiscal da Belo Monte Transmissora de Energia S.A e atua como Gerente de Investimentos e Finanças da State Grid Brazil Holding S.A., desde 2019. Declara que não esteve sujeito, nos últimos 5 anos, à condenação criminal, à condenação em processo administrativo da CVM, do Banco Central do Brasil e/ou da Superintendência de Seguros Privados e à condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial. Declara, ainda, que atende aos critérios de independência estabelecidos na Lei 6.404/76, no Regulamento do Novo Mercado, no Estatuto Social da Companhia e nas Resoluções da CVM.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho Fiscal	29/04/2025	Até AGO 2026	C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador		29/04/2025	Sim	30/04/2021

Nome RAFAEL ALVES RODRIGUES **CPF:** 166.309.958-80 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Administrador **Data de Nascimento:** 26/07/1973

Experiência Profissional: Sócio e co-gestor da Evolve Capital. Com mais de 15 anos de experiência com investimentos em empresas listadas e de capital fechado, Rafael investiu em mais de 80 empresas no Brasil, possuindo sólido conhecimento de contabilidade, valuation e estruturação de negócios. Participou de diversos Conselhos de Administração e Fiscal, tendo uma abordagem ativista colaborativa com as empresas do portfólio, com o objetivo principal de gerar valor para os acionistas. Rafael ocupou os cargos de Diretor de Renda Variável, Diretor do Comitê Executivo e Private Equity na Rio Bravo Investimentos, além de ter sido Diretor de Investimentos no Banco Inter. Graduado em Administração de Empresas pela Fundação Getúlio Vargas (EAESP/FGV) em 2002 e possui a certificação Chartered Financial Analyst (CFA) desde 2011. Declara que não esteve sujeito, nos últimos 5 anos, à condenação criminal, à condenação em processo administrativo da CVM, do Banco Central do Brasil e/ou da Superintendência de Seguros Privados e à condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial. Declara, ainda, que atende aos critérios de independência estabelecidos na Lei 6.404/76, no Regulamento do Novo Mercado, no Estatuto Social da Companhia e nas Resoluções da CVM.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho Fiscal	29/04/2025	Até AGO 2026	C.F.(Efetivo)Eleito p/Minor.Ordinaristas		29/04/2025	Não	26/04/2024

Nome RUIJUAN LI **CPF:** 065.511.207-33 **Passaporte:** **Nacionalidade:** China **Profissão:** Contadora **Data de Nascimento:** 16/09/1983

Experiência Profissional: Graduada em Contabilidade pela Changsha University of Science & Technology (2002-2006). Graduada em MBA pela West Texas A&M University (2020-2022). Atuou como Supervisora de Marketing (2006-2010), Especialista Administrativo (2010-2012) e Contador de Infraestrutura de Engenharia (2012-2017) para a State Grid Gu Yuan Electric Power Company. De 2017 a 2018 foi Especialista no Departamento de Auditoria da State Grid International Development Limited. Desde 2019, é Supervisora de Orçamento e Supervisora Tributária no Departamento de Finanças e Patrimônio da State Grid Brazil Holding. Desde 2022, é Diretora Adjunta do Departamento de Finanças e Patrimônio da State Grid Brazil Holding. Desde 2022, é Diretora Adjunta e Gerente da Divisão Geral do Departamento de Gerenciamento de Projetos da State Grid Brazil Holding. Declara que não esteve sujeito, nos últimos 5 anos, à condenação criminal, à condenação em processo administrativo da CVM, do Banco Central do Brasil e/ou da Superintendência de Seguros Privados e à condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial. Declara, ainda, que atende aos critérios de independência estabelecidos na Lei 6.404/76, no Regulamento do Novo Mercado, no Estatuto Social da Companhia e nas Resoluções da CVM.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho Fiscal	29/04/2025	Até AGO 2026	C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador		29/04/2025	Sim	30/04/2021

Nome VINICIUS NISHIOKA **CPF:** 025.099.447-03 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Contador **Data de Nascimento:** 08/10/1976

Experiência Profissional: Bacharel em Ciências Contábeis pela Universidade Federal do Rio de Janeiro e Direito pela Universidade Gama Filho, com especialização pela Fundação Instituto de Pesquisas Contábeis, Atuariais e Financeiras (FIPECAFI) e MBA em Gestão de Negócios pelo IBMEC-RJ. Professor de MBA em Gestão de Negócios com ênfase no Setor Elétrico – IBMEC-RJ (2020-2021). Experiência em finanças, tributos, mercado de capitais, planejamento e orçamento, contabilidade e auditoria, com passagens em empresas multinacionais como KPMG e CARGILL. Sólidos conhecimentos sobre o setor elétrico brasileiro adquiridos em mais de 25 anos de atuação, tendo participado de importantes projetos na ANEEL (suporte à fiscalização em processos de revisão tarifária, anuência prévia, análise de recomposição tarifária e variação de itens da “Parcela A” no período de racionamento de energia), bem como em diversas empresas de energia, como: LIGHT, TAESA, ENEL, ENDESA, EDF, Grupo ELETROBRÁS, ENERGISA, CEMIG, CPFL e NEOENERGIA. Em 2016, juntou-se ao grupo State Grid para estruturar e liderar o departamento financeiro na construção do Bipolo de Ultra Alta Tensão 800kV em Corrente Contínua (Xingu Rio Transmissora de Energia). Ao final do projeto, passou a atuar como Diretor Financeiro Adjunto na State Grid Brazil Holding e, desde 2021, é Diretor Adjunto de Planejamento Estratégico e Desenvolvimento de Negócios. Dentre as atividades no grupo State Grid, destaque para liderança de temas relevantes como o plano de negócios do projeto do bipolo Xingu Rio, captação de recursos de mais de 5 bilhões de reais para financiar o referido projeto e elaboração do plano estratégico do grupo com relevante abordagem ASG, detalhada em capítulo específico e contendo diversas iniciativas correlatas. Declara que não esteve sujeito, nos últimos 5 anos, à condenação criminal, à condenação em processo administrativo da CVM, do Banco Central do Brasil e/ou da Superintendência de Seguros Privados e à condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial. Declara, ainda, que atende aos critérios de independência estabelecidos na Lei 6.404/76, no Regulamento do Novo Mercado, no Estatuto Social da Companhia e nas Resoluções da CVM.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho Fiscal	29/04/2025	Até AGO 2026	C.F.(Efetivo)Eleito p/Controlador		29/04/2025	Sim	27/07/2020

Nome VITOR FAGALI DE SOUZA **CPF:** 260.735.068-99 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Administrador **Data de Nascimento:** 13/04/1977

Experiência Profissional: Graduado em Administração de Empresa pela PUCCAMP e MBA em finanças pela FGV e CFA Charterholder pelo CFA Institute. Participou dos programas executivos da Singularity University e da Ohio University. Analista de investimentos certificado pela CVM / APIMEC (CNPI) e Conselheiro Independente pelo IBGC. Executivo com mais de 20 anos de experiência na área financeira e no setor elétrico. Ingressou na CPFL Energia em 2003, foi eleito Diretor Vice-Presidente de Desenvolvimento de Negócios em janeiro de 2020, atuou como Diretor de Planejamento e Controle de 2013 a dezembro de 2019, e antes ocupou diferentes posições nas áreas de análise de investimentos, relação com Investidores e planejamento financeiro. Foi Conselheiro da Vivest (Entidade Fechada de Previdência Privada) entre 2018 e 2020. Participou de importantes projetos como a aquisição da CEEE-T, o IPO da CPFL Energia em 2004 e o Re-IPO em 2019, o IPO da CPFL Renováveis em 2013 e a respectiva OPA em 2018, além da implantação do Orçamento Base Zero. Iniciou sua carreira como auditor contábil na Arthur Andersen / Deloitte onde atuou por 4 anos antes de ingressar na CPFL Energia.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Diretoria	14/05/2025	2 anos - até nova eleição pela RCA	Outros Diretores	Diretor Vice-Presidente de Desenvolvimento de Negócios	14/05/2025		13/05/2021
Diretoria	14/05/2025	2 anos - até nova eleição pela RCA	Outros Diretores	Diretor Vice-Presidente de Operações de Mercado Interino	14/05/2025		14/05/2025

Nome YUMENG ZHAO **CPF:** 239.777.708-88 **Passaporte:** **Nacionalidade:** China **Profissão:** Administrador **Data de Nascimento:** 28/08/1973

Experiência Profissional: Graduado em Instrumentos Eletromagnéticos e Medição pela Huazhong University of Science and Technology em 1994. Possui mestrado em Sistemas Elétricos de Energia e Automação pela Hefei University of Technology e MBA pela Royal Melbourne Institute of Technology. Iniciou sua carreira em 1994 no Setor de Energia Elétrica do Grupo State Grid. Ocupou o cargo de chefe do Departamento de Marketing da Hefei Power Supply Company de 2004 a 2006, se tornou gerente do Departamento de Marketing da State Grid Anhui Electric Power Company em 2006, Vice gerente geral da Xuancheng Power Supply Compnay de 2006 a 2013, Gerente Geral da Chuzhou Electric Power Company de 2009 a 2013 e Gerente Geral da Anqing Power Supply Company de 2013 a 2016. De 2016 a 2017, foi o Presidente Assistente da State Grid International Development Co. Ltd. Ainda, foi membro do Conselho de Administração e Diretor da CPFL Energia de 2017 a 2020. Atualmente, Yumeng Zhao ocupa os cargos de Gerente Geral da State Grid Chile Holding SpA, Presidente do Conselho de Administração da Chilquinta Energia S.A. e membro do Conselho de Administração da CPFL Energia. Durante o MBA na Royal Melbourne Institute of Technology, Mr. Yumeng Zhao realizou cursos relacionados à gestão de riscos energéticos e inovação. Durante o mestrado na Hefei University of Technology, ele realizou cursos associados à inovação e tecnologias emergentes. Em suas experiências profissionais na Xuancheng Power Supply Compnay, Chuzhou Electric Power Company e na CPFL Energia, dedicou-se à prática e implementação de tecnologias emergentes. Declara que não esteve sujeito, nos últimos 5 anos, à condenação criminal, à condenação em processo administrativo da CVM, do Banco Central do Brasil e/ou da Superintendência de Seguros Privados e à condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial. Declara, ainda, que atende aos critérios de independência estabelecidos na Lei 6.404/76, no Regulamento do Novo Mercado, no Estatuto Social da Companhia e nas Resoluções da CVM.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	29/04/2025	Até AGO 2027	Conselho de Administração (Efetivo)		29/04/2025	Sim	16/09/2021

Nome YUSHENG WANG **CPF:** 065.610.287-08 **Passaporte:** **Nacionalidade:** China **Profissão:** Engenheiro **Data de Nascimento:** 16/05/1976

Experiência Profissional: O Sr. Yusheng Wang é Vice-Presidente da State Grid Brazil Holding desde 2021. Ele é engenheiro sênior com pós-graduação em Engenharia de Sistemas de Energia pela Universidade de Ciência e Tecnologia de Huazhong, China. Ele tem uma vasta experiência no gerenciamento e liderança de operações e manutenção de HVAC, HVDC e UHVDC. Ingressou na State Grid Brazil Holding em 2019 como Engenheiro-Chefe e chefiou o Departamento de Operação e Manutenção de UHV, liderando a operação da XRTE. Declara que não esteve sujeita, nos últimos 5 anos, à condenação criminal, à condenação em processo administrativo da CVM, do Banco Central do Brasil e/ou da Superintendência de Seguros Privados e à condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial. Declara, ainda, que atende aos critérios de independência estabelecidos na Lei 6.404/76, no Regulamento do Novo Mercado, no Estatuto Social da Companhia e nas Resoluções da CVM.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	29/04/2025	Até AGO 2027	Conselho de Administração (Efetivo)		29/04/2025	Sim	29/04/2025

7.4 Composição dos comitês

Nome: ANTONIO KANDIR **CPF:** 146.229.631-91 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Engenheiro **Data de Nascimento:** 02/05/1953

Experiência Profissional:

Formado em Engenharia Mecânica de Produção da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (USP), Mestre em Economia pela Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP e Doutor em Economia pela Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP. Foi Ministro de Estado do Planejamento e Orçamento, Deputado Federal atuando também como relator da reforma da Lei das S.A. de 2001, tendo, entre outros avanços que promoveu no campo da Governança Corporativa, por sua iniciativa, promovido a autonomia da CVM, Presidente do Conselho Nacional de Desestatização, Governador Brasileiro no BID, Secretário Especial de Política Econômica, Presidente do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA).
Atualmente, participa de conselhos de administração das empresas (i) CSU Cadsystem, empresa prestadora de serviços de alta tecnologia (desde 2014); (ii) Comiex Empreendimentos e Participações Ltda., uma sociedade gestora de investimentos (desde 2017); (iii) Vibra Agroindustrial S.A., uma companhia avícola (desde 2015); (iv) a AEGEA Saneamento e Participações S.A., uma empresa de saneamento (desde 2014); (v) MRV Engenharia e Participações S.A., uma empresa de construção (desde 2018); e (vi) INTER & CO, INC, uma companhia do setor financeiro (desde 2023). Nenhuma das referidas empresas integra o grupo econômico da CPFL Energia, tampouco é controlada por acionista detentor de participação superior a 5% das ações ordinárias da CPFL Energia. Sr. Antônio Kandir também é Membro do Comitê de Partes Relacionadas e do Comitê de Auditoria da CPFL Energia.
O Sr. Antonio Kandir também possui experiências profissionais sobre o tema ESG, visto que exerce suas atividades na AEGEA, empresa que desenvolve e implementa práticas de gestão responsável dos recursos hídricos em todas as suas operações, promoção de eficiência hídrica, tratamento de água e esgoto, sendo considerada a Melhor do ESG 2023. Ademais, tendo sido Ministro do Planejamento e Orçamento desenvolveu competências em assuntos relacionados às mudanças climáticas, questões socioambientais e inovação.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Data de início do primeiro mandato
Comitê de Auditoria	Comitê de Auditoria não Estatuário	Membro do Comitê (Coordenador)	14/05/2025	2 anos - até nova eleição pela RCA			14/05/2025	14/05/2025
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	14/05/2025	2 anos - até nova eleição pela RCA	Comitê de Partes Relacionadas		14/05/2025	14/05/2025

Nome:	CARLOS VICTOR PEREIRA SICARD CYRINO	**CPF:**	218.684.308-04	**Passaporte:**		**Nacionalidade:**	Brasil	**Profissão:**	Engenheiro

Data de Nascimento: 12/11/1979

Experiência Profissional:

Formado em Engenharia pela Universidade de São Paulo - USP em 2003 e possui MBA em Finanças Corporativas pela Fundação Getúlio Vargas - FGV em 2009. Em 2011, participou de um programa de trainee na CPFL, onde também obteve sua certificação como Six Sigma Master Black Belt. O Sr. Cyrino conta com mais de 15 anos de experiência em Tesouraria. Ingressou na CPFL como estagiário em 2003 na Diretoria Financeira, onde ocupou diferentes cargos, desde Analista Financeiro até Coordenador na Mesa de Operações e Mercado de Capitais. Em 2015, foi nomeado Gerente de Tesouraria, supervisionando Seguros Corporativos, Análise de Crédito, Cobrança, Contas a Pagar, Gestão de Fluxo de Caixa e Contratos Financeiros. Em 2019 ocupou a Diretoria de Relações com Investidores, cargo que ocupa atualmente, sendo responsável por toda a interação com o mercado local e internacional, educando e atualizando os investidores sobre o desempenho e a estratégia de longo prazo da empresa, proporcionando controle, transparência, agilidade e competitividade que garantam o retorno esperado para seus acionistas no curto, médio e longo prazos.
Nesta época participou do Re-IPO da CPFL Energia, que levantou R$ 3,7 bilhões com a venda de ações no mercado de capitais. Além disso também participou ativamente no processo de fechamento de capital da CPFL Renováveis. Cyrino também tem protagonismo na participação do processo de Inclusão da CPFL Energia em índices de Sustentabilidade do mercado financeiro local e global, tais como: ISE B3, ICO², IDIVERSA, MSCI, FTSE4Good. Cyrino também é membro efetivo do Conselho Fiscal de Foz do Chapecó e membro efetivo do Comitê de Finanças e Gestão de Riscos da CPFL Energia e responsável pela apresentação em eventos ESG da CPFL para o mercado de capitais e analistas locais e internacionais.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	14/05/2025	2 anos - até nova eleição pela RCA	Comitê de Finanças e Riscos		14/05/2025	14/05/2025

Nome:	CLAUDIA ELISA DE PINHO SOARES	**CPF:**	005.639.287-78	**Passaporte:**		**Nacionalidade:**	Brasil	**Profissão:**	Administradora

