

Índice

1. Atividades do emissor	
1.1 Histórico do emissor	1
1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas	4
1.3 Informações relacionadas aos segmentos operacionais	6
1.4 Produção/Comercialização/Mercados	7
1.5 Principais clientes	23
1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal	24
1.7 Receitas relevantes no país sede do emissor e no exterior	25
1.8 Efeitos relevantes de regulação estrangeira	26
1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)	27
1.10 Informações de sociedade de economia mista	31
1.11 Aquisição ou alienação de ativo relevante	32
1.12 Operações societárias/Aumento ou redução de capital	33
1.13 Acordos de acionistas	37
1.14 Alterações significativas na condução dos negócios	38
1.15 Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas	39
1.16 Outras informações relevantes	40
2. Comentário dos diretores	
2.1 Condições financeiras e patrimoniais	47
2.2 Resultados operacional e financeiro	55
2.3 Mudanças nas práticas contábeis/Opiniões modificadas e ênfases	58
2.4 Efeitos relevantes nas DFs	59
2.5 Medições não contábeis	60
2.6 Eventos subsequentes as DFs	61
2.7 Destinação de resultados	62
2.8 Itens relevantes não evidenciados nas DFs	64
2.9 Comentários sobre itens não evidenciados	65
2.10 Planos de negócios	66
2.11 Outros fatores que influenciaram de maneira relevantes o desempenho operacional	68
3. Projeções	
3.1 Projeções divulgadas e premissas	69
3.2 Acompanhamento das projeções	70

Índice

4. Fatores de risco	
4.1 Descrição dos fatores de risco	71
4.2 Indicação dos 5 (cinco) principais fatores de risco	89
4.3 Descrição dos principais riscos de mercado	90
4.4 Processos não sigilosos relevantes	92
4.5 Valor total provisionado dos processos não sigilosos relevantes	103
4.6 Processos sigilosos relevantes	104
4.7 Outras contingências relevantes	105
5. Política de gerenciamento de riscos e controles internos	
5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado	106
5.2 Descrição dos controles internos	107
5.3 Programa de integridade	108
5.4 Alterações significativas	112
5.5 Outras informações relevantes	113
6. Controle e grupo econômico	
6.1/2 Posição acionária	114
6.3 Distribuição de capital	126
6.4 Participação em sociedades	127
6.5 Organograma dos acionistas e do grupo econômico	128
6.6 Outras informações relevantes	129
7. Assembleia geral e administração	
7.1 Principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal	130
7.1D Descrição das principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal	132
7.2 Informações relacionadas ao conselho de administração	133
7.3 Composição e experiências profissionais da administração e do conselho fiscal	134
7.4 Composição dos comitês	138
7.5 Relações familiares	139
7.6 Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle	140
7.7 Acordos/seguros de administradores	141
7.8 Outras informações relevantes	142
8. Remuneração dos administradores	
8.1 Política ou prática de remuneração	143

Índice

8.2 Remuneração total por órgão	145
8.3 Remuneração variável	149
8.4 Plano de remuneração baseado em ações	150
8.5 Remuneração baseada em ações (Opções de compra de ações)	151
8.6 Outorga de opções de compra de ações	152
8.7 Opções em aberto	153
8.8 Opções exercidas e ações entregues	154
8.9 Diluição potencial por outorga de ações	155
8.10 Outorga de ações	156
8.11 Ações entregues	157
8.12 Precificação das ações/opções	158
8.13 Participações detidas por órgão	159
8.14 Planos de previdência	160
8.15 Remuneração mínima, média e máxima	161
8.16 Mecanismos de remuneração/indenização	162
8.17 Percentual partes relacionadas na remuneração	163
8.18 Remuneração - Outras funções	164
8.19 Remuneração reconhecida do controlador/controlada	165
8.20 Outras informações relevantes	168
9. Auditores	
9.1 / 9.2 Identificação e remuneração	169
9.3 Independência e conflito de interesses dos auditores	170
9.4 Outras informações relevantes	171
10. Recursos humanos	
10.1A Descrição dos recursos humanos	172
10.1 Descrição dos recursos humanos	174
10.2 Alterações relevantes	175
10.3 Políticas e práticas de remuneração dos empregados	176
10.3(d) Políticas e práticas de remuneração dos empregados	177
10.4 Relações entre emissor e sindicatos	178
10.5 Outras informações relevantes	179
11. Transações com partes relacionadas	

Índice

11.1 Regras, políticas e práticas	180
11.2 Transações com partes relacionadas	181
11.2 Itens 'n.' e 'o.'	182
11.3 Outras informações relevantes	183
12. Capital social e Valores mobiliários	
12.1 Informações sobre o capital social	184
12.2 Emissores estrangeiros - Direitos e regras	185
12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil	186
12.4 Número de titulares de valores mobiliários	189
12.5 Mercados de negociação no Brasil	190
12.6 Negociação em mercados estrangeiros	191
12.7 Títulos emitidos no exterior	192
12.8 Destinação de recursos de ofertas públicas	193
12.9 Outras informações relevantes	194
13. Responsáveis pelo formulário	
13.1 Identificação dos Responsáveis pelo Conteúdo do FRE	208
13.1 Declaração do diretor presidente	209
13.1 Declaração do diretor de relações com investidores	210
13.2 Identificação dos Responsáveis pelo Conteúdo do FRE, em caso de alteração dos Responsáveis após a Entrega Anual	211
13.2 Declaração do diretor de relações com investidores	212

1.1 Histórico do emissor

1. Atividades do emissor

1.1 Descrever sumariamente o histórico do emissor

A CPFL Geração S.A. ("CPFL Geração" ou "Companhia") foi constituída em 19 de julho de 2000, tendo por objeto a participação no capital de outras sociedades. A Companhia tem por objeto social: (i) a prestação de serviço público de geração de energia elétrica; (ii) a comercialização de energia elétrica; (iii) a participação no capital social de outras sociedades, assim como, de forma individual ou sob a forma de consórcio de empreendimentos que visem à exploração de energia, de tecnologias ou serviços, inclusive (a) em empresas do setor energético ou a ela vinculado que distribuam, comercializem, gerem e operem usinas produtoras e linhas de transmissão de qualquer tipo de energia, podendo promover fusões, incorporações, cisões, ou outras formas de associação de empresas, e (b) em empresas do setor de saneamento ou a ele vinculado podendo promover fusões, incorporações, cisões ou outras formas de associação de empresas; (iv) a exploração de atividades e a prestação de serviços derivados direta ou indiretamente da utilização dos bens, direitos e tecnologias de que é detentora; (v) realizar estudos, projetos de construções de usinas produtoras e de linhas de transmissão; (vi) intermediar ou operacionalizar negócios no País ou no Exterior; e (vii) prestar consultoria e assessoria de negócio, inclusive para importação e exportação de bens e serviços. A CPFL Energia S.A. ("CPFL Energia") detém 100% do capital social da Companhia.

A Companhia detém 7 usinas hidrelétricas (1.958 MW), 49 parques eólicos (1.391 MW), 46 PCHs e CGHs (472 MW), 7 usinas termelétricas a biomassa (330 MW), 2 UTEs (182 MW) e 1 usina solar (1 MW).

A CPFL Geração teve seu registro de companhia aberta concedido em 07 de junho de 2001, código CVM 1895-3, com fundamento no art. 21 da Lei nº 6385/76, incisos I e II. Por meio do OFÍCIO/CVM/SEP/GEA-1/Nº. 451/2009, de 03 de novembro de 2009, foi aprovada a alteração do mercado de negociação dos valores mobiliários de sua emissão, de Mercado de Bolsa para Mercado de Balcão Não Organizado.