Data de Nascimento: 23/03/1968

Experiência Profissional:

Conselheira Certificada por Experiência (CCA+) pelo Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC). Formada em Administração de Empresas pela PUC-RJ, com MBA em Business pelo INSEAD (França) e MBA em Recursos Humanos pela FIA, com vários cursos de extensão e certificações internacionais em Harvard, MIT, Kellog, Tavistock Institute (UK), Wholebeing Institute, INSEAD, IoD (UK) e IBGC. Claudia tem mais de 30 anos de experiência profissional, tendo sido CEO e ocupado posições C-Level em Finanças, Gestão de Performance (TQC), Recursos Humanos, Sustentabilidade, Marketing, Planejamento Estratégico, M&A e Desenvolvimento de Novos Negócios, nas seguintes empresas: AmBev (17 a), GPA (4 a), Via (1 a), Votorantim Cimentos (3 a), FNAC (1 a) e Grupo NC/ EMS (2 a). Há 11 anos atua em Conselhos de Administração e Comitês de Assessoramento ao Conselho de Administração (Comitê de Auditoria, Comitê de Estratégia e Head de Comitês de Pessoas, de Inovação e de Sustentabilidade) em empresas como Tupy, Even, Totvs e Arezzo&Co. Atualmente é membro independente dos seguintes Conselhos de Administração: Camil Alimentos, BP SP (Beneficência Portuguesa SP) e Grupo Cassol. Nenhuma das referidas empresas integra o grupo econômico da CPFL Energia, tampouco é controlada por acionista detentor de participação superior a 5% das ações da CPFL Energia. Claudia contribui para a Criação de Valor por meio de sua experiência nos temas de ESG (transição energética, mudanças climáticas, atuação nas comunidades e práticas de responsabilidade social e de governança), Inovação e Ecossistemas de Negócios, Diversificação e Parcerias, Customer Experience, Expansão e alinhamento global, Desenvolvimento de Lideranças e Times, Saúde Mental, Transformação cultural, Turnaround de negócios, M&A e Integração de Aquisições, Definição de KPIs/OKRs e Sistemas de Incentivo/Remuneração. Declara que não esteve sujeita, nos últimos 5 anos, à condenação criminal, à condenação em processo administrativo da CVM, do Banco Central do Brasil e/ou da Superintendência de Seguros Privados e à condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial. Declara, ainda, que atende aos critérios de independência estabelecidos na Lei 6.404/76, no Regulamento do Novo Mercado, no Estatuto Social da Companhia e nas Resoluções da CVM.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Data de início do primeiro mandato
Comitê de Auditoria	Comitê de Auditoria não Estatuário	Membro do Comitê (Efetivo)	14/05/2025	Até a RCA que eleger os comitês em 2025			14/05/2025	14/05/2025
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	14/05/2025	Até a RCA que eleger os comitês em 2025	Comitê de Partes Relacionadas		14/05/2025	14/05/2025

Nome: DANIEL FLEURY VAN DER MOLEN **CPF:** 340.412.428-60 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Economista **Data de Nascimento:** 07/10/1985

Experiência Profissional:

Executivo com vasta experiência no setor energético brasileiro, atuou tanto na indústria (CPFL Energia e CPFL Renováveis) quanto no segmento de boutique de investimentos (Estater e Horizon). Ao longo de sua carreira, liderou com sucesso diversos projetos de M&A, bem como criou unidades de negócios e desenvolveu diversos projetos relacionados à geração de energia (hídrica, eólica e solar), transmissão, distribuição e outras áreas correlatas. Nestas funções, foi responsável pela supervisão de todas as fases dos projetos, desde a prospecção e due diligence, ao financiamento, avaliação, negociação e integração da fusão/aquisição. Do ponto de vista acadêmico, é formado em Economia pela Universidade de São Paulo (USP), fez especializações em Harvard (EUA) e na Universidade de Groningen (NL) e tem um MBA Executivo na IESE School.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Suplente)	14/05/2025	2 anos - até nova eleição pela RCA	Comitê de Finanças e Riscos		14/05/2025	14/05/2025

Nome: DAOBIAO CHEN **CPF:** 239.983.548-40 **Passaporte:** **Nacionalidade:** China **Profissão:** Administrador **Data de Nascimento:** 20/09/1968

Experiência Profissional:

Graduado em Sistemas de Energia Elétrica e Automação pela Huazhong University of Science and Technology (1986-1990) e mestre em administração pela Royal Melbourne Institute of Technology (2003-2005). Iniciou sua carreira em 1990, no setor de energia elétrica do Grupo State Grid (mesmo setor de atuação da CPFL Energia), na Nanjing Eletric Power Company, onde atuou como Vice-Diretor de Engenharia e Diretor do Departamento de Operações (2004-2005) e Vice- Presidente (2005-2007). Também foi Vice-Presidente da Lianyungang Electric Power Company (2007-2008), Presidente da Huaian Electric Power Company (2008- 2009) e da Nantong Electric Power Company (2009-2011), Vice-Presidente Sênior da State Grid Shanghai Electric Power Company (2011-2015) e Vice-Diretor Geral do Departamento de Construção da State Grid Corporation of China (2015-2016). Em 2016 foi Diretor Vice-Presidente do Setor de Informação Econômica para Organização do Desenvolvimento e Cooperação Global da Energy Interconnection, e depois Vice-Presidente da State Grid International Development Co., Ltd. Foi conselheiro da CPFL Energia (2017-2018). Foi também Diretor Executivo da HK Electric Investments Limited e The Hongkong Electric Company (HEC) e Co-Gerente Geral (Transmissão e Distribuição) da (HEC) (2018-2022). Declara que não esteve sujeito, nos últimos 5 anos, à condenação criminal, à condenação em processo administrativo da CVM, do Banco Central do Brasil e/ou da Superintendência de Seguros Privados e à condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial. Declara, ainda, que atende aos critérios de independência estabelecidos na Lei 6.404/76, no Regulamento do Novo Mercado, no Estatuto Social da Companhia e nas Resoluções da CVM.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	14/05/2025	2 anos - até nova eleição pela RCA	Comitê de Pessoas		14/05/2025	14/05/2025
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	14/05/2025	Até a RCA que eleger os comitês em 2025	Comitê de Finanças e Riscos		14/05/2025	14/05/2025

Nome: GUSTAVO HENRIQUE DE AGUIAR SABLEWSKI **CPF:** 285.123.398-02 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Advogado **Data de Nascimento:** 06/08/1980

Experiência Profissional:

Gustavo Sablewski é Diretor Jurídico da CPFL Energia S.A, graduado em Direito pela PUC/Campinas, pós-graduado em Direito Tributário pela Escola Superior de Advocacia da OAB, possui também MBA em Gestão de Negócios em Tributação e Contabilidade pela Universidade Federal Fluminense (UFF). Atuou como Gerente Jurídico Estratégico por 12 anos em empresas do mercado de energia e como palestrante em eventos pela AMCHAM/RJ, IBC Brasil e outras. Atuou como Gerente Jurídico Estratégico para a CPFL Energia de 2014 a 2017, tendo sido nomeado Diretor Jurídico em maio de 2017.
Nenhuma das entidades citadas integram o grupo econômico da Companhia ou são controladas por acionistas da Companhia que detenham participação, direta ou indireta, igual ou superior a 5% de uma mesma classe ou espécie de valor mobiliário da Companhia.
Gustavo Sablewski não esteve sujeito, nos últimos 5 anos, a qualquer condenação criminal, a qualquer condenação em processo administrativo da CVM, ou a qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspendido ou inabilitado para a prática de uma atividade profissional ou comercial qualquer., também não é considerado pessoa exposta politicamente, nos termos do Anexo A da Resolução CVM nº 50/2021.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	14/05/2025	2 anos - até nova eleição pela RCA	Comitê de Pessoas		14/05/2025	14/05/2025

Nome: HONG ZHA **CPF:** 901.182.268-43 **Passaporte:** **Nacionalidade:** China **Profissão:** Advogada **Data de Nascimento:** 22/03/1990

Experiência Profissional:

Formou-se em direito pela Changchun Normal University, localizada na China, e mestre em direito pela Universidade de Bolonha, na Itália. Entre 2015 e 2018, ela assessorou juridicamente processos de IPO de companhias chinesas e foi responsável por processos de M&A internacionais e nacionais pelo escritório de advocacia Grandall. Desde 2018, a Sra. Hong Zha é responsável por assessorar a State Grid em operações de internacionais, bem como pelas revisões de compliance das principais decisões da State Grid International Development e suporte legal para a gestão de ativos no exterior do Conselho Interno da SGID. Ingressou na CPFL em 2022, atuando nos departamentos de Governança Corporativa e gestão de Recursos Humanos.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Suplente)	14/05/2025	2 anos - até nova eleição pela RCA	Comitê de Pessoas		14/05/2025	10/11/2022

Nome: JIYONG CHAI **CPF:** 239.885.748-48 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Engenheiro Eletricista **Data de Nascimento:** 12/06/1985

Experiência Profissional:

Possui experiência de trabalho em educação e indústria de energia. A carreira começou na Huazhong University of Science and Technology (HUST) em 2007, atuou como professor, responsável pelo ensino e assuntos estudantis, em seguida, em conjunto com a SGCC Hubei Power Company em 2012, trabalhou no Instituto de Economia e Tecnologia e no departamento de governança corporativa, ocupou cargos de engenheiro de planejamento de sistemas de energia, analista de energia e economia, secretário de alta administração e vice-diretor do departamento de governança corporativa, respectivamente. Principalmente focado em planejamento de sistemas de energia, análise de desenvolvimento de rede de energia, pesquisa de investimento em construção de sistema de distribuição, serviço abrangente e administração. Ingressou na CPFL Energia em 2017, atuando nos departamentos de Governança Corporativa, Comunicação, Auditoria Interna, Suprimentos e Desenvolvimento de Negócios.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	14/05/2025	Até a RCA que eleger os comitês em 2025	Comitê de Estratégia, Crescimento, Inovação e ESG		14/05/2025	14/05/2025

Nome: JUN QI **CPF:** 900.741.938-21 **Passaporte:** **Nacionalidade:** China **Profissão:** Economista **Data de Nascimento:** 18/11/1972

Experiência Profissional:

Formou-se em economia pela Universidade de Finanças e Economia de Tianjin. Trabalhou em diferentes entidades e organizações, como Conselheiro Adjunto do departamento de Desenvolvimentos de Negócios e Estratégia da State Grid International Development Co., Ltd, de janeiro de 2020 a março de 2022, Head do departamento de Desenvolvimento de Negócios da REN (Redes Energéticas Nacionais, Portugal) de maio de 2012 a dezembro de 2019. Em abril de 2022, assumiu a posição de Diretor Executivo Comercial Adjunto da RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Suplente)	14/05/2025	Até a RCA que eleger os comitês em 2025	Comitê de Estratégia, Crescimento, Inovação e ESG		14/05/2025	14/05/2025

Nome: LIU YUNWEI **CPF:** 239.777.718-50 **Passaporte:** **Nacionalidade:** China **Profissão:** Advogado **Data de Nascimento:** 24/07/1969

Experiência Profissional:

Graduou-se em Direito Internacional pela Jilin University School of Law em 1991, na China, onde concluiu o seu mestrado em direito no ano de 2001. Atuou como consultor jurídico da Jilin Nobel Electric Power Industry Group Company, na qual fornecia opiniões jurídicas referentes a questões jurídicas da sociedade. Ele também trabalhou como diretor jurídico na State Grid's Jilin Province Electric Power Company Limited, responsável pela gestão de todas as questões jurídicas, incluindo questões relacionadas a regulamentações do setor elétrico e M&A. Além disso, foi especialista em processos judiciais da State Grid Corporation of China, e membro da Comissão de Supervisão e Administração dos advogados da State Grid. Ao longo de sua carreira, também participou da compra da concessionária filipina National Transmission Corporation. Desde 2019, exerce cargo de vice-presidente da State Grid Brazil Power Participações S/A.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	14/05/2025	2 anos - até nova eleição pela RCA	Comitê de Partes Relacionadas		14/05/2025	14/05/2025

Nome: MINGZHI HAN **CPF:** 240.791.968-81 **Passaporte:** **Nacionalidade:** China **Profissão:** Financista **Data de Nascimento:** 05/05/1984

Experiência Profissional: Graduada em contabilidade, com mestrado em contabilidade profissional e comércio pela Universidade de Sidney, Austrália. Atuou como contadora na State Grid de 2009 a 2017. Responsável por relatórios financeiros e análise de performance executiva nas subsidiárias do Brasil e das Austrália. Ingressou no grupo CPFL em 2017 como Diretora da CPFL Brasil e, em 2019, foi eleita Diretora Financeira e de Relacionamento com Investidores da CPFL Piratininga.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Suplente)	14/05/2025	2 anos - até nova eleição pela RCA	Comitê de Finanças e Riscos		14/05/2025	14/05/2025

Nome: RAFAEL LAZZARETTI **CPF:** 312.219.028-14 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Engenheiro **Data de Nascimento:** 30/11/1983

Experiência Profissional:

Rafael trabalhou na empresa de consultoria Roland Berger de 2006 a 2009 como consultor de estratégia. Foi responsável pela execução de vários projetos nos setores de serviços financeiros e energia, com foco em planejamento estratégico, revisão de processos e reestruturação organizacional. Desde 2009 na CPFL Energia, Rafael atuou em diferentes posições gerenciais. Até 2013, ele era Gerente de Estratégia, coordenando e preparando o Plano Estratégico da holding da CPFL e de seus negócios, bem como sua implementação através de projetos e do desdobramento das metas de curto prazo dos executivos da empresa. Rafael também atuou como Gerente de Inovação, liderando os principais projetos de inovação e P&D da empresa (como Telhados Solares, Mobilidade Elétrica, Armazenamento e CPFL Inova, o programa de inovação aberta e aproximação de startups da empresa), e como Diretor de Estratégia e Inovação, sendo responsável pelo desenvolvimento, implementação e monitoramento do Plano Estratégico, e projetos de inovação e eficiência energética do Grupo, bem como gerenciamento de riscos de energia. Atualmente, Rafael é Diretor Comercial das Distribuidoras da CPFL, sendo responsável por todo o relacionamento com os clientes, incluindo o atendimento e a experiência do cliente (com ações de digitalização), o faturamento, a gestão de inadimplência e a gestão de perdas comerciais. Rafael também é membro do Conselho Fiscal do Instituto CPFL e foi membro do Comitê de Gestão de Recursos Humanos, órgão de assessoria ao Conselho de Administração da CPFL Energia S.A., de 12 de maio de 2022 a 11 de maio de 2023.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	14/05/2025	2 anos - até nova eleição pela RCA	Comitê de Estratégia, Crescimento, Inovação e ESG		14/05/2025	14/05/2025

Nome: RENATO POVIA **CPF:** 349.960.218-02 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Economista **Data de Nascimento:** 12/05/1986

Experiência Profissional: Graduado em Ciências Econômicas pela Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP) e com 3 especializações em inovação (HSM, IDEO-U e Stanford). Iniciou sua carreira profissional em consultoria estratégica (Roland Berger 2009-2011), transferiu-se para a CPFL Energia onde atuou como Consultor Interno (2012-2014), Gerente de Estratégia (2014-2017), Gerente de Inovação (2017-2020), Diretor de Estratégia e Inovação (2020-2023) e Diretor de RH, cargo que ocupa desde março de 2023

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Suplente)	14/05/2025	2 anos - até nova eleição pela RCA	Comitê de Estratégia, Crescimento, Inovação e ESG		14/05/2025	14/05/2025

Nome: RICARDO FLORENCE DOS SANTOS **CPF:** 812.578.998-72 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Engenheiro **Data de Nascimento:** 26/12/1955

Experiência Profissional:

O Sr. Ricardo Florence dos Santos, atuou como membro independente do Conselho de Administração da Movida Aluguel de Carros S.A. (2016-2023). É membro do Conselho Fiscal da Marfrig desde 2020 e dos Conselhos Consultivos das empresas ATMO e BENCORP. Exerce na MOVIDA o cargo de membro do comitê de Auditoria Estatutário. Atuou como Vice-Presidente de Finanças (CFO) da Marfrig Global Foods S.A entre 2013 e 2016, como Diretor Estatutário de Relações com Investidores entre 2007 e 2014 e como membro dos Conselhos Fiscais da CPFL Energia e sua controlada CEEE-T entre 2017 e 2022. Engenheiro químico formado pela Escola Politécnica da USP e em Administração de Empresas pela Universidade Mackenzie, tem MBA em Estratégia e Finanças pelo IBMEC-SP. Atuou anteriormente no Grupo Pão de Açúcar por 16 anos (1984-2000) em diversos cargos como Diretor de Planejamento Estratégico, Financeiro e Diretor Estatutário de Relações com Investidores. Foi também responsável pelas áreas de RI da UOL Inc. (Grupo Folha de São Paulo – 2000/2001) e Brasil Telecom (2005-2007). Atuou em diversos processos de abertura de capital, fusões, aquisições e vendas de ativos nas empresas em que trabalhou. Participou dos Conselhos de Administração do Grupo Pão de Açúcar (1995-1999), UOL – Grupo Folha (2001) e IBRI – Instituto Brasileiro de Relações com Investidores (1998-2001 e 2014-2019), onde também foi presidente-executivo de 2010 a 2013 e dos Conselhos Consultivos da Dentalcorp S.A. (2002 a 2006) e da Granol (2020 a 2023), tendo também participado do ingresso de empresas no ecossistema que conjuga proposito com rentabilidade e da aprovação de metas de redução de gases de efeito estufa, impulsionando a transição rumo a uma economia de baixo carbono pelo SBTi (Science Based Targets).

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Data de início do primeiro mandato
Comitê de Auditoria	Comitê de Auditoria não Estatuário	Membro do Comitê (Efetivo)	14/05/2025	2 anos - até nova eleição pela RCA			14/05/2025	10/11/2021

Nome: RODOLFO NARDEZ SIROL **CPF:** 526.633.880-68 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Oceanógrafo e Zootecnista **Data de Nascimento:** 15/09/1969

Experiência Profissional:

O Sr. Rodolfo Nardez Sirol começou sua carreira no setor de energia em 2001, como gerente ambiental da Duke Energy. Ele se juntou à CPFL Energia como Gerente Ambiental em 2010 e, em 2011, tornou-se Diretor Ambiental. Em 2016, foi criada a Diretoria de Sustentabilidade e seu escopo foi expandido para a área de sustentabilidade (estratégia social e de sustentabilidade). Em 2018, a Diretoria teve maior amplitude com a inserção da área de assuntos e processos ligados a Relações Institucionais. Formado em Oceanografia pela Universidade Federal do Rio Grande, possui mestrado e doutorado em Zootecnia pela Universidade Federal de Viçosa e dois MBAs, ambos pela Fundação Getulio Vargas: Estratégia e Gestão de Pessoas. Em 2014, conclui o seu pós-MBA em Inovação pela HSM e, em 2017, concluiu o programa Prince of Wales's Business & Sustainability da Universidade de Cambridge. Desde 2013 tornou-se membro do Conselho da ENERCAN, CERAN e Foz do Chapecó. É ex-Presidente da Fundação COGE e ex-Chairman do Board da Rede Brasileira do Pacto Global. O Sr. Rodolfo também possui experiências em ESG, abrangendo assuntos como Gerenciamento de Risco Energético, Mudanças Climáticas, Gases de Efeito Estufa, Questões Socioambientais, Segurança relacionada a questões Hídricas, Inovação e Tecnologias Emergentes.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Suplente)	14/05/2025	2 anos - até nova eleição pela RCA	Comitê de Pessoas		14/05/2025	14/05/2025

Nome: XIE CHEN **CPF:** 901.266.268-04 **Passaporte:** **Nacionalidade:** China **Profissão:** Contador **Data de Nascimento:** 26/01/1991

Experiência Profissional:

Possui mestrado em Contabilidade pela University of International Business and Economics. De 2019 a 2022 trabalhou como contador na State Grid International Development Co., Ltd., responsável por relatórios financeiros e análises financeiras. Em 2022 ingressou no Grupo CPFL, atuando no Departamento Contábil e Fiscal, continuando a aplicar sua expertise em relatórios financeiros, compliance tributário e análise financeira corporativa.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Suplente)	14/05/2025	2 anos - até nova eleição pela RCA	Comitê de Finanças e Riscos		14/05/2025	14/05/2025

Nome: YUMENG ZHAO **CPF:** 239.777.708-88 **Passaporte:** **Nacionalidade:** China **Profissão:** Administrador **Data de Nascimento:** 28/08/1973

Experiência Profissional:

Graduado em Instrumentos Eletromagnéticos e Medição pela Huazhong University of Science and Technology em 1994. Possui mestrado em Sistemas Elétricos de Energia e Automação pela Hefei University of Technology e MBA pela Royal Melbourne Institute of Technology. Iniciou sua carreira em 1994 no Setor de Energia Elétrica do Grupo State Grid. Ocupou o cargo de chefe do Departamento de Marketing da Hefei Power Supply Company de 2004 a 2006, se tornou gerente do Departamento de Marketing da State Grid Anhui Electric Power Company em 2006, Vice gerente geral da Xuancheng Power Supply Compnay de 2006 a 2013, Gerente Geral da Chuzhou Electric Power Company de 2009 a 2013 e Gerente Geral da Anqing Power Supply Company de 2013 a 2016. De 2016 a 2017, foi o Presidente Assistente da State Grid International Development Co. Ltd. Ainda, foi membro do Conselho de Administração e Diretor da CPFL Energia de 2017 a 2020. Atualmente, Yumeng Zhao ocupa os cargos de Gerente Geral da State Grid Chile Holding SpA, Presidente do Conselho de Administração da Chilquinta Energia S.A. e membro do Conselho de Administração da CPFL Energia. Durante o MBA na Royal Melbourne Institute of Technology, Mr. Yumeng Zhao realizou cursos relacionados à gestão de riscos energéticos e inovação. Durante o mestrado na Hefei University of Technology, ele realizou cursos associados à inovação e tecnologias emergentes. Em suas experiências profissionais na Xuancheng Power Supply Compnay, Chuzhou Electric Power Company e na CPFL Energia, dedicou-se à prática e implementação de tecnologias emergentes. Declara que não esteve sujeito, nos últimos 5 anos, à condenação criminal, à condenação em processo administrativo da CVM, do Banco Central do Brasil e/ou da Superintendência de Seguros Privados e à condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial. Declara, ainda, que atende aos critérios de independência estabelecidos na Lei 6.404/76, no Regulamento do Novo Mercado, no Estatuto Social da Companhia e nas Resoluções da CVM.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	14/05/2025	2 anos - até nova eleição pela RCA	Comitê de Estratégia, Crescimento, Inovação e ESG		14/05/2025	14/05/2025
Outros Comitês		Membro do Comitê (Suplente)	14/05/2025	2 anos - até nova eleição pela RCA	Comitê de Pessoas		14/05/2025	14/05/2025
Outros Comitês		Membro do Comitê (Suplente)	14/05/2025	2 anos - até nova eleição pela RCA	Comitê de Finanças e Riscos		14/05/2025	14/05/2025

Nome: ZHANG KAIHANG **CPF:** 242.793.188-83 **Passaporte:** **Nacionalidade:** China **Profissão:** Engenheiro **Data de Nascimento:** 26/01/1988

Experiência Profissional:

Graduado em Engenharia Elétrica e Automação pela Universidade de Hohai (2006-2009). Obteve o título de Engenheiro em Microeletrônica da Informação e Automação pela Polytech'Lille na França (2009-2011) e de Mestre em Sistemas de Energia Elétrica e Automação pela Universidade de Hohai (2021-2023). Iniciou sua carreira no setor de energia elétrica na State Grid, na Jiangsu Electric Power Company (2013-2017). Está familiarizado com sistemas de proteção de redes elétricas e fundou uma plataforma de mídia própria para conhecimento em energia elétrica com mais de 70.000 seguidores. Ingressou na State Grid International Development Co. Ltd. em 2017 e passou a atuar no Departamento de Operações da State Grid Brazil Holding. Desde 2018 passou a atuar na CPFL Energia, inicialmente atuou como assessor do Departamento de Operação e Manutenção da CPFL Renováveis (2018-2022). Em seguida, foi indicado como assessor da Diretoria de Planejamento Estratégico e da Diretoria de Desenvolvimento de Novos Negócios da CPFL Energia (2022-2024). Em 2024 foi eleito como membro suplente do Comitê de Estratégia, Crescimento, Inovação e ESG.
Declara, ainda, que atende aos critérios de independência estabelecidos na Lei 6.404/76, no Regulamento do Novo Mercado, no Estatuto Social da Companhia e nas Resoluções da CVM.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Suplente)	14/05/2025	Até a RCA que eleger os comitês em 2025	Comitê de Estratégia, Crescimento, Inovação e ESG		14/05/2025	14/05/2025

Nome: ZHANG LI **CPF:** 239.777.658-84 **Passaporte:** **Nacionalidade:** China **Profissão:** Especialista em Tecnologia da Automação **Data de Nascimento:** 11/06/1983

Experiência Profissional:

Entre 2012 e 2016 foi Gerente de Recursos Humanos da State Grid Shaanxi Electric Power Company. Responsável pelos funcionários da empresa, necessidades de desenvolvimento a longo prazo e configuração de pessoal, desenvolvimento e avaliação de pessoal, recompensas, gestão de relações de trabalho, desenvolvimento da estrutura organizacional e salarial para a empresa. Entre 2011 e 2012 foi Assistente de Treinamento da State Grid Shaanxi Electric Power Company, responsável pelo apoio na administração diária, incluindo investigação das necessidades do empregado e melhoria do plano de treinamento.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	14/05/2025	2 anos - até nova eleição pela RCA	Comitê de Pessoas		14/05/2025	14/05/2025

7.5 Relações familiares

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não aplicável, tendo em vista que não há relação conjugal, união estável ou parentesco até o segundo grau entre (a) administradores da Companhia; (b) administradores da Companhia e administradores de controladas, diretas ou indiretas, da Companhia; (c) administradores da Companhia ou de suas controladas, diretas ou indiretas, e controladores, diretos ou indiretos, da Companhia; (d) administradores da Companhia e administradores das sociedades controladoras, diretas ou indiretas, da Companhia.

7.6 Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função	**Passaporte**	**Nacionalidade**	

Exercício Social 31/12/2024

Administrador do Emissor

DAOBIAO CHEN	239.983.548-40	Subordinação	Controlador Direto
Presidente do Conselho de Administração	N/A	Estrangeiro(a) - China	

Pessoa Relacionada

STATE GRID BRAZIL POWER PARTICIPAÇÕES S.A.	26.002.119/0001-97		
Diretor Presidente	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	

Observação

Administrador do Emissor

FUTAO HUANG	239.777.588-37	Subordinação	Controlador Direto
Diretor Vice-Presidente de Estratégia, Inovação e Excelência de Negócio	N/A	Estrangeiro(a) - China	

Pessoa Relacionada

STATE GRID BRAZIL POWER PARTICIPAÇÕES S.A.	26.002.119/0001-97		
Vide-Presidente Executivo	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	

Observação

Administrador do Emissor

KEDI WANG	050.180.008-56	Subordinação	Controlador Direto
Diretora Vice-Presidente Financeira e de Relações com Investidores	N/A	Estrangeiro(a) - China	

Pessoa Relacionada

STATE GRID BRAZIL POWER PARTICIPAÇÕES S.A.	26.002.119/0001-97		
Diretora Executiva	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	

Observação

7.6 Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função	**Passaporte**	**Nacionalidade**	

Exercício Social 31/12/2023

Administrador do Emissor

DAOBIAO CHEN	239.983.548-40	Subordinação	Controlador Direto
Presidente do Conselho de Administração	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	

Pessoa Relacionada

STATE GRID BRAZIL POWER PARTICIPAÇÕES S.A.	26.002.119/0001-97		
Diretor Presidente	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	

Observação

Administrador do Emissor

FUTAO HUANG	239.777.588-37	Subordinação	Controlador Direto
Diretor Vice-Presidente de Estratégia, Inovação e Excelência de Negócio	N/A	Estrangeiro(a) - China	

Pessoa Relacionada

STATE GRID BRAZIL POWER PARTICIPAÇÕES S.A.	26.002.119/0001-97		
Vice-Presidente Executivo	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	

Observação

7.6 Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função	**Passaporte**	**Nacionalidade**	

Exercício Social 31/12/2022

Administrador do Emissor

FUTAO HUANG	239.777.588-37	Subordinação	Controlador Direto
Diretor Vice-Presidente de Estratégia, Inovação e Excelência de Negócio	N/A	Estrangeiro(a) - China	

Pessoa Relacionada

STATE GRID BRAZIL POWER PARTICIPAÇÕES S.A.	26.002.119/0001-97		
Vice-Presidente Executivo	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	

Observação

Administrador do Emissor

DAOBIAO CHEN	239.983.548-40	Subordinação	Controlador Direto
Presidente do Conselho de Administração	N/A	Estrangeiro(a) - China	

Pessoa Relacionada

STATE GRID BRAZIL POWER PARTICIPAÇÕES S.A.	26.002.119/0001-97		
Diretor Presidente	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	

Observação

7.7 Acordos/seguros de administradores

7.7. Descrever as disposições de quaisquer acordos, inclusive apólices de seguro, que prevejam o pagamento ou o reembolso de despesas suportadas pelos administradores, decorrentes da reparação de danos causados a terceiros ou ao emissor, de penalidades impostas por agentes estatais, ou de acordos com o objetivo de encerrar processos administrativos ou judiciais, em virtude do exercício de suas funções

A Companhia mantém apólice de seguro de responsabilidade civil para diretores estatutários, conselheiros de administração, conselheiros fiscais e qualquer pessoa física que tenha poderes de representação (Directors & Officers Liability Insurance; "D&O") com a Chubb Seguros Brasil S.A, com importância segurada no valor de R$ 150.000.000,00. O custo líquido do seguro é de R$ 280.177,40.

O período de vigência do D&O contratado vai até 30/09/2025 e os riscos cobertos incluem a proteção ao patrimônio pessoal dos administradores, caso estes venham a ser responsabilizados por atos danosos causados a terceiros, decorrentes da gestão das empresas do Grupo CPFL Energia S.A, sendo a cobertura estendida a todas as empresas que a Companhia detenha participação societária superior a 50% ou que possa eleger e nomear a maior parte dos membros do Conselho de Administração e/ou Diretoria.

Ademais, é contratada a Cobertura "C" para as indenizações securitárias decorrentes de reclamações no âmbito de mercado de capitais, movidas contra a Companhia, com franquia no valor de R$ 200.000,00 para mercado de capitais. Não há cobertura para reclamações de Mercado de Capitais para EUA e Canadá. Além disso, é contratada a cobertura adicional para Responsabilidade Civil Ambiental por Danos Causados ao Meio Ambiente e a Terceiros. As coberturas "A" e "B" contratadas não oferecem franquia.

7.8 Outras informações relevantes

7.8. Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Assembleias Gerais da Companhia

A Companhia apresenta abaixo, com relação às assembleias gerais realizadas nos últimos três exercícios sociais, (i) data de realização; e (ii) quórum de instalação. Ademais, não houve nenhuma assembleia geral instalada em segunda convocação.

Evento	Data	Quórum de instalação
AGOE	28/04/2023	92,77% em AGO 92,97% em AGE
AGOE	26/04/2024	93,10% em AGO 93,15% em AGE
AGOE	29/04/2025	93,26% em AGO 93,37% em AGE

Programas de treinamento de membros do Conselho de Administração, dos Comitês, da Diretoria e do Conselho Fiscal

O Grupo CPFL, atualmente, tem implementado um programa de Educação Continuada de seus Executivos, o que inclui membros de Conselhos de Administração, Conselho Fiscal e Diretoria Executiva visando garantir as melhores práticas de governança pelos órgãos citados, bem como discutir temas relacionados aos deveres e responsabilidades dos administradores do Grupo CPFL.

Informar como se tem dado a Governança da companhia com relação aos fatos que tem impactos contra terceiros nas reuniões do Conselho de Administração.

A Vice-Presidente Financeira e de Relações com Investidores da Companhia é também membro do Conselho de Administração da Companhia e, portanto, está presente nas reuniões do órgão, salvo impossibilidade excepcional, e disponível para responder a eventuais questões dos Conselheiros.

Práticas de Governança Corporativa

A CPFL Energia adota práticas diferenciadas de governança corporativa, alinhadas com as melhores práticas existentes no Brasil e exterior, baseando-se nos princípios básicos de Integridade, Transparência, Equidade, Responsabilização (Accountability) e Sustentabilidade, de acordo com o Código de Melhores Práticas de Governança Corporativa do IBGC.

As Diretrizes de Governança Corporativa da Companhia reúnem e consolidam um conjunto de mecanismos de interação entre os acionistas, o Conselho de Administração, os Comitês e Comissões de Assessoramento do Conselho de Administração, o Conselho Fiscal e a Diretoria Executiva.

Através dessas Diretrizes, a CPFL Energia apresenta o seu modelo de governança corporativa, o qual orienta a sua atuação e as práticas adotadas na Companhia e nas suas subsidiárias e afiliadas, observados os respectivos Estatutos e Contratos Sociais.