Em decorrência da criação da Instrução Normativa nº. 480 (sucetida pela Resolução CVM 80/2022), as empresas passaram a ser classificadas como categoria A ou B. A CPFL Geração está classificada como categoria B. O registro na categoria B autoriza a negociação de valores mobiliários do emissor em mercados regulamentados, exceto os seguintes valores mobiliários: (i) ações e certificados de depósitos de ações ou (ii) valores mobiliários que confirmam ao titular o direito de adquirir ações e certificados de depósitos de ações, em consequência da sua conversão ou do exercício dos direitos que lhe são inerentes, desde que emitidos pelo próprio emissor desses valores mobiliários ou por uma sociedade pertencente ao grupo do referido emissor.

Aquisição acionária da Companhia pela State Grid International Development Limited

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 (controlada pela CPFL Geração).

Principais transações:

- 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.
- A controladora CPFL Energia celebrou, em 29 de agosto de 2019, com a SGBP, contrato de compra e venda de ações relativo à aquisição, pela CPFL Energia, da totalidade da participação que a SGBP detinha diretamente da nossa controlada CPFL Renováveis. O contrato em questão foi negociado de forma independente pelos representantes da Controladora CPFL Energia e da SGBP, e previu que as ações de emissão da CPFL Renováveis detidas pela SGBP seriam adquiridas pela nossa Controladora CPFL Energia. Em 30 de setembro de 2019, a controladora 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 Controladora CPFL Energia da totalidade da participação detida diretamente pela SGBP na CPFL Renováveis.

1.1 Histórico do emissor

Dentre outras transações, a CPFL Energia adquiriu ou constituiu as seguintes empresas:

- Em janeiro de 2001 adquiriu, parte do capital social da CERAN – Companhia Energética Rio das Antas através da CPFL Geração;
- 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.
- A CPFL Bioenergia S.A. (anteriormente 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 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 14 de fevereiro de 2019 foi constituída a CPFL Transmissão Sul I S.A., atualmente denominada CPFL Transmissão de Energia Sul I Ltda. (“CPFL Sul I”), exclusivamente para construção, operação e manutenção das instalações de transmissão objeto do Leilão de Transmissão ANEEL 005/2019, um novo pátio da Subestação Itá, com 224 MVA de potência e 230kV de tensão, e duas linhas de transmissão com um total de aproximadamente 230 km, no estado de Santa Catarina.
Nesta mesma data, foi constituída a CPFL Transmissão Sul II S.A., atualmente denominada CPFL Transmissão de Energia Sul II Ltda. (“CPFL Sul II”), exclusivamente para construção, operação e manutenção das instalações de transmissão objeto do Leilão de Transmissão ANEEL 011/2019, duas novas subestações, com capacidade total de 549 MVA, e 85km de linhas de transmissão, no estado do Rio Grande do Sul.
- 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 CPFL Energia 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 para permitir a conversão do registro da CPFL Renováveis como companhia aberta da categoria “A” em uma companhia aberta da categoria “B” e/ou sua saída do Novo Mercado.
- Em 6 de julho de 2020, a CPFL Renováveis comunicou que a CVM deferiu o pedido de conversão do registro de companhia aberta categoria “A” da Companhia para categoria “B”.
- Em 30 de setembro de 2020, foi aprovada em Assembleia Geral Extraordinária a segunda etapa do plano de reestruturação societária com objetivo de integração da CPFL Renováveis.
- 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), uma antecipação em 2,5 anos, alcançando um aumento de capacidade instalada de 81,7 MW.
- Em 6 de setembro de 2022, a CPFL Geração manifestou sua intenção de exercer seu direito de preferência para aquisição de até 6,51% das ações da Enercan (que representava a participação da Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-G (“CEEE-G”) no capital social da Enercan), em decorrência da alienação indireta das ações da Enercan no âmbito do leilão de privatização da CEEE-G, ocorrido em 29 de julho de 2022, no contexto de desestatização das empresas do Grupo CEEE pelo Governo do Estado do Rio Grande do Sul. Em 23 de setembro de 2022 foi concedida anuência por parte da ANEEL e, em 1º de novembro de 2022, a transação foi certificada pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica – CADE (“CADE”). Em 17 de novembro de 2022, 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%).
- Em 26 de abril de 2024, a CPFL Geração aprovou, em Assembleia Geral e Extraordinária, a sua cisão parcial, compreendendo o acervo líquido cindido os 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 Morro Agudo Ltda. (“CPFL Maracanaú”), CPFL Transmissão de

1.1 Histórico do emissor

Energia Sul I Ltda. ("CPFL Sul I"), CPFL Transmissão de Energia Sul II Ltda ("CPFL Sul II") e dívidas relacionadas aos respectivos investimentos. A parcela cindida foi incorporada pela sua controladora CPFL Energia na mesma data. Na mesma data, a CPFL Brasil, em Assembleia Geral e Extraordinária, aprovou aumento de capital, sendo este integralizado pela sua única acionista CPFL Energia mediante a contribuição dos investimentos e dívidas oriundos da parcela cindida da CPFL Geração. Ato subsequente, 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 de apresentar um segmento de transmissão mais bem definido.

- Em 29 de abril de 2025, a Companhia 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 controladora CPFL Energia, 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

A CPFL Geração é a holding dos ativos de geração do grupo CPFL Energia, com participações em grandes empreendimentos hidrelétricos e duas usinas térmicas, além de deter, em 31 de dezembro de 2023, 50,85% da CPFL Renováveis (em conjunto com a CPFL Energia, detêm 100%).

Em 31 de dezembro de 2023, a Companhia detém 7 usinas hidrelétricas (1.958 MW), 49 parques eólicos (1.391 MW), 46 PCHs e CGHs (472 MW), 8 usinas termelétricas a biomassa (370 MW), 2 UTEs (182 MW) e 1 usina solar (1 MW).

Em adição aos projetos em operação, temos a PCH Lucia Cherobim (28 MW), que ainda está em construção, e possuímos projetos eólicos (1.764 MW), solares (2.539 MW) e de PCHs (96 MW) em desenvolvimento, totalizando um pipeline de 4.399 MW.

Estratégia da Companhia

O objetivo geral do Grupo CPFL é ser a principal empresa de serviços públicos em energia da América do Sul, fornecendo energia elétrica confiável e serviços confiáveis a seus clientes ao mesmo tempo em que criamos valor para nossos acionistas. Nós buscamos atingir esses objetivos em todos os nossos setores (distribuição, geração convencional, geração renovável, transmissão, comercialização e serviços) pela 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 de um dos líderes de mercado em fontes de energia renováveis.

Em 31 de dezembro de 2023, a nossa Capacidade Instalada total consolidada foi de 4.371 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 3.023 MW. Também temos 28 MW em construção e um portfólio total de 4.399 MW de projetos de geração renovável a serem desenvolvidos pela CPFL Renováveis nos próximos anos.

Estratégia e gestão para o desenvolvimento sustentável.

Em 2022, o Grupo CPFL lançou o Plano ESG¹ 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 23 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, o Grupo CPFL avalia e implementa 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. 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 (gases de efeito estufa), por meio da elaboração do nosso inventário anual de emissões; (2) Gestão de riscos e oportunidades climáticos, por meio de um Mapa que consolida os principais impactos 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,

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

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.

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 2023, o Grupo CPFL investiu R\$ 52,74 milhões em projetos que impactaram mais de 1 milhão de pessoas, por meio do apoio a diversas instituições sociais em 140 municípios e atividades para a humanização hospitalar.

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.

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

Em busca de melhores práticas de governança corporativa.

O modelo de governança corporativa do Grupo CPFL se baseia no Sistema de Governança Corporativa 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. A governança do Grupo CPFL é regida pelas Diretrizes de Governança Corporativa, bem como pelo nosso Estatuto Social.