As Diretrizes de Governança Corporativa são aprovadas pelo Conselho de Administração e, juntamente com o Estatuto Social, o Regimento Interno do Conselho de Administração, o Regimento Interno do Conselho Fiscal, o Regimento Interno dos Comitês e das Comissões de Assessoramento ao Conselho de Administração, o Regimento Interno do Comitê de Auditoria, bem como as políticas já existentes e que vierem a ser emitidas em matéria de governança, tais como Negociação de Valores Mobiliários, Divulgação de Ato e Fato Relevante, Gestão de Riscos, Anticorrupção e o Código de Conduta Ética, que delineiam o conjunto de práticas de governança adotadas pela CPFL Energia.

A Companhia implementou este modelo em 2003 e redesenhou-o em 2017 com o objetivo de adaptar sua estrutura de governança corporativa ao cenário atual de como fazer negócio e ao processo de tomada de decisões, considerando a nossa nova estrutura societária. Em outubro de 2019, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a atualização de suas Diretrizes de Governança Coorporativa, com relação à sua aplicação às suas subsidiárias e afiliadas. Ainda, em outubro de 2021, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a implementação do Comitê de Auditoria, bem como seu Regimento Interno.

7.8 Outras informações relevantes

Em 2024, a Companhia completou 20 anos da abertura de seu capital na B3. Com mais de 100 anos de atuação no Brasil, a Companhia possui ações listadas no Novo Mercado da B3, segmento de listagem diferenciados que reúne empresas que aderem às melhores práticas de governança corporativa.

Todas as ações da CPFL Energia são ordinárias, ou seja, dão direito de voto e os acionistas têm assegurado Tag Along de 100% em caso de alienação do controle acionário.

Informações complementares relacionadas ao item 7.3

Em observância ao disposto no Regulamento do Novo Mercado e no artigo 140, parágrafo 2º, da Lei das S.A., que determinam o preenchimento de, no mínimo 2 (dois) ou 20% (vinte por cento) das vagas do Conselho de Administração por conselheiros independentes, o que for maior, os acionistas controladores, em conjunto, indicaram o Sr. Antonio Kandir e Sra. Claudia Elisa de Pinho Soares para ocuparem os cargos de membros independentes do Conselho de Administração em Assembleia Geral Ordinária realizada em 29 de abril de 2025. A Companhia informa que para determinar a independência do Conselheiro utiliza o critério expresso no Regulamento do Novo Mercado, conforme definido no artigo 17, no artigo 7º do Anexo K da Resolução da CVM nº 80, de 29 de março de 2022.

8.1 Política ou prática de remuneração

8. Remuneração dos administradores

8.1 Descrever a política ou prática de remuneração do conselho de administração, da diretoria estatutária e não estatutária, do conselho fiscal, dos comitês estatutários e dos comitês de auditoria, de risco, financeiro e de remuneração, abordando os seguintes aspectos:

a. objetivos da política ou prática de remuneração, informando se a política de remuneração foi formalmente aprovada, órgão responsável por sua aprovação, data da aprovação e, caso o emissor divulgue a política, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado

Os componentes da remuneração têm como princípios garantir a equidade interna e a competitividade externa, baseados na meritocracia, além da motivação, reconhecimento e retenção de profissionais e que, por fim, permita uma gestão de recursos humanos eficaz, transparente e alinhada a estratégia de negócio e práticas do mercado. A remuneração variável dos diretores estatutários é baseada em metas contratadas de acordo com o Planejamento Estratégico da Companhia.

O Comitê de Pessoas da CPFL Energia, órgão de assessoramento do Conselho de Administração, verifica a aderência dos planos de remuneração fixa e variável ao plano estratégico da Companhia, bem como avalia o cumprimento das metas contratadas no curto e no longo prazo.

A Companhia possui uma Política de Remuneração dos membros do Conselho de Administração, Diretoria, Comitês e Conselho Fiscal formalmente aprovada pelo seu Conselho de Administração em 18 de abril de 2024, e visa atrair, reter, motivar e desenvolver profissionais com o padrão de excelência requerido pelo Grupo CPFL, possibilitando que a Companhia atinja um desempenho superior, de acordo com as entregas realizadas por cada profissional, além dos incentivos voltados a que cumpram estratégias de curto, médio e longo prazos visando à perenidade dos negócios e à sustentabilidade.

O referido documento pode ser consultado no website de Relações com Investidores da Companhia: Estatutos Sociais, Códigos e Políticas - CPFL Energia | Relações com Investidores (neste website, acessar "Governança Corporativa").

b. práticas e procedimentos adotados pelo conselho de administração para definir a remuneração individual do conselho de administração e da diretoria, indicando:

i. os órgãos e comitês do emissor que participam do processo decisório, identificando de que forma participam

A decisão em relação à remuneração dos membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal, Comitê de Auditoria e da Diretoria Executiva conta com a participação do Comitê de Pessoas e do Conselho de Administração.

ii. critérios e metodologia utilizada para a fixação da remuneração individual, indicando se há a utilização de estudos para a verificação das práticas de mercado, e, em caso positivo, os critérios de comparação e a abrangência desses estudos

As remunerações individuais dos membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal, Comitê de Auditoria e da Diretoria Executiva são definidas baseadas em resultados de pesquisas de mercado realizadas por empresa independente. As propostas de remuneração individual são levadas para discussão no Comitê de Pessoas e posteriormente para conhecimento do Conselho de Administração.

iii. com que frequência e de que forma o conselho de administração avalia a adequação da política de remuneração do emissor

A política de remuneração é avaliada periodicamente pelo Conselho de Administração nos momentos de definição da remuneração global, análises e instituição de metas de curto e longo prazo.

8.1 Política ou prática de remuneração

c. composição da remuneração, indicando:

i. descrição dos diversos elementos que compõem a remuneração, incluindo, em relação a cada um deles:

Conselho de Administração

O Conselho de Administração é composto por 7 membros, sendo (i) 5 destes conselheiros não são remunerados por suas funções de conselheiros de administração; e (ii) 2 conselheiros independentes, os quais são remunerados de acordo com os padrões de mercado.

Os membros do Conselho de Administração recebem honorários fixos mensais. Com exceção dos membros do Conselho de Administração que também exercem cargo no Comitê de Auditoria, nenhum membro do Conselho de Administração recebe remuneração adicional por suas funções como membro de Comitê de assessoramento ao Conselho de Administração.

Conselho Fiscal

O Conselho Fiscal é formado por 3 membros, sendo 2 deles remunerados de acordo com os padrões de mercado e as diretrizes legais. Os membros do Conselho Fiscal recebem honorários fixos mensais.

Diretoria Executiva

Os membros da Diretoria Executiva, além da remuneração fixa recebida mensalmente, fazem jus a (i) benefícios; (ii) incentivos de curto prazo; e (iii) incentivos de longo prazo.

Com relação à remuneração variável, (i) os benefícios diretos e indiretos (assistência médica, assistência odontológica, seguro de vida, vale refeição) têm por objetivo alinhar as práticas de mercado e proporcionar a retenção dos executivos; (ii) os incentivos de curto prazo têm por objetivo central direcionar o comportamento dos executivos ao aperfeiçoamento da estratégia dos negócios da Companhia e ao atingimento de resultados; e (iii) os incentivos de longo prazo têm como objetivo a criação de visão e comprometimento de longo prazo, o alinhamento dos interesses dos diretores estatutários da Companhia ao conjunto de acionistas e a premiação da geração de resultados e de criação de valor de forma sustentável.

A remuneração variável dos diretores estatutários é baseada em metas contratadas de acordo com o Planejamento Estratégico da Companhia, e incluem metas relacionadas ao desempenho ESG da companhia.

Comitê de Auditoria

O CoAud é formado por 3 (três) membros indicados pelo Presidente do CA e eleitos pelo CA, sendo que pelo menos 1 (um) deverá ser membro independente do CA, conforme definição constante do Regulamento do Novo Mercado, e ao menos 1 (um) deve possuir reconhecida experiência em assuntos de contabilidade societária, nos termos da regulamentação da Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") aplicável.

Comitês de Assessoramento

O Conselho de Administração é assessorado, de acordo com o Regulamento Interno dos Comitês e Comissões de Assessoramento ao Conselho de Administração da Companhia, por 5 (cinco) comitês, sendo eles: (i) Comitê de Auditoria; (ii) Comitê de Partes Relacionadas; (iii) Comitê de Pessoas; (iv) Comitê de Finanças e Gestão de Riscos; (v) Comitê de Estratégia, Crescimento, Inovação e ESG, sendo que o Comitê de Auditoria possui Regimento Interno próprio.

O Comitê de Estratégia, Crescimento, Inovação e ESG; Comitê de Pessoas; Comitê de Finanças e Gestão de Riscos; e Comitê de Partes Relacionadas possuem em sua composição alguns membros do Conselho de Administração, não sendo paga remuneração adicional pelo desempenho dessa função.

- **seus objetivos e alinhamento aos interesses de curto, médio e longo prazo do emissor**

A remuneração está alinhada aos interesses da Companhia, por ser fundamentada por critérios atrelados ao desempenho econômico-financeiro da Companhia previamente definidos. O Comitê de Pessoas contribui para a verificação do alinhamento da remuneração aos interesses da Companhia.

8.1 Política ou prática de remuneração

A política de remuneração da Companhia busca incentivar os colaboradores a procurarem a melhor rentabilidade dos investimentos e projetos desenvolvidos pela Companhia, para alinhar os seus interesses com os da Companhia por meio das seguintes perspectivas:

(i) no curto prazo: salários e pacote de benefícios compatíveis com o mercado;

(ii) no médio prazo: pagamento de participação nos resultados e bônus da Companhia, de acordo com o cumprimento de metas pré-estabelecidas; e

(iii) no longo prazo: programa de bônus de longo prazo implantado a partir de 2017, pago em dinheiro e atrelado à performance média da Companhia nos 3 (três) exercícios sociais seguintes a cada concessão.

- **sua proporção na remuneração total nos 3 últimos exercícios sociais**

2024	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Honorários fixos	100,0%	100,0%	38,8%
Benefícios (inclui benefícios pós emprego)	-	-	7,8%
Outros	-	-	0,0%
Incentivos de curto prazo	-	-	28,9%
Incentivos de longo prazo	-	-	24,5%
Total	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**

2023	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Honorários fixos	100,0%	100,0%	32,9%
Benefícios (inclui benefícios pós emprego)	-	-	6,5%
Outros	-	-	0,0%
Incentivos de curto prazo	-	-	29,8%
Incentivos de longo prazo	-	-	30,8%
Total	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**

2022	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Honorários fixos	100,0%	100,0%	32,5%
Benefícios (inclui benefícios pós emprego)	-	-	6,3%
Outros	-	-	0,0%
Incentivos de curto prazo	-	-	34,8%
Incentivos de longo prazo	-	-	26,4%
Total	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**

- **sua metodologia de cálculo e de reajuste**

Os membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal da Companhia recebem honorários fixos mensais. Os conselheiros suplentes não recebem honorários, a não ser na hipótese de substituírem o conselheiro titular a que estão vinculados. Nessa hipótese, a Companhia paga ao membro suplente o valor equivalente a 50% da remuneração mensal do membro titular, caso participe de reunião ordinária do órgão, ou a totalidade da

8.1 Política ou prática de remuneração

remuneração mensal do conselheiro titular se esse último estiver, temporariamente, impossibilitado de exercer suas funções.

O reajuste da remuneração dos membros do Conselho de Administração, do Conselho Fiscal e do Comitê de Auditoria da Companhia é feito com base em pesquisa de mercado, realizada por empresa especializada.

A proposta de remuneração fixa definida pelo Conselho de Administração da Companhia para os diretores estatutários, bem como eventual reajuste, baseia-se em pesquisa de mercado realizada periodicamente por consultorias especializadas. As referidas pesquisas de mercado foram realizadas pela Willis Towers Watson Consulting Ltda. Para mais informações sobre a proposta de remuneração variável, vide item 8.3 deste Formulário de Referência.

- **principais indicadores de desempenho nele levados em consideração, inclusive, se for o caso, indicadores ligados a questões ASG**

A remuneração dos membros do Conselho de Administração, do Conselho Fiscal e do Comitê de Auditoria da Companhia é fixa e não considera indicadores de desempenho individuais ou da Companhia.

Com relação à remuneração variável de curto prazo da Diretoria Executiva, a Companhia realiza a avaliação do desempenho por meio de um conjunto de metas definidas anualmente e que obedece à seguinte estrutura: Corporativas da CPFL Energia (ex: EBITDA, Lucro Líquido, OPEX, entre outras), Metas Específicas (EBITDA de unidades de negócios, CAPEX, projetos específicos, indicadores operacionais, entre outras) e, por fim, Metas de Gestão de Pessoas e Sustentabilidade (ex: turnover, desempenho nas metas anuais do Plano ESG 2030, desempenho em índices de sustentabilidade, diversidade, entre outras), estabelecidas de forma alinhada ao Plano Estratégico e ao Plano Orçamentário da Companhia, aprovadas pelo Conselho de Administração. Adicionalmente, há uma bonificação relacionada ao desempenho em indicadores de segurança dos colaboradores (ex. Taxa de frequência de acidentes com afastamento).

Quanto à remuneração variável de longo prazo, o Conselho de Administração definirá o bônus de acordo com a performance média da Companhia nos 3 (três) exercícios sociais seguintes a cada concessão.

O Conselho de Administração conta com a assessoria do Comitê de Pessoas para acompanhar e avaliar o desempenho da Diretoria Executiva em relação ao cumprimento de suas metas anuais.

ii. razões que justificam a composição da remuneração

A composição da remuneração considera as responsabilidades de cada cargo e tem como parâmetro os valores praticados pelo mercado para os profissionais que exercem funções equivalentes.

iii. a existência de membros não remunerados pelo emissor e a razão para esse fato

Os membros do Conselho de Administração e Conselho Fiscal não remunerados exercem outra função no grupo ou são indicados e remunerados pelo acionista controlador.

d. existência de remuneração suportada por subsidiárias, controladas ou controladores diretos ou indiretos

Há membros do Conselho de Administração e Conselho Fiscal não remunerados pela Companhia que exercem outra função no grupo ou são indicados e remunerados pelo acionista controlador. Parte dos membros da Diretoria Executiva recebe parcela de sua remuneração de forma proporcional aos serviços prestados a cada uma das subsidiárias.

e. existência de qualquer remuneração ou benefício vinculado à ocorrência de determinado evento societário, tal como a alienação do controle societário do emissor

Em relação aos membros do Conselho de Administração, do Conselho Fiscal e do Comitê de Auditoria, não há qualquer remuneração ou benefício vinculado à ocorrência de determinado evento societário.

Quanto aos diretores estatutários, há previsão de indenização na hipótese de alteração significativa dos acionistas que compõem o bloco de controle majoritário, que implique a extinção do cargo de diretor, destituição unilateral por parte do Conselho de Administração, ou alteração das condições de trabalho análogas a uma rescisão indireta do contrato de trabalho previstas no artigo 483 da CLT, ou que tornem menos atraente o desempenho do cargo.

8.2 Remuneração total por órgão

Remuneração total prevista para o Exercício Social corrente 31/12/2025 - Valores Anuais				
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	7,00	9,00	3,00	19,00
Nº de membros remunerados	2,00	6,00	2,00	10,00
Esclarecimento				
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	929.662,00	10.235.255,00	401.522,00	11.566.439,00
Benefícios direto e indireto	0,00	810.837,00	0,00	810.837,00
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações fixas				
Remuneração variável				
Bônus	0,00	8.447.956,00	0,00	8.447.956,00
Participação de resultados	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	6.156.333,00	0,00	6.156.333,00
Descrição de outras remunerações variáveis		Outros refere-se a LTI.		
Pós-emprego	0,00	928.314,00	0,00	928.314,00
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00	0,00	0,00
Observação	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular/Anual-2025-CVM/SEP.	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular/Anual-2025-CVM/SEP.	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular/Anual-2025-CVM/SEP.	
Total da remuneração	929.662,00	26.578.695,00	401.522,00	27.909.879,00

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2024 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	7,00	9,00	3,00	19,00
Nº de membros remunerados	2,00	6,00	2,00	10,00
Esclarecimento				
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	789.490,00	8.966.997,00	363.901,00	10.120.388,00
Benefícios direto e indireto	3.156,00	1.028.897,00	0,00	1.032.053,00
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações fixas				
Remuneração variável				
Bônus	0,00	6.677.289,00	0,00	6.677.289,00
Participação de resultados	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	5.680.087,00	0,00	5.680.087,00
Descrição de outras remunerações variáveis		Outros refere-se a LTI.		
Pós-emprego	0,00	778.990,00	0,00	778.990,00
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00	0,00	0,00
Observação	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular/Anual-2025-CVM/SEP.	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular/Anual-2025-CVM/SEP.	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular/Anual-2025-CVM/SEP.	
Total da remuneração	792.646,00	23.132.260,00	363.901,00	24.288.807,00

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2023 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	7,00	8,00	3,00	18,00
Nº de membros remunerados	2,00	6,00	2,00	10,00
Esclarecimento				
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	831.275,00	8.785.110,00	359.028,00	9.975.413,00
Benefícios direto e indireto	0,00	1.038.720,00	0,00	1.038.720,00
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações fixas				
Remuneração variável				
Bônus	0,00	7.977.650,00	0,00	7.977.650,00
Participação de resultados	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	8.227.902,00	0,00	8.227.902,00
Descrição de outras remunerações variáveis		Outros refere-se a LTI.		
Pós-emprego	0,00	698.411,00	0,00	698.411,00
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00	0,00	0,00
Observação	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular/Anual-2025-CVM/SEP.	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular/Anual-2025-CVM/SEP.	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular/Anual-2025-CVM/SEP.	
Total da remuneração	831.275,00	26.727.793,00	359.028,00	27.918.096,00

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2022 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	7,00	8,00	3,00	18,00
Nº de membros remunerados	2,00	6,00	2,00	10,00
Esclarecimento				
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	766.242,80	8.627.167,75	344.487,16	9.737.897,71
Benefícios direto e indireto	0,00	1.036.211,96	0,00	1.036.211,96
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações fixas				
Remuneração variável				
Bônus	0,00	9.247.740,57	0,00	9.247.740,57
Participação de resultados	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	7.002.176,98	0,00	7.002.176,98
Descrição de outras remunerações variáveis		Outros refere-se a LTI.		
Pós-emprego	0,00	639.719,06	0,00	639.719,06
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00	0,00	0,00
Observação	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular/Anual-2025-CVM/SEP.	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular/Anual-2025-CVM/SEP.	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular/Anual-2025-CVM/SEP.	
Total da remuneração	766.242,80	26.553.016,32	344.487,16	27.663.746,28

8.3 Remuneração Variável

Exercício Social: 31/12/2025

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
N° total de membros		9,00		**9,00**
N° de membros remunerados		6,00		**6,00**
Esclarecimento				
EM RELAÇÃO AO BÔNUS				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração		6335967,00		**6.335.967,00**
Valor máximo previsto no plano de remuneração		12671934,00		**12.671.934,00**
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas		8447956,00		**8.447.956,00**
Valor efetivamente reconhecido no exercício social		0,00		**0,00**
EM RELAÇÃO À PARTICIPAÇÃO NO RESULTADO				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração		0,00		**0,00**
Valor máximo previsto no plano de remuneração		0,00		**0,00**
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas		0,00		**0,00**
Valor efetivamente reconhecido no exercício social		0,00		**0,00**

Exercício Social: 31/12/2024

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
N° total de membros		9,00		**9,00**
N° de membros remunerados		6,00		**6,00**
Esclarecimento				
EM RELAÇÃO AO BÔNUS				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração		5007967,00		**5.007.967,00**
Valor máximo previsto no plano de remuneração		10015934,00		**10.015.934,00**
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas		6677289,00		**6.677.289,00**
Valor efetivamente reconhecido no exercício social		6677289,00		**6.677.289,00**
EM RELAÇÃO À PARTICIPAÇÃO NO RESULTADO				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração		0,00		**0,00**
Valor máximo previsto no plano de remuneração		0,00		**0,00**
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas		0,00		**0,00**
Valor efetivamente reconhecido no exercício social		0,00		**0,00**

Exercício Social: 31/12/2023

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
N° total de membros		8,00		**8,00**
N° de membros remunerados		6,00		**6,00**
Esclarecimento				
EM RELAÇÃO AO BÔNUS				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração		5983238,00		**5.983.238,00**
Valor máximo previsto no plano de remuneração		11966476,00		**11.966.476,00**
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas		7977650,00		**7.977.650,00**
Valor efetivamente reconhecido no exercício social		7977650,00		**7.977.650,00**
EM RELAÇÃO À PARTICIPAÇÃO NO RESULTADO				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração		0,00		**0,00**
Valor máximo previsto no plano de remuneração		0,00		**0,00**
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas		0,00		**0,00**
Valor efetivamente reconhecido no exercício social		0,00		**0,00**

Exercício Social: 31/12/2022

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
N° total de membros		8,00		**8,00**
N° de membros remunerados		6,00		**6,00**
Esclarecimento				
EM RELAÇÃO AO BÔNUS				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração		6935805,00		**6.935.805,00**
Valor máximo previsto no plano de remuneração		13871611,00		**13.871.611,00**
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas		9247741,00		**9.247.741,00**
Valor efetivamente reconhecido no exercício social		9247741,00		**9.247.741,00**
EM RELAÇÃO À PARTICIPAÇÃO NO RESULTADO				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração		0,00		**0,00**
Valor máximo previsto no plano de remuneração		0,00		**0,00**
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas		0,00		**0,00**
Valor efetivamente reconhecido no exercício social		0,00		**0,00**

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

8.4. Em relação ao plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária, em vigor no último exercício social e previsto para o exercício social corrente, descrever:

a. termos e condições gerais

b. data de aprovação e órgão responsável

c. número máximo de ações abrangidas

d. número máximo de opções a serem outorgadas

e. condições de aquisição de ações

f. critérios para fixação do preço de aquisição ou exercício

g. critérios para fixação do prazo de aquisição ou exercício

h. forma de liquidação

i. restrições à transferência das ações

j. critérios e eventos que, quando verificados, ocasionarão a suspensão, alteração ou extinção do plano

k. efeitos da saída do administrador dos órgãos do emissor sobre seus direitos previstos no plano de remuneração baseado em ações

Não aplicável, tendo em vista que a CPFL Energia não possui plano de remuneração baseada em ações sob a forma de opções de compra de ações.

8.5 Remuneração baseada em ações (Opções de compra de ações)

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não aplicável, tendo em vista que a CPFL Energia não possui plano de remuneração baseada em ações sob a forma de opções de compra de ações .

8.6 Outorga de opções de compra de ações

8.6. Em relação à cada outorga de opções de compra de ações realizada nos 3 últimos exercícios sociais e previstas para o exercício social corrente, do conselho de administração e da diretoria estatutária, elaborar tabela com o seguinte conteúdo:

a) órgão;

b) número total de membros;

c) número de membros remunerados;

d) data da outorga;

e) quantidade de opções outorgadas;

f) prazo para que as opções se tornem exercíveis;

g) prazo máximo para exercício das opções;

h) prazo de restrição à transferência das ações recebidas em decorrência do exercício das opções;

i) valor justo das opções na data da outorga;

j) multiplicação da quantidade de ações outorgadas pelo valor justo das opções na data da outorga;

Não aplicável, tendo em vista que a CPFL Energia não possui plano de remuneração baseada em ações sob a forma de opções de compra de ações.

8.7 Opções em aberto

8.7. Em relação às opções em aberto do conselho de administração e da diretoria estatutária ao final do último exercício social, elaborar tabela com o seguinte conteúdo:

a) órgão;

b) número total de membros;

c) número de membros remunerados;

d) em relação às opções ainda não exercíveis:

i. quantidade

ii. data em que se tornarão exercíveis

iii. prazo máximo para exercício das opções

iv. prazo de restrição à transferência das ações

v. preço médio ponderado do exercício

vi. valor justo das opções no último dia do exercício social

e) em relação às opções exercíveis;

i. quantidade

ii. prazo máximo para exercício das opções

iii. prazo de restrição à transferência das ações

iv. preço médio ponderado do exercício

v. valor justo das opções no último dia do exercício social

f) valor justo do total das opções no último dia do exercício social;

Não aplicável, tendo em vista que a CPFL Energia não possui plano de remuneração baseada em ações sob a forma de opções de compra de ações.

8.8 Opções exercidas e ações entregues

8.8. Em relação às opções exercidas relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária, nos 3 últimos exercícios sociais, elaborar tabela com o seguinte conteúdo:

a) órgão;

b) número total de membros;

c) número de membros remunerados;

d) número de ações;

e) preço médio ponderado do exercício;

f) preço médio ponderado de mercado das ações relativas às opções exercidas;

g) multiplicação do total das opções exercidas pela diferença entre o preço médio ponderado de exercício e o preço médio ponderado de mercado das ações relativas às opções exercidas;

Não aplicável, tendo em vista que a CPFL Energia não possui plano de remuneração baseada em ações sob a forma de opções de compra de ações.

8.9 Diluição potencial por outorga de ações

8.9. Em relação à remuneração baseada em ações, sob a forma de ações a serem entregues diretamente aos beneficiários, reconhecida no resultado dos 3 últimos exercícios sociais e à prevista para o exercício social corrente, do conselho de administração e da diretoria estatutária, elaborar tabela com o seguinte conteúdo:

a) órgão;

b) número total de membros;

c) número de membros remunerados;

d) diluição potencial em caso de outorga de todas as ações aos beneficiários

Tendo em vista que o plano de incentivo de longo prazo não prevê efetiva entrega de ações, este item não se aplica.

8.10 Outorga de ações

8.10. Em relação à cada outorga de ações realizada nos 3 últimos exercícios sociais e previstas para o exercício social corrente, do conselho de administração e da diretoria estatutária, elaborar tabela com o seguinte conteúdo:

a) órgão;

b) número total de membros;

c) número de membros remunerados;

d) data de outorga;

e) quantidade de ações outorgadas;

f) prazo máximo para entrega das ações;

g) prazo de restrição à transferência das ações;

h) valor justo das ações na data da outorga;

i) multiplicação da quantidade de ações outorgadas pelo valor justo das ações na data da outorga

Tendo em vista que o plano de incentivo de longo prazo não prevê efetiva entrega de ações, este item não se aplica.

8.11 Ações entregues

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Tendo em vista que o plano de incentivo de longo prazo não prevê efetiva entrega de ações, este item não se aplica.

8.12 Precificação das ações/opções

8.12. Descrição sumária das informações necessárias para a compreensão dos dados divulgados nos itens 8.5 a 8.11, tal como a explicação do método de precificação do valor das ações e das opções, indicando, no mínimo:

a) modelo de precificação;

b) dados e premissas utilizadas no modelo de precificação, incluindo o preço médio ponderado das ações, preço de exercício, volatilidade esperada, prazo de vida da opção, dividendos esperados e a taxa de juros livre de risco;

c) método utilizado e as premissas assumidas para incorporar os efeitos esperados de exercício antecipado;

d) forma de determinação da volatilidade esperada;

e) se alguma outra característica da opção foi incorporada na mensuração de seu valor justo;

Não aplicável, tendo em vista que a CPFL Energia não possui plano de remuneração baseada em ações sob a forma de opções de compra de ações.

8.13 Participações detidas por órgão

8.13. Informar a quantidade de ações, cotas e outros valores mobiliários conversíveis em ações ou cotas, emitidos, no Brasil ou no exterior, pelo emissor, seus controladores diretos ou indiretos, sociedades controladas ou sob controle comum, que sejam detidas por membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal, agrupados por órgão

Tendo em vista que o plano de incentivo de longo prazo não prevê efetiva entrega de ações, este item não se aplica.

8.14 Planos de previdência

8.14. Em relação aos planos de previdência em vigor conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários, fornecer as seguintes informações em forma de tabela:

Somente os Diretores Estatutários têm planos de previdência. Os Conselheiros Fiscais e de Administração não gozam desse benefício.

(Valores em R$)

a. Órgão	**Diretoria Estatutária**	
b. Número de membros	8,00	
c. Número de membros remunerados	5,0	0,0
d. Nome do plano	PGBL Bradesco	PGBL Brasil Prev
e. Quantidade de administradores que reúnem as condições para se aposentar	-	-
f. Condições para se aposentar antecipadamente	Não há	Não há
g. Valor atualizado das contribuições acumuladas no plano de previdência até o encerramento do último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores	R$ 4.028.999,40	R$ 0,00
h. Valor total acumulado das contribuições realizadas durante o último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores*	R$ 842.968,28	R$ 0,00
i. Se há a possibilidade de resgate antecipado e quais as condições	O valor referente a parte do participante poderá ser resgatado a qualquer momento, porém o resgate da parcela empresa segue as regras estabelecidas em contrato (cláusula de vesting).	

* Valores já atualizados monetariamente.

8.15 Remuneração mínima, média e máxima

Valores anuais

	Diretoria Estatutária			Conselho de Administração			Conselho Fiscal		
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2022
Nº de membros	9,00	8,00	8,00	7,00	7,00	7.00	3,00	3,00	3,00
Nº de membros remunerados	6,00	6,00	6,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Valor da maior remuneraçãoReal	7.984.500,86	9.198.524,00	9.379.635,30	421.278,00	415.637,00	392.121,00	158.064,60	155.948,00	197.568,00
Valor da menor remuneraçãoReal	390.559,51	249.205,00	252.127,08	421.278,00	415.637,00	392.121,00	137.224,16	83.009,00	146.918,00
Valor médio da remuneraçãoReal	3.847.024,43	4.454.632,00	4.425.503,00	421.278,00	415.637,00	392.121,00	181.950,42	179.514,00	172.244,00

Observações e esclarecimentos

	Diretoria Estatutária	
	Observação	**Esclarecimento**
31/12/2024	Os valores informados neste item correspondem a todas as parcelas de remuneração apresentadas no item 8.2. Valor da maior remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função para o Conselho de Administração, para o Conselho Fiscal, e para a Diretoria Estatutária. Valor da menor remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função para o Conselho de Administração e para a Diretoria Estatutária, Valor da menor remuneração individual considera membro ativo por 5 meses no órgão Conselho Fiscal. Ressalta-se que parte dos diretores da Companhia recebem remuneração por sociedades controladas, portanto o valor da menor remuneração apresentada não considera os montantes divulgados no item 8.19 deste Formulário de Referência.	
31/12/2023	Os valores informados neste item correspondem a todas as parcelas de remuneração apresentadas no item 8.2. Valor da maior remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função para o Conselho de Administração, para o Conselho Fiscal, e para a Diretoria Estatutária. Valor da menor remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função para o Conselho de Administração e para a Diretoria Estatutária, Valor da menor remuneração individual considera membro ativo por 5 meses no órgão Conselho Fiscal. Ressalta-se que parte dos diretores da Companhia recebem remuneração por sociedades controladas, portanto o valor da menor remuneração apresentada não considera os montantes divulgados no item 8.19 deste Formulário de Referência.	
31/12/2022	Os valores informados neste item correspondem a todas as parcelas de remuneração apresentadas no item 8.2. Valor da maior remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função para o Conselho de Administração, para o Conselho Fiscal, e para a Diretoria Estatutária. Valor da menor remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função para o Conselho de Administração, para o Conselho Fiscal, e para a Diretoria Estatutária. Ressalta-se que parte dos diretores da Companhia recebem remuneração por sociedades controladas, portanto o valor da menor remuneração apresentada não considera os montantes divulgados no item 8.19 deste Formulário de Referência.	

	Conselho de Administração	
	Observação	**Esclarecimento**
31/12/2024	Os valores informados neste item correspondem a todas as parcelas de remuneração apresentadas no item 8.2. Valor da maior remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função para o Conselho de Administração, para o Conselho Fiscal, e para a Diretoria Estatutária. Valor da menor remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função para o Conselho de Administração e para a Diretoria Estatutária, Valor da menor remuneração individual considera membro ativo por 5 meses no órgão Conselho Fiscal. Ressalta-se que parte dos diretores da Companhia recebem remuneração por sociedades controladas, portanto o valor da menor remuneração apresentada não considera os montantes divulgados no item 8.19 deste Formulário de Referência.	
31/12/2023	Os valores informados neste item correspondem a todas as parcelas de remuneração apresentadas no item 8.2. Valor da maior remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função para o Conselho de Administração, para o Conselho Fiscal, e para a Diretoria Estatutária. Valor da menor remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função para o Conselho de Administração e para a Diretoria Estatutária, Valor da menor remuneração individual considera membro ativo por 5 meses no órgão Conselho Fiscal. Ressalta-se que parte dos diretores da Companhia recebem remuneração por sociedades controladas, portanto o valor da menor remuneração apresentada não considera os montantes divulgados no item 8.19 deste Formulário de Referência.	
31/12/2022	Os valores informados neste item correspondem a todas as parcelas de remuneração apresentadas no item 8.2. Valor da maior remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função para o Conselho de Administração, para o Conselho Fiscal, e para a Diretoria Estatutária. Valor da menor remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função para o Conselho de Administração, para o Conselho Fiscal, e para a Diretoria Estatutária. Ressalta-se que parte dos diretores da Companhia recebem remuneração por sociedades controladas, portanto o valor da menor remuneração apresentada não considera os montantes divulgados no item 8.19 deste Formulário de Referência.	