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;

Em 31 de dezembro de 2023, nossa capacidade instalada total consolidada era de 4.371 MW, sendo 3.023 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 1.391 MW. Destaca-se o complexo eólico da Gameleira, composto por 4 parques eólicos com Capacidade Instalada de 81,7 MW, na qual entrou em operação comercial no segundo trimestre de 2021, antecipando a entrega de energia em cerca de 2,5 anos do prazo oficial estabelecido pela ANEEL. A CPFL Renováveis possui também sete Usinas Termelétricas de Biomassa em operação, com capacidade instalada total de 330 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 obtida através da nossa subsidiária CPFL Renováveis, 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), Monte Claro / Castro Alves / 14 de Julho (CERAN), Luiz Eduardo Magalhães (Lajeado), Foz do Chapecó (Foz), Barra Grande (BAESA) e Serra da Mesa.
- Termoeletricas (182 MW): UTE Termoparaíba e UTE Termonordeste (EPASA).

Ademais, uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH Lucia Cherobim) está em construção, com previsão de início de operação em 2024 e capacidade instalada de 28 MW.

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

2023	Receita líquida	Vendas entre segmentos	Venda total	% em relação Receita líquida
Geração	3.354.500	1.642.824	4.997.324	12,57%

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

Segmentos:	2023	
	Lucro líquido / Prejuízo	% em relação ao lucro líquido do emissor
Geração	1.773.523	32,03%

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;

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 4.371 MW em 31 de dezembro de 2023. 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 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.

Geração

Usinas Hidrelétricas

Em 31 de dezembro de 2023, nossa subsidiária CPFL Renováveis possuía participação de 51,54% (a Companhia detinha 26,21% de participação, considerando sua participação 50,85% na CPFL Renováveis) na energia assegurada da Usina de Serra da Mesa, que antes pertencia à Companhia. Ainda, a CPFL Renováveis possuía participação de 25,01% (a Companhia detinha 12,72% de participação, considerando sua participação 50,85% na CPFL Renováveis) na energia assegurada do Aproveitamento Hidrelétrico Barra Grande ("AHE Barra Grande").

Por meio de suas subsidiárias CERAN e ENERCAN, e investida 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.

Todos os números de Energia Assegurada e Capacidade Instalada declarados na discussão 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 portfólio da Companhia (por meio da 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

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

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. 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 CEEE-G (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 Hidrelétrico CERAN 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. Todo o Complexo Hidrelétrico CERAN tem Capacidade Instalada de 360 MW e energia assegurada estimada em 1.386,71 GWh por ano, dos quais a nossa participação é de 901,3 GWh/ano. 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 que entrou em operação em 2004, possui Capacidade Instalada de 65 MW e a segunda unidade de geração, que entrou em operação em 2006, também possui Capacidade Instalada de 65 MW, resultando em uma Capacidade Instalada total de 130 MW e Energia Assegurada de 466,81 GWh por ano. Em 2022, por meio da Resolução Autorizativa nº 12.255/2022, o prazo de outorga de Monte Claro foi estendido para 06 de novembro de 2039.

Castro Alves (Complexo CERAN). Em março de 2008, a primeira unidade de geração da UHE Castro Alves entrou em operação, com Capacidade Instalada total de 43,4 MW. Em abril de 2008, a segunda unidade de geração entrou em operação, com Capacidade Instalada de 43,4 MW. A usina tornou-se completamente operacional em junho de 2008 (quando a terceira unidade de geração iniciou as operações), resultando em uma Capacidade Instalada total de 130 MW e energia assegurada de 523,85 GWh por ano. Em 2022, por meio da Resolução Autorizativa nº 12.255/2022, o prazo de outorga de Castro Alves foi estendido para 19 de outubro de 2039.

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. Esta usina tem uma capacidade total instalada de 100 MW e uma energia assegurada de 395,95 GWh por ano. Em 2022, por meio da Resolução Autorizativa nº 12.255/2022, o prazo de outorga de 14 de Julho foi estendido para 13 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.