	Conselho Fiscal	
	Observação	**Esclarecimento**
31/12/2024	Os valores informados neste item correspondem a todas as parcelas de remuneração apresentadas no item 8.2. Valor da maior remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função para o Conselho de Administração, para o Conselho Fiscal, e para a Diretoria Estatutária. Valor da menor remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função para o Conselho de Administração e para a Diretoria Estatutária, Valor da menor remuneração individual considera membro ativo por 5 meses no órgão Conselho Fiscal. Ressalta-se que parte dos diretores da Companhia recebem remuneração por sociedades controladas, portanto o valor da menor remuneração apresentada não considera os montantes divulgados no item 8.19 deste Formulário de Referência.	Valor da remuneração média individual no órgão Conselho Fiscal considera que houve troca do membro com maior remuneração mensal. Dessa forma, a maior remuneração mensal ficou dividida em dois indivíduos e não refletem na maior remuneração individual do exercício no órgão Conselho Fiscal correspondente a 12 meses.
31/12/2023	Os valores informados neste item correspondem a todas as parcelas de remuneração apresentadas no item 8.2. Valor da maior remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função para o Conselho de Administração, para o Conselho Fiscal, e para a Diretoria Estatutária. Valor da menor remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função para o Conselho de Administração e para a Diretoria Estatutária, Valor da menor remuneração individual considera membro ativo por 5 meses no órgão Conselho Fiscal. Ressalta-se que parte dos diretores da Companhia recebem remuneração por sociedades controladas, portanto o valor da menor remuneração apresentada não considera os montantes divulgados no item 8.19 deste Formulário de Referência.	Valor da remuneração média individual no órgão Conselho Fiscal considera que houve troca do membro com maior remuneração mensal. Dessa forma, a maior remuneração mensal ficou dividida em dois indivíduos e não refletem na maior remuneração individual do exercício no órgão Conselho Fiscal correspondente a 12 meses.
31/12/2022	Os valores informados neste item correspondem a todas as parcelas de remuneração apresentadas no item 8.2. Valor da maior remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função para o Conselho de Administração, para o Conselho Fiscal, e para a Diretoria Estatutária. Valor da menor remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função para o Conselho de Administração, para o Conselho Fiscal, e para a Diretoria Estatutária. Ressalta-se que parte dos diretores da Companhia recebem remuneração por sociedades controladas, portanto o valor da menor remuneração apresentada não considera os montantes divulgados no item 8.19 deste Formulário de Referência.	

8.16 Mecanismos de remuneração/indenização

8.16. Descrever arranjos contratuais, apólices de seguros ou outros instrumentos que estruturem mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria, indicando quais as consequências financeiras para o emissor

Tendo em vista que o plano de incentivo de longo prazo não prevê efetiva entrega de ações, este item não se aplica.

8.17 Percentual partes relacionadas na remuneração

8.17. Em relação aos 3 últimos exercícios sociais e à previsão para o exercício social corrente, indicar o percentual da remuneração total de cada órgão reconhecida no resultado do emissor referente a membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores, diretos ou indiretos, conforme definido pelas regras contábeis que tratam desse assunto

EXERCÍCIO DE 2022			
Órgão	**Conselho de Administração**	**Conselho Fiscal**	**Diretoria Estatutária**
Percentual da remuneração total	100%	100%	-

EXERCÍCIO DE 2023			
Órgão	**Conselho de Administração**	**Conselho Fiscal**	**Diretoria Estatutária**
Percentual da remuneração total	100%	100%	-

EXERCÍCIO DE 2024			
Órgão	**Conselho de Administração**	**Conselho Fiscal**	**Diretoria Estatutária**
Percentual da remuneração total	100%	100%	-

EXERCÍCIO DE 2025 (Previsto)			
Órgão	**Conselho de Administração**	**Conselho Fiscal**	**Diretoria Estatutária**
Percentual da remuneração total	100%	100%	-

8.18 Remuneração - Outras funções

8.18. Em relação aos 3 últimos exercícios sociais e à previsão para o exercício social corrente, indicar os valores reconhecidos no resultado do emissor como remuneração de membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal, agrupados por órgão, por qualquer razão que não a função que ocupam, como por exemplo, comissões e serviços de consultoria ou assessoria prestados

Não houve pagamento de qualquer remuneração, nos últimos três exercícios sociais, para membros do Conselho de Administração, do Conselho Fiscal ou da Diretoria por qualquer razão que não a função que ocupam na Companhia.

8.19 Remuneração reconhecida do controlador/controlada

8.19. Em relação aos 3 últimos exercícios sociais e à previsão para o exercício social corrente, indicar os valores reconhecidos no resultado de controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas do emissor, como remuneração de membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal do emissor, agrupados por órgão, especificando a que título tais valores foram atribuídos a tais indivíduos

(Valores em R$ / mil)

EXERCÍCIO DE 2022 (1) – DEMAIS REMUNERAÇÕES RECEBIDAS, ESPECIFICANDO A QUE TÍTULO FORAM ATRIBUÍDAS				
Órgão	**Conselho de Administração**	**Conselho Fiscal**	**Diretoria Estatutária**	**Total**
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	3.029	3.029
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

(1) Remuneração a título de honorário.

(Valores em R$ / mil)

EXERCÍCIO DE 2022 – REMUNERAÇÃO RECEBIDA EM FUNÇÃO DO EXERCÍCIO DO CARGO NO EMISSOR				
Órgão	**Conselho de Administração**	**Conselho Fiscal**	**Diretoria Estatutária**	**Total**
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

(Valores em R$ / mil)

EXERCÍCIO DE 2023 (1) – DEMAIS REMUNERAÇÕES RECEBIDAS, ESPECIFICANDO A QUE TÍTULO FORAM ATRIBUÍDAS				
Órgão	**Conselho de Administração**	**Conselho Fiscal**	**Diretoria Estatutária**	**Total**
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	3.964	3.964
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

(1) Remuneração a título de honorário.

(Valores em R$ / mil)

EXERCÍCIO DE 2023 – REMUNERAÇÃO RECEBIDA EM FUNÇÃO DO EXERCÍCIO DO CARGO NO EMISSOR				
Órgão	**Conselho de Administração**	**Conselho Fiscal**	**Diretoria Estatutária**	**Total**
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

(Valores em R$ / mil)

EXERCÍCIO DE 2024 (1) – DEMAIS REMUNERAÇÕES RECEBIDAS, ESPECIFICANDO A QUE TÍTULO FORAM ATRIBUÍDAS				
Órgão	**Conselho de Administração**	**Conselho Fiscal**	**Diretoria Estatutária**	**Total**
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	3.495	3.495
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

(1) Remuneração a título de honorário.

8.19 Remuneração reconhecida do controlador/controlada

(Valores em R$ / mil)

EXERCÍCIO DE 2024 – REMUNERAÇÃO RECEBIDA EM FUNÇÃO DO EXERCÍCIO DO CARGO NO EMISSOR				
Órgão	**Conselho de Administração**	**Conselho Fiscal**	**Diretoria Estatutária**	**Total**
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

(Valores em R$ / mil)

EXERCÍCIO DE 2025 (1) – DEMAIS REMUNERAÇÕES PREVISTAS, ESPECIFICANDO A QUE TÍTULO FORAM ATRIBUÍDAS				
Órgão	**Conselho de Administração**	**Conselho Fiscal**	**Diretoria Estatutária**	**Total**
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	3.573	3.573
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

(1) Remuneração a título de honorário.

(Valores em R$ / mil)

EXERCÍCIO DE 2025 – REMUNERAÇÃO PREVISTA EM FUNÇÃO DO EXERCÍCIO DO CARGO NO EMISSOR				
Órgão	**Conselho de Administração**	**Conselho Fiscal**	**Diretoria Estatutária**	**Total**
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

8.20 Outras informações relevantes

8.20. Fornecer outras informações que o emissor julgue relevante

O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados conforme detalhado nas planilhas abaixo em cada exercício social:

EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2024												
Mês	**Jan**	**Fev**	**Mar**	**Abr**	**Mai**	**Jun**	**Jul**	**Ago**	**Set**	**Out**	**Nov**	**Dez**
Conselho de Administração	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Conselho Fiscal	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Diretoria Estatutária	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8

EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2023												
Mês	**Jan**	**Fev**	**Mar**	**Abr**	**Mai**	**Jun**	**Jul**	**Ago**	**Set**	**Out**	**Nov**	**Dez**
Conselho de Administração	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Conselho Fiscal	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Diretoria Estatutária	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8

EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2022												
Mês	**Jan**	**Fev**	**Mar**	**Abr**	**Mai**	**Jun**	**Jul**	**Ago**	**Set**	**Out**	**Nov**	**Dez**
Conselho de Administração	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Conselho Fiscal	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Diretoria Estatutária	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8

9.1/9.2 Identificação e Remuneração

Código CVM do Auditor	**002879**	
Razão Social	**Tipo Auditor**	**CPF/CNPJ**
PRICEWATERHOUSECOOPERS AUDITORES INDEPENDENTES LTDA	Juridica	61.562.112/0001-20
Data de contratação do serviço	**Data de início da prestação de serviço**	
01/04/2022	01/01/2022	

Descrição dos serviços prestados
Auditoria das Demonstrações Financeiras anuais societárias, revisão limitada das informações trimestrais societárias e auditoria das demonstrações financeiras anuais regulatórias para o exercício findo em 31/12/2024.
Montante total da remuneração dos auditores independentes, segregada por serviços, no último exercício social
O montante total da remuneração dos auditores independentes foi de R$ 5.174 mil referentes à auditoria societária, revisões trimestrais e auditoria regulatória para o exercício findo em 31/12/2024 e R$ 655 mil referentes a outros serviços.
Justificativa da substituição
Não houve substituição dos auditores independentes.
Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa
Não houve substituição dos auditores independentes.

9.3 Independência e conflito de interesses dos auditores

9.3. Caso os auditores ou pessoas a eles ligadas, segundo as normas de independência do Conselho Federal de Contabilidade, tenham sido contratados pelo emissor ou pessoas de seu grupo econômico, para prestar outros serviços além da auditoria, descrever a política ou procedimentos adotados pelo emissor para evitar a existência de conflito de interesse, perda de independência ou objetividade de seus auditores independentes

As políticas da Companhia na contratação de serviços de auditores independentes buscam certificar que não haja conflito de interesses, perda de independência e de objetividade dos referidos prestadores de serviços. Para tanto, foram estabelecidos procedimentos específicos para a contratação desses serviços, dentre os quais: (i) a competência do Conselho Fiscal para opinar ao Conselho de Administração sobre a contratação, substituição e remuneração dos auditores independentes, assim como para manifestar-se sobre a contratação de auditores independentes para a prestação de outros serviços que não tenham sido objeto de pré-aprovação pelo Conselho de Administração; e (ii) a competência do Conselho de Administração para deliberar sobre a seleção ou destituição dos auditores externos da Companhia.

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

Referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, a PwC prestou, além dos serviços de auditoria das demonstrações financeiras societárias, regulatórias e de revisão das informações trimestrais, os seguintes serviços:

Natureza	Contratação	Duração
Asseguração de covenants financeiros	01/04/2022	Exercícios de 2022 a 2024
Serviços de compliance tributário - Escrituração Contábil-Fiscal (ECF)	01/04/2022	Exercícios de 2022 a 2024
Revisão da ECD Contábil do ano calendário	01/04/2022	Exercícios de 2022 a 2026
Serviços de Benchmarking para dados de capital humano	20/06/2022	24 meses
Auditoria do RCP (Relatório de Controle Patrimonial)	01/04/2022	Exercícios de 2022 a 2026

Contratamos um total de R$ 655 mil referentes aos serviços descritos acima, o que equivale a cerca de 13% dos honorários de auditoria externa das demonstrações financeiras societárias, regulatórias e de revisão das informações trimestrais referentes ao exercício social de 2024 da Companhia e suas controladas.

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

Conforme previsto pela Resolução CVM 162/22, 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.

9.4 Outras informações relevantes

9.4. Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Todas as informações sobre os auditores independentes da Companhia foram divulgadas nos itens 9.1 a 9.3 deste Formulário de Referência.

10.1A Descrição dos recursos humanos

Quantidade de empregados por declaração de gênero

	Feminino	Masculino	Não binário	Outros	Prefere não responder
Liderança	230	723	0	0	0
Não-liderança	3201	12089	0	0	0
TOTAL = 16.243	**3431**	**12812**	**0**	**0**	**0**

Quantidade de empregados por declaração de cor ou raça

	Amarelo	Branco	Preto	Pardo	Indígena	Outros	Prefere não responder
Liderança	27	740	28	148	3	0	7
Não-liderança	190	9424	1237	4238	41	0	160
TOTAL = 16.243	**217**	**10164**	**1265**	**4386**	**44**	**0**	**167**

Quantidade de empregados por posição e faixa etária

	Abaixo de 30 anos	De 30 a 50 anos	Acima de 50 anos
Liderança	40	755	158
Não-liderança	3480	10354	1456
TOTAL = 16.243	**3520**	**11109**	**1614**

Quantidade de empregados - Pessoas com Deficiência

	Pessoa com Deficiência	Pessoa sem Deficiência	Prefere não responder
Liderança	15	938	0
Não-liderança	700	14590	0
TOTAL = 16.243	**715**	**15528**	**0**

Quantidade de empregados por posição e localização geográfica

	Norte	Nordeste	Centro-Oeste	Sudeste	Sul	Exterior
Liderança	0	3	1	740	209	0
Não-liderança	0	22	9	10871	4388	0
TOTAL = 16.243	**0**	**25**	**10**	**11611**	**4597**	**0**

Quantidade de empregados por localização geográfica e declaração de gênero

	Feminino	Masculino	Não binário	Outros	Prefere não responder
Norte	0	0	0	0	0
Nordeste	2	23	0	0	0
Centro-Oeste	1	9	0	0	0
Sudeste	2718	8893	0	0	0
Sul	710	3887	0	0	0
Exterior	0	0	0	0	0
TOTAL = 16.243	**3431**	**12812**	**0**	**0**	**0**

Quantidade de empregados por localização geográfica e declaração de cor ou raça

	Amarelo	Branco	Preto	Pardo	Indígena	Outros	Prefere não responder
Norte	0	0	0	0	0	0	0
Nordeste	0	9	5	11	0	0	0
Centro-Oeste	0	5	0	5	0	0	0
Sudeste	204	6687	1011	3546	30	0	133
Sul	13	3463	249	824	14	0	34
Exterior	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL = 16.243	**217**	**10164**	**1265**	**4386**	**44**	**0**	**167**

Quantidade de empregados por localização geográfica e faixa etária

	Abaixo de 30 anos	De 30 a 50 anos	Acima de 50 anos
Norte	0	0	0
Nordeste	2	20	3
Centro-Oeste	0	8	2
Sudeste	2738	7685	1188
Sul	780	3396	421
Exterior	0	0	0
TOTAL = 16.243	**3520**	**11109**	**1614**

10.1 Descrição dos recursos humanos

10. Recursos humanos
10.1 Descrever os recursos humanos do emissor, fornecendo as seguintes informações:

a. número de empregados, total e por grupos, com base na atividade desempenhada, na localização geográfica e em indicadores de diversidade, que, dentro de cada nível hierárquico do emissor, abranjam:

i. Identidade autodeclarada de gênero:

Tipo	Feminino	Masculino	Não binário	Outros	Prefere não responder
Liderança	230	723	-	-	-
Não-liderança	3.201	12.089	-	-	-
Total	**3.431**	**12.812**	**-**	**-**	**-**

ii. Identidade autodeclarada de cor ou raça:

Tipo	Amarelo	Branco	Preto	Pardo	Indígena	Outros	Prefere não responder
Liderança	27	740	28	148	3	-	7
Não-liderança	190	9.424	1.237	4.238	41	-	160
Total	**217**	**10.164**	**1.265**	**4.386**	**44**	**-**	**167**

iii. Faixa etária:

Tipo	Abaixo de 30 anos	De 30 a 50 anos	Acima de 50 anos
Liderança	40	755	158
Não-liderança	3.480	10.354	1.456
Total	**3.520**	**11.109**	**1.614**

iv. Pessoas com deficiência, nos termos da legislação aplicável:

Tipo	Pessoas com Deficiência	Pessoas sem Deficiência	Prefere não responder
Liderança	15	938	-
Não-liderança	700	14.590	-
Total	**715**	**15.528**	**-**

v. Outros indicadores de diversidade que o emissor entenda relevantes:

Quantidade de empregados por posição e localização geográfica:

Tipo	Norte	Nordeste	Centro-Oeste	Sudeste	Sul	Exterior
Liderança	-	3	1	740	209	-
Não-liderança	-	22	9	10.871	4.388	-
Total	**-**	**25**	**10**	**11.611**	**4.597**	**-**

10.1 Descrição dos recursos humanos

Quantidade de empregados por localização geográfica e gênero:

Região	Feminino	Masculino	Não binário	Outros	Prefere não responder
Norte	-	-	-	-	-
Nordeste	2	23	-	-	-
Centro-Oeste	1	9	-	-	-
Sudeste	2.718	8.893	-	-	-
Sul	710	3.887	-	-	-
Exterior	-	-	-	-	-
Total	**3.431**	**12.812**	**-**	**-**	**-**

Quantidade de empregados por localização geográfica e cor ou raça:

Região	Amarelo	Branco	Preto	Pardo	Indígenas	Outros	Prefere não responder
Norte	-	-	-	-	-	-	-
Nordeste	-	9	5	11	-	-	-
Centro-Oeste	-	5	-	5	-	-	-
Sudeste	204	6.687	1.011	3.546	30	-	133
Sul	13	3.463	249	824	14	-	34
Exterior	-	-	-	-	-	-	-
Total	**217**	**10.164**	**1.265**	**4.386**	**44**	**-**	**167**

Quantidade de empregados por localização geográfica e faixa etária:

Região	Abaixo de 30 anos	De 30 a 50 anos	Acima de 50 anos
Norte	-	-	-
Nordeste	2	20	3
Centro-Oeste	-	8	2
Sudeste	2.738	7.685	1.188
Sul	780	3.396	421
Exterior	-	-	-
Total	**3.520**	**11.109**	**1.614**

b. número de terceirizados (total e por grupos, com base na atividade desempenhada e na localização geográfica)

Nossas empresas terceirizam algumas atividades inerentes à concessão do serviço público de energia elétrica e outras atividades por meio de contrato de prestação de serviços medido em unidades por atividades. Não há, assim, controle das pessoas envolvidas e nem o controle quantitativo de homem/hora (Hh).

c. índice de rotatividade

O índice de rotatividade foi de 18,4% em 2024.

10.2 Alterações relevantes

10.2. Comentar qualquer alteração relevante ocorrida com relação aos números divulgados no item 10.1 acima

Não houve alterações relevantes em relação aos números divulgados no item anterior que não estejam alinhados com a forma de condução dos negócios da Companhia.

10.3 Políticas e práticas de remuneração dos empregados

10.3. Descrever as políticas e práticas de remuneração dos empregados do emissor, informando:

a. política de salários e remuneração variável

Os salários são definidos conforme a avaliação dos cargos alinhados ao mercado conforme pesquisas salariais periódicas. Os aumentos salariais são de, no máximo, 15% ao ano e os aumentos por promoção (movimentação para cargo mais avaliado) são de, no máximo 25%. Ambos os processos não podem ocorrer em períodos inferiores a 12 meses. Exceções as regras são encaminhadas para aprovação do Diretor da área ou Vice-Presidente.

Em conformidade com a legislação e a política de remuneração da Companhia, os empregados são elegíveis ao programa de participação nos resultados. Os valores, indicadores e metas são estabelecidos em acordos coletivos de trabalho ("PLR") para cada companhia do Grupo. A renovação destes acordos de PLR seguem calendário específico considerando a vigência de cada acordo.

b. política de benefícios

Os benefícios oferecidos para nossos colaboradores estão alinhados às melhores práticas do mercado de trabalho, bem como a legislação trabalhista, e são eles:

- ✓ Assistência Médico-Hospitalar, titular e dependentes;
- ✓ Assistência Odontológica, titular e dependentes;
- ✓ Plano de Previdência Privada (exceto Centro de Serviços, CPFL Atende e CPFL Total);
- ✓ Participação nos Lucros e Resultados, conforme acordo coletivo de trabalho firmado em cada empresa com seus respectivos sindicatos;
- ✓ Auxílio Refeição e/ou Auxílio Alimentação;
- ✓ Auxílio Creche;
- ✓ Vale transporte e/ou Ônibus Fretado (fretado, localidades que possuem o serviço disponível);
- ✓ Seguro de Vida (100% Grupo CPFL);
- ✓ Cartão Corporativo (Diretores e Executivos);
- ✓ Homenagem por tempo de Serviço;
- ✓ Programas de Final de Ano (brinquedos e material escolar aos dependentes elegíveis);
- ✓ Vale Natal;
- ✓ Estacionamento na Sede e Regionais (dentro do limite de vagas disponíveis);
- ✓ Veículo – (Diretores acima);
- ✓ Check-Up Médico – (Gerentes acima);
- ✓ Campanha Anual de Vacinação Gripe;
- ✓ Gratificação de Férias (exceto CPFL Serviços, Centro de Serviços, CPFL Total e Authi);
- ✓ Política de Transferência;
- ✓ Requalificação Profissional (exceto CPFL Atende, Centro de Serviços, CPFL Total);
- ✓ Empréstimo Pessoal Consignado;
- ✓ Programas de Qualidade de Vida: Programa Fale Comigo (Apoio Psicossocial), Ginastica Laboral (maiores localidades), Programa Wellhub (rede academias e esportes abrangência nacional), Grupo de Corrida, Oficinas de Esporte (Sede Campinas), participação Jogos do Sesi, Campeonato Futsal (Sede Campinas), Caminhada Agita, celebração dia mundial combate ao sedentarismo (maiores localidades);

10.3 Políticas e práticas de remuneração dos empregados

c. características dos planos de remuneração baseados em ações dos empregados não-administradores, identificando (i) grupos de beneficiários; (ii) condições para exercício; (iii) preços de exercício; (iv) prazos de exercício; e (v) quantidade de ações comprometidas pelo plano

Não aplicável por não haver planos de remuneração baseado em ações dos empregados não administradores.

d. razão entre (i) a maior remuneração individual (considerando a composição da remuneração com todos os itens descritos no campo 8.2.d) reconhecida no resultado do emissor no último exercício social, incluindo a remuneração de administrador estatutário, se for o caso; e (ii) a mediana da remuneração individual dos empregados do emissor no Brasil, desconsiderando-se a maior remuneração individual, conforme reconhecida em seu resultado no último exercício social

A razão, no exercício social findo em 2024, entre a remuneração total anual do indivíduo mais bem pago da Companhia e a remuneração total anual mediana de todos os empregados é de 135,22 vezes.

(Valores em R$)

Maior Remuneração Individual	Mediana da Remuneração Individual	Razão entre as Remunerações
R$ 7.984.500,86	R$ 59.048,22	135,22 vezes
Esclarecimento		
n/a		

10.3(d) Políticas e práticas de remuneração dos empregados

Maior Remuneração Individual	Mediana da Remuneração Individual	Razão entre as Remunerações
7.984.500,86	59.048,22	135,22
Esclarecimento		

10.4 Relações entre emissor e sindicatos

10.4. Descrever as relações entre o emissor e sindicatos, indicando se houve paralisações e greves nos 3 últimos exercícios sociais

O grupo CPFL mantém relacionamento com 43 sindicatos, reconhecendo-os como os representantes legais e legítimos dos colaboradores para o encaminhamento de suas reivindicações.

Os instrumentos coletivos celebrados com essas entidades sindicais representam para a CPFL o instrumento fundamental a reger as relações de trabalho e suas disposições serão integralmente cumpridas no período de sua vigência.

O Grupo considera indispensável para o desenvolvimento saudável das relações com os Sindicatos, o permanente respeito mútuo entre as partes e a lisura nos procedimentos, garantindo total imparcialidade, seja qual for a entidade sindical. O Grupo acredita manter boas relações com os sindicatos que representam seus colaboradores, evidenciado pelo fato de não termos ocorrência de nenhuma greve que tenha afetado materialmente as operações do Grupo nos últimos 31 anos. Nos últimos 05 exercícios sociais tivemos mobilizações que foram deflagradas dentro de um processo natural de negociação, que não trouxeram prejuízos materiais para a Companhia nem comprometeram a essencialidade de sua prestação de serviço.

O Grupo garante aos seus colaboradores a livre associação sindical em conformidade com disposto no Artigo 8º da Constituição Federal.

Atualmente o Grupo possui instrumentos de acordo coletivo com os sindicatos abaixo listados:

1. STIEEC - Sindicato dos trabalhadores na indústria de energia elétrica de Campinas STIEEC - Sindicato dos trabalhadores na indústria de energia elétrica de Campinas;
2. SEESP - Sindicato dos engenheiros no estado de São Paulo;
3. SINTEC - Sindicato dos técnicos industriais de nível médio do estado de São Paulo;
4. SINDLUZ - Sindicato dos trabalhadores nos serviços de fiação, tração, luz e força de Araraquara;
5. SINDLUZ - Sindicato dos empregados na geração, transmissão e distribuição de eletricidade no município de Bauru;
6. SINDLUZ - Sindicato dos empregados na geração, transmissão e distribuição de eletricidade no município de Ribeirão Preto;
7. SINDLUZ - Sindicato dos empregados na geração, transmissão e distribuição de eletricidade no município de São José do Rio Preto;
8. SINTIUS - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias urbanas de Santos, Baixada Santista, Litoral Sul e Vale do Ribeira;
9. STIEESP - Sindicato dos trabalhadores na indústria de energia elétrica de São Paulo;
10. SINDIPAUC (STIEHI) - Sindicato dos trabalhadores na indústria de energia hidroelétrica de Ipaussu;
11. SINDERGEL - Sindicato dos empregados nas empresas de geração, transmissão e distribuição de eletricidade no município de Mococa;
12. SINDSUL - Sindicato dos eletricitários do sul de Minas Gerais;
13. SENERGISUL - Sindicato dos assalariados ativos, aposentados e pensionistas, nas empresas geradoras, ou transmissoras, ou distribuidoras ou afins de energia elétrica no estado do Rio Grande do Sul, e assistidos por fundações de seguridade privadas, originadas no setor elétrico;
14. SENGE - Sindicato dos engenheiros no Rio Grande do Sul;
15. SINTEC RS - Sindicato dos técnicos industriais de nível médio do estado do Rio Grande do Sul;
16. SEAAC - Sindicato dos empregados e empresas de assessoramento de Campinas;
17. SEMAPI – RS - Sindicato dos Empregados em Empresas de assessoramento, perícias, informações e pesquisas e de Fundações Estaduais;

10.4 Relações entre emissor e sindicatos

18. SINTETEL - Sindicato dos trabalhadores nas empresas de telecomunicações operadoras de mesas telefônicas do estado de São Paulo;
19. SCONTMOC - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Mococa e região;
20. STICMS - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Salto e região;
21. STCOMCIR - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Itapetininga e região;
22. SCOTRUCA - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Bauru e região;
23. SITRACOM - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Marília e região;
24. SINDSOR - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Sorocaba e região;
25. STCOMBTU - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Botucatu e região;
26. SINTICOM - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Campinas e região;
27. STICM - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Jundiaí e região;
28. STICOMPI- Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Piracicaba e região;
29. CTFRANCA - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Franca e região;
30. CTJAU - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Jaú;
31. CTPiraju - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Piraju;
32. CTRibeirão - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Ribeirão Preto;
33. CtRIoPRe - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de São José do Rio Preto;
34. SINDARAC - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Araçatuba e região;
35. STICMA - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Araraquara e região;
36. STRICOMO - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Ourinhos e região;
37. FETICOM – Federação dos trabalhadores da construção e do mobiliário do estado de São Paulo;
38. FSCM – Federação dos trabalhadores na indústria da construção, do mobiliário, e da madeira da CUT do estado de São Paulo;
39. CTITAPEV - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias da construção e do mobiliário de Itapevi;
40. SITRACOV – Sindicato dos Trabalhadores e Condutores de Veículos Rodoviários de Santa Maria – RS;
41. SENALBA - Sindicato dos empregados em entidades culturais, recreativas, de assistência social, de orientação e formação profissional no estado de São Paulo;

10.4 Relações entre emissor e sindicatos

42. SINDELETRO - Sindicato dos Eletricitários do Ceará;
43. SINTERN – Sindicato dos Eletricitários do Rio Grande do Norte.

10.5 Outras informações relevantes

10.5. Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

A Companhia esclarece que não possui política específica acerca das atividades do departamento de recursos humanos.

Todas as informações sobre recursos humanos foram divulgadas nos itens 10.1 a 10.4 deste Formulário de Referência.

11.1 Regras, políticas e práticas

11. Transações com partes relacionadas

11.1 Descrever as regras, políticas e práticas do emissor quanto à realização de transações com partes relacionadas, conforme definidas pelas regras contábeis que tratam desse assunto, indicando, quando houver uma política formal adotada pelo emissor, o órgão responsável por sua aprovação, data da aprovação e, caso o emissor divulgue a política, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado:

O CPC 05 (R1) Partes Relacionadas – Pronunciamento Técnico do Comitê de Pronunciamentos Contábeis, aprovado pela Deliberação CVM nº 94/22, é a regra contábil que trata das divulgações necessárias sobre Partes Relacionadas nas notas explicativas às demonstrações financeiras. Adicionalmente, em atendimento a regras da CVM, a CPFL Energia deve divulgar ao mercado informações sobre os contratos celebrados com partes relacionadas que ultrapassem o limite estabelecido pelo Regulamento.

A Companhia realiza transações com partes relacionadas durante o curso normal de suas operações e atividades. Essas operações se enquadram principalmente nas seguintes categorias:

- **Compra e venda de energia e encargos**: Refere-se a energia elétrica comprada ou vendida por subsidiárias de distribuição, comercialização e geração por meio de contratos de curto ou longo prazo e TUSD. Tais operações, quando realizadas no Mercado Livre, são realizadas em condições que consideramos semelhantes às condições de mercado no momento da negociação, de acordo com políticas internas previamente estabelecidas por nossa administração. Quando realizadas no Mercado Regulado, os preços praticados são definidos através de mecanismos estabelecidos pela autoridade reguladora.
- **Ativos intangíveis, Imobilizado, Materiais e Serviço**: Refere-se a compra de equipamentos, cabos e outros materiais para uso em atividades de distribuição e geração e contratação de serviços como consultoria de construção e tecnologia da informação. Previamente a realização de tais transações, é obtida a cotação de, no mínimo, três empresas, para garantir que os preços, prazos e demais condições comerciais são aquelas praticadas em mercado. É também analisada a viabilidade financeira de cada operação em comparação às operações semelhantes no mercado, verificando-se, portanto, a comutatividade das operações.
- **Outras operações financeiras:** Referem-se principalmente à emissão de debêntures/mútuos realizadas entre as empresas do Grupo.

Em atendimento aos requerimentos acima estabelecidos e preservando seu compromisso com a defesa e a criação de valor em sintonia com as melhores práticas de governança corporativa, a Companhia possui mecanismos internos para acompanhamento e controle das transações envolvendo Partes Relacionadas, bem como uma política formalizada que rege tais transações aprovada pela 461ª Reunião do Conselho de Administração em 16/12/2021, tendo entrado em vigor em 17/12/2021. Essa política pode ser acessada no site: https://ri.cpfl.com.br/Download.aspx?Arquivo=OAeKxwd7rvdHLP+FWobJZg==&IdCanal=QaOjWSkrceEfQT28iDpzLQ==&linguagem=pt.

O Estatuto Social da Companhia prevê, em seu Art. 16 alínea "n", que está sujeita à aprovação do Conselho de Administração a celebração de contratos pela Companhia com acionistas ou com pessoas por eles controladas ou a eles coligadas ou relacionadas, direta ou indiretamente, de valor superior a R$ 18.253.566,75.

Para assessorar o Conselho de Administração em assuntos relacionados à Companhia, às suas subsidiárias e afiliadas, foi criado o Comitê de Partes Relacionadas, órgão consultivo composto por três membros, dos quais dois membros são considerados independentes. O Comitê deve se reunir sempre que houver necessidade de análise e opinião sobre as matérias de sua competência.

Compete ao Comitê de Partes Relacionadas assessorar o Conselho de Administração nos seguintes temas que envolvem transações com partes relacionadas:

(i) Avaliação do processo de seleção de fornecedores e prestadores de serviços para realização de obras, aquisição de insumos e de serviços;

(ii) Avaliação do processo de fechamento de contrato(s) de compra e/ou venda de energia; e

(iii) Exame e avaliação de outras operações.