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 (1ª unidade de geração), tornando-se completamente operacional em 2006 (2ª e 3ª 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 nº 12.255/2022, para 6 de março de 2041.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Campos Novos. Em 2022, após o exercício de seu direito de preferência na aquisição das ações detidas anteriormente pela Companhia Estadual de Geração de Energia Elétrica (“CEEE-G”), a CPFL Geração passou a deter 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, com uma Capacidade Instalada de 880 MW e energia assegurada estimada de 3.348,07 GWh por ano, da qual atualmente nossa participação é de 1.744,68 GWh por ano. 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 nº 12.255/2022, o prazo de outorga de Campos Novos foi estendido para 6 de janeiro de 2039.

Foz do Chapecó. 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 49,0% de participação na joint-venture estão divididos entre Furnas Centrais Elétricas S.A., que detém uma participação de 40,0% e a CEEE-G, 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 com 855 MW de Capacidade Instalada total e Energia Assegurada de 3.581,96 GWh por ano. 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.

Usinas Termelétricas

Nós operamos duas usinas termelétricas (“UTEs”). A Termonordeste, que começou as operações em dezembro de 2010, e a Termoparaíba, que começou as operações em janeiro de 2011, nos termos das autorizações da ANEEL, são supridas por óleo combustível do complexo EPASA, com Capacidade Instalada total de 341,7 MW e Energia Assegurada total de 2.170 GWh por ano.

Em 31 de dezembro de 2023, possuíamos uma participação total de 53,34% na Termonordeste e Termoparaíba. As UTEs Termonordeste e a Termoparaíba estão localizadas na cidade de João Pessoa, no estado da Paraíba. A energia elétrica dessas usinas foi vendida por meio de CCEARs, e parte dessa energia foi adquirida por nossas próprias distribuidoras. Em 2018, a ANEEL aprovou a Resolução nº 822/2018, permitindo que as usinas termelétricas realizassem e fossem compensadas pela recuperação das reservas operacionais do sistema para controle de frequência como um serviço auxiliar. Assim, a partir de outubro de 2018, a cada semana, usinas termelétricas podem oferecer preços de até 130% do seu custo de despacho atual, e o ONS programa o despacho considerando o menor custo para o sistema elétrico. A Resolução nº 822/2018 representa o reconhecimento por parte da ANEEL das despesas adicionais incorridas por usinas termelétricas para responder aos despachos intermitentes do ONS devido à variação na geração de energia intermitente com restrições operacionais em usinas hidrelétricas. O aumento de 30% no preço sobre o custo operacional das usinas está sendo testado pela ANEEL enquanto a agência examina os preços oferecidos pelas usinas termelétricas, e tem como objetivo compensar a manutenção e o consumo de combustível decorrente das necessidades das usinas de iniciar e interromper as operações em vários momentos ao longo de qualquer semana específica. Antes da Resolução nº 822/2018, tais custos adicionais eram pagos pelas usinas termelétricas com o objetivo de prestar um serviço auxiliar aos clientes para controle de frequência.

A UTE Carioba, possuía uma Capacidade Instalada de 36 MW. Entretanto, está oficialmente desativada desde 19 de outubro de 2011, conforme previsto na Portaria nº 4.101 de 2011, sua concessão foi extinta pelo Poder Concedente, a pedido da CPFL, através da Portaria do Ministério de Minas e Energia (“MME”) nº 315, de 12 de agosto de 2019.