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
Instituto CPFL	31/12/2024	5.115.446,89	0	5.115.446,89	Indefinido	N/A
Relação com o emissor	Entidades de terceiro setor					
Objeto contrato	Prestação de serviços intermediários de apoio a entidades privadas, a outras organizações sem fins lucrativos e a órgãos do setor público que atuem em áreas afins, no desenvolvimento de projetos, programas, ou qualquer tipo de ação que vise a promoção cultural, musical, esportiva e de impacto social em comunidades de interesse					
Garantia e seguros	N/A					
Rescisão ou extinção	N/A					
Natureza e razão para a operação	Prestação de Serviços					
Posição contratual do emissor	Devedor					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
State Grid Brazil Power Participações S.A.	12/06/2020	2.380.000.000,00	2.485.694.261,66	2.485.694.261,66	10/06/2028	CDI + 1,1% a.a.
Relação com o emissor	Controladora					
Objeto contrato	Contrato de Mútuo com as controladas CPFL Renováveis e CPFL Brasi					
Garantia e seguros	N/A					
Rescisão ou extinção	N/A					
Natureza e razão para a operação	Capital de Giro					
Posição contratual do emissor	Devedor					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
State Grid Brazil Power Participações S.A.	22/12/2022	1.500.000.000,00	1.507.938.288,77	1.507.938.288,77	12/12/2026	CDI + 1,2% a.a.
Relação com o emissor	Controladora					
Objeto contrato	A subscrição e integralização, pela State Grid Brazil Power Participações S.A., de: (i) 1.120.000 debêntures simples, não conversíveis em ações, em série única, da espécie quirografária, com garantia adicional fidejussória, objeto de distribuição pública com esforços restritos, da 12ª emissão da CPFL Paulista (“Debêntures CPFL Paulista”); e (ii) 380.000 debêntures simples, não conversíveis em ações, em série única, da espécie quirografária, com garantia adicional fidejussória, objeto de distribuição pública com esforços restritos, da 14ª emissão da RGE (“Debêntures RGE” e, em conjunto com as Debêntures CPFL Paulista, as “Debêntures”)					
Garantia e seguros	N/A					
Rescisão ou extinção	N/A					
Natureza e razão para a operação	As Debêntures foram objeto de ofertas públicas com esforços restritos de distribuição, nos termos da Lei nº 6.385/76 e da Instrução CVM nº 476/09 (“Ofertas Públicas”). Os recursos obtidos pela CPFL Paulista e pela RGE com as Debêntures serão utilizados para refinanciamento de endividamento da CPFL Paulista e da RGE, conforme aplicável, e para reforço de seus respectivos capitais de giro.					
Posição contratual do emissor	Devedor					

11.2 Itens 'n.' e 'o.'

n. medidas tomadas para tratar dos conflitos de interesses

A Política de Partes Relacionadas da Companhia institui os procedimentos a serem observados pelo Grupo CPFL, assim como pelos seus funcionários, administradores e acionistas em situações em que haja potencial conflito de interesses, assegurando a primazia dos interesses da Companhia.

Adicionalmente, a ANEEL promove mecanismos que asseguram que as operações entre partes relacionadas que envolvam concessionárias, permissionárias ou autorizadas de energia elétrica, sejam realizadas sem inibir a concorrência e em condições estritamente comutativas, bem como estabelece regras gerais para a contratação entre partes relacionadas.

Destaca-se que os contratos entre partes relacionadas, nos quais pelo menos uma das partes é regulada pela ANEEL, são remetidos para a devida anuência da ANEEL. Todo este processo administrativo é público, sendo os respectivos despachos publicados no Diário Oficial de forma a comprovar que as operações atenderam à integralidade da Resolução Normativa ANEEL nº 948, de 16 de novembro de 2021, evidenciando estarem sendo realizadas em acordo com as condições de mercado, garantida a comutatividade econômica e financeira.

Mútuos, prestação de serviços e emissões de debêntures

A Companhia adotou suas práticas de governança corporativa padrão e seguiu rigorosamente as diretrizes estabelecidas pela Lei das S.A., pela ANEEL, bem como sua Política de Transações com Partes Relacionadas, seu Código de Conduta e Ética e demais normas internas aplicáveis. Todas as operações de mútuos, prestações de serviços e emissões de debêntures foram conduzidas com o objetivo de assegurar o melhor interesse da Companhia, com total transparência e em conformidade com a legislação vigente.

Essas operações foram formalizadas por instrumentos escritos, informando os valores envolvidos, os prazos, as condições financeiras, além dos direitos e responsabilidades das partes, garantindo rastreabilidade e segurança jurídica.

Adicionalmente, cada operação foi previamente analisada pela Diretoria de Governança Corporativa e submetida à aprovação dos órgãos competentes da Companhia, conforme previsto no Estatuto Social e nas políticas internas. Sempre que potencialmente presentes, eventuais conflitos de interesse são avaliados com rigor. Os administradores em situação de impedimento devem se declarar como tal e se abster de participar das deliberações, sendo esse procedimento devidamente registrado em ata. Quando necessário, o Comitê de Partes Relacionadas também é acionado para avaliar a legitimidade e a comutatividade das transações.

No caso das operações em questão, não foram identificados conflitos de interesse, razão pela qual não se fizeram necessárias medidas adicionais nesse sentido.

Por fim, a Companhia reforça que todas as operações foram conduzidas com base em análises técnicas, respaldo jurídico e societário, observando integralmente suas políticas internas e aprovadas pelos órgãos competentes, em linha com os princípios de ética, governança e transparência que norteiam sua atuação.

o. demonstração do caráter estritamente comutativo das condições pactuadas ou o pagamento compensatório adequado

As transações realizadas pela Companhia com partes relacionadas foram conduzidas em condições estritamente comutativas, ou, quando aplicável, mediante pagamento compensatório adequado, em conformidade com sua Política de Transações com Partes Relacionadas, Código de Conduta e Ética, normas internas e toda a legislação aplicável, incluindo as diretrizes da ANEEL e as melhores práticas de governança corporativa.

Essas operações foram celebradas a preços, prazos, taxas e condições compatíveis com os praticados no mercado para transações de mesma natureza e complexidade, ou com base em parâmetros previamente adotados pela Companhia em negociações com terceiros independentes, sempre observando a legislação e regulamentação vigentes. Todas passaram pelos processos de análise, aprovação e deliberação exigidos pelos órgãos internos competentes, em conformidade com o Estatuto Social e demais políticas aplicáveis.

Mútuos, prestação de serviços e emissões de debêntures

Para garantir a comutatividade das operações, foram consideradas, na definição das condições econômicas e contratuais — como taxas, prazos, garantias, preços e obrigações —, análises comparativas de mercado, alinhadas às práticas usuais adotadas em transações entre partes independentes.

11.2 Itens 'n.' e 'o.'

No caso específico do mútuo firmado com a State Grid Brazil Power Participações S.A., a taxa de juros acordada (CDI + 1,1% a.a.) reflete as condições de mercado à época, compatível com o custo de captação das partes envolvidas. A operação foi formalizada com cláusulas de garantias, penalidades e demais obrigações contratuais, assegurando sua natureza comutativa.

Da mesma forma, as prestações de serviços foram contratadas com valores, prazos e condições econômicas compatíveis com as praticadas no mercado, considerando serviços de mesma natureza, escopo e complexidade, em alinhamento às práticas usuais e aos parâmetros aplicáveis em operações equivalentes entre partes independentes.

Quanto às emissões de debêntures pelas controladas CPFL Paulista e RGE, foram ofertadas à investidores no contexto de oferta pública, sendo que a controladora do Grupo CPFL, a State Grid Brazil Power Participações S.A., adquiriu parte dessas debentures em condições idênticas ao mercado. As escrituras de emissão foram estruturadas em conjunto com instituições financeiras do sistema de distribuição de valores mobiliários (Banco Santander, Bradesco BBI e Itaú BBA) e seguiram os procedimentos usuais de mercado, incluindo o processo de bookbuilding. A participação da SGBP correspondeu a 35,1% das debêntures da CPFL Paulista e 34,9% das da RGE, tendo sido previamente analisada e aprovada pelo Comitê de Partes Relacionadas da Companhia, que concluiu pela legitimidade, adequação e comutatividade da operação.

Todas as operações foram formalizadas por meio de instrumentos contratuais, contendo a descrição do objeto, valores, prazos, responsabilidades e condições financeiras, além de terem sido submetidas à aprovação dos órgãos internos competentes e, quando aplicável, à anuência da ANEEL.

Por fim, a Companhia reafirma que todas as transações com partes relacionadas foram conduzidas com base em análises técnicas criteriosas, em estrita conformidade com seus princípios de ética, legalidade, transparência e equidade, assegurando sua plena aderência às normas internas e externas aplicáveis, bem como às melhores práticas de governança corporativa.

11.3. Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Abaixo encontram-se informações a respeito das transações que, pelo critério de relevância e segundo as normas contábeis, não são individualizadas nas Demonstrações Financeiras da Companhia:

(**Valores em R$ / mil**)

	Consolidado							
	Ativo		Passivo		Receita		Despesa	
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023	2024	2023	2024	2023
Compra e Venda de Energia e Encargos								
Entidade sob controle comum	-	-	-	25	1.314	308	410.890	411.947
Empreendimentos controlados em conjunto e Outros (CPFL Energia Consolidado)	-	-	104.378	94.211	474	601	965.058	957.628
Intangível, Imobilizado, Materiais e Prestação de Serviços								
Entidade sob o controle comum	15.355	12.567	702	11.639	-	12.618	96.285	9.153
Empreendimentos controlados em conjunto (CPFL Energia Consolidado)	250	98	-	-	6.614	5.518	-	46
Dividendos e Juros Sobre o Capital Próprio								
Empreendimentos controlados em conjunto (CPFL Energia Consolidado)	19.022	7.502	-	-	-	-	-	-

12.1 Informações sobre o capital social

Tipo Capital	Capital Emitido	
Data da autorização ou aprovação	**Prazo de integralização**	**Valor do capital**
27/06/2019	Não aplicável	9.435.625.759,75
Quantidade de ações ordinárias	**Quantidade de ações preferenciais**	**Quantidade total de ações**
1.152.254.440	0	1.152.254.440

Tipo Capital	Capital Subscrito	
Data da autorização ou aprovação	**Prazo de integralização**	**Valor do capital**
27/06/2019	Não aplicável	9.435.625.759,75
Quantidade de ações ordinárias	**Quantidade de ações preferenciais**	**Quantidade total de ações**
1.152.254.440	0	1.152.254.440

Tipo Capital	Capital Integralizado	
Data da autorização ou aprovação	**Prazo de integralização**	**Valor do capital**
28/04/2006	Não aplicável	9.435.625.759,75
Quantidade de ações ordinárias	**Quantidade de ações preferenciais**	**Quantidade total de ações**
1.152.254.440	0	1.152.254.440

Tipo Capital	Capital Autorizado	
Data da autorização ou aprovação	**Prazo de integralização**	**Valor do capital**
30/04/2021	Não aplicável	0,00
Quantidade de ações ordinárias	**Quantidade de ações preferenciais**	**Quantidade total de ações**
365.660.306	0	365.660.306

12.2 Emissores estrangeiros - Direitos e regras

12.2. Emissores estrangeiros devem descrever os direitos de cada classe e espécie de ação emitida e as regras de seu país de origem e do país em que as ações estejam custodiadas no tocante a:

a) direito a dividendos;

b) direito de voto;

c) conversibilidade em outra classe ou espécie de ação, indicando:

i. condições

ii. efeitos sobre o capital social

d) direitos no reembolso de capital;

e) direito a participação em oferta pública por alienação de controle;

f) restrições à circulação;

g) condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários;

h) possibilidade de resgate de ações, indicando:

i. hipóteses de resgate

ii. fórmula de cálculo do valor de resgate

i) hipóteses de cancelamento de registro, bem como os direitos dos titulares de valores mobiliários nessa situação;

j) hipóteses em que os titulares de valores mobiliários terão direito de preferência na subscrição de ações, valores mobiliários lastreados em ações ou valores mobiliários conversíveis em ações, bem como das respectivas condições para o exercício desse direito, ou das hipóteses em que esse direito não é garantido, caso aplicável;

k) outras características relevantes

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia possui sede no Brasil e seus valores mobiliários encontram-se custodiados no país.

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui outros valores mobiliários emitidos no Brasil que não sejam ações e que não tenham vencido ou sido resgatados.

12.4 Número de titulares de valores mobiliários

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui outros valores mobiliários emitidos no Brasil que não sejam ações e que não tenham vencido ou sido resgatados.

12.5 Mercados de negociação no Brasil

12.5. Indicar os mercados brasileiros nos quais valores mobiliários do emissor são admitidos à negociação

As ações ordinárias (CPFE3) da CPFL Energia são admitidas à negociação na B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão sob o código "CPFE3".

12.6 Negociação em mercados estrangeiros

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui mais valores mobiliários admitidos à negociação em mercados estrangeiros.

12.7 Títulos emitidos no exterior

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não aplicável, tendo em vista que não houve títulos emitidos no exterior nos últimos três exercícios sociais pela Companhia.

12.8 Destinação de recursos de ofertas públicas

12.8. Caso o emissor tenha feito oferta pública de distribuição de valores mobiliários nos últimos 3 exercícios sociais, indicar:

a. como os recursos resultantes da oferta foram utilizados

Não aplicável, visto que não houve ofertas públicas de distribuição de valores mobiliários da Companhia nos últimos 3 exercícios sociais.

b. se houve desvios relevantes entre a aplicação efetiva dos recursos e as propostas de aplicação divulgadas nos prospectos da respectiva distribuição

Não aplicável.

c. caso tenha havido desvios, as razões para tais desvios

Não aplicável.

12.9 Outras informações relevantes

12.9. Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Não há outras informações relevantes com relação a este item 12.

13.1 Identificação dos Responsáveis pelo Conteúdo do FRE

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário	Cargo do responsável	Status	Justificativa
Gustavo Estrella	Diretor Presidente	Registrado	
Kedi Wang	Diretor de Relações com Investidores	Registrado	

13.1 Declaração do diretor presidente

13. Identificação das pessoas responsáveis pelo conteúdo do formulário
13.1. Declaração individual do Presidente

GUSTAVO ESTRELLA, brasileiro, casado, administrador, portador da cédula de identidade RG nº 8.806.922, expedido pela SSP/SP, inscrito no CPF/MF sob o nº 037.234.097-09, com escritório localizado na Rua Jorge de Figueiredo Corrêa, nº 1.632, parte, Jardim Professora Tarcília, CEP 13087-397, Campinas, Estado de São Paulo, Brasil, na qualidade de Diretor Presidente da CPFL Energia S.A., sociedade por ações com registro de capital aberto na categoria "A" perante a CVM, com sede na Cidade de Campinas, Estado de São Paulo, na Rua Jorge Figueiredo Corrêa, nº 1.632, parte, Jardim Professora Tarcília, CEP 13087-397, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 02.429.144/0001-93 atesta que:

(a) reviu o formulário de referência;

(b) todas as informações contidas no formulário de referência atendem ao disposto na Resolução CVM nº 80, em especial aos artigos. 15 a 20; e

(c) as informações nele contidas retratam de modo verdadeiro, preciso e completo as atividades do emissor e dos riscos inerentes às suas atividades.

DocuSigned by:
Gustavo Estrella
116A913385C8476...

Gustavo Estrella
Diretor Presidente

13.1 Declaração do diretor de relações com investidores

13.1. Declaração individual do Diretor de Relações com Investidores

KEDI WANG, chinesa, casada, contadora, portadora da cédula de identidade RNE nº B1880596 (CGPI/DIREX/DPF), inscrita no CPF/MF sob o nº 050.180.008-56, com escritório localizado na Rua Jorge de Figueiredo Corrêa, nº 1.632, parte, Jardim Professora Tarcília, CEP 13087-397, Campinas, Estado de São Paulo, Brasil, na qualidade de Diretora Vice-Presidente Financeira e de Relações com Investidores da CPFL Energia S.A., sociedade por ações com registro de capital aberto na categoria "A" perante a CVM, com sede na Cidade de Campinas, Estado de São Paulo, na Rua Jorge Figueiredo Corrêa, nº 1.632, parte, Jardim Professora Tarcília, CEP 13087-397, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 02.429.144/0001-93 atesta que:

(a) reviu o formulário de referência;

(b) todas as informações contidas no formulário de referência atendem ao disposto na Resolução CVM nº 80, em especial aos artigos 15 a 20; e

(c) as informações nele contidas retratam de modo verdadeiro, preciso e completo as atividades do emissor e dos riscos inerentes às suas atividades.

Signed by:
Kedi Wang
163BEB46F67A478...

Kedi Wang
Diretora Vice-Presidente Financeira e de
Relações com Investidores

13.2 Identificação dos Responsáveis pelo Conteúdo do FRE, em caso de alteração dos Responsáveis após a Entrega Anual

Documento não preenchido.