Pequenas Centrais Hidrelétricas (“PCH”) e Central Geradora Hidrelétrica (“CGH”)

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Em 31 de dezembro de 2023, todas as nossas Pequenas Centrais Hidrelétricas (“PCHs”) e Centrais Geradoras Hidrelétricas (“CGHs”) estavam sob a gestão da CPFL Renováveis. Para fins de simplificação, a CPFL denomina como PCHs, no âmbito deste FRE, as usinas hídricas que possuem até 30 MW de potência. Por sua vez, as CGHs são as usinas hídricas com potência de até 5 MW que consistem em dois grupos de instalações:

- Nove dessas usinas eram originalmente gerenciadas conjuntamente com suas empresas de distribuição associadas dentro de nosso segmento de Distribuição. A Lei nº 12.783/13, de 11 de janeiro de 2013, especificou as condições para a renovação das concessões de geração, transmissão e distribuição obtidas nos termos dos artigos 17, 19 ou 22 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Sob a Lei nº 12.783/13, estas concessões podem 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 de baixas tarifas. Além disso, a Lei nº 12.783/13 previu que os titulares de concessões que estavam prestes a expirar em 2015, 2016 e 2017 poderiam requisitar a renovação antecipada em 2013, sob certas condições. No entanto, a Resolução nº 521/12 publicada pela ANEEL, em 14 de dezembro de 2012, estabeleceu que as concessões de geração a serem renovadas nos termos da Lei nº 12.783/13 devem ser divididas em entidades operacionais separadas de empresas de distribuição, nos casos em que a Capacidade Instalada da entidade concessionária original exceda 1 MW. Em 10 de outubro de 2012, em antecipação da Lei nº 12.783/13, requisitamos a renovação antecipada das concessões detidas por nossas subsidiárias de distribuição CPFL Santa Cruz, CPFL Jaguari, CPFL Mococa, CPFL Leste Paulista e CPFL Sul Paulista (atualmente, todas elas incorporadas pela CPFL Santa Cruz), que foram originalmente concedidas em 1999 por um prazo de 16 anos. Em conformidade com o requisito de divisão nos termos da Resolução nº 521/12, fomos obrigados a separar as atividades de geração e distribuição de três usinas, Rio do Peixe I e II e Macaco Branco, cujas instalações de geração foram transferidas para a CPFL Centrais Geradoras em 29 de agosto de 2013. Naquela época, nossa administração decidiu, por razões operacionais, segregar as atividades de geração e distribuição das seis instalações restantes detidas pelas cinco subsidiárias de distribuição (Santa Alice, Lavrinha, São José, Turvinho, Pinheirinho e São Sebastião), cujas instalações de geração também foram transferidas para a CPFL Centrais Geradoras. Em 4 de dezembro de 2012, as concessões das usinas Rio do Peixe I e II e Macaco Branco foram renovadas para um período de 30 anos sob a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. Os contratos de concessão desses empreendimentos foram transferidos da CPFL Centrais Geradoras para a CPFL Geração em 30 de setembro de 2015. Em 22 de setembro de 2020, por meio das Resoluções Autorizativas ANEEL nº 9.229 e 9.230/2020, as concessões foram transferidas da CPFL Geração para a CPFL Renováveis. Posteriormente, em janeiro de 2021, Macaco Branco (2 MW) teve o término de sua operação em decorrência da necessidade de desapropriação das áreas ocupadas pela usina para a implantação de barragens do Departamento de Águas e Energia Elétrica (DAEE), que visam incrementar e aprimorar a oferta hídrica para as Bacias de Piracicaba, Capivari e Jundiá (PCJ) e Sistema Cantareira, mediante indenização. A CPFL já solicitou para a ANEEL a instrução do processo de extinção da concessão. O processo ainda tramita na autarquia.
- A instalação remanescente, Cariobinha, era detida pela CPFL Geração, desde a assinatura do contrato de concessão, porém, com a conclusão do projeto Unio, foi transferida para a CPFL Renováveis. Desde 2016, deixamos de incluir a Cariobinha em nossa Capacidade Instalada e dados de Energia Assegurada, já que a instalação está inativa. Também requeremos a encerrar a concessão da Cariobinha. Em resposta à nossa solicitação de rescisão, em 17 de julho de 2018, o MME publicou a Portaria nº 304/2018, que encerrou a concessão de Cariobinha, sem reversão de ativos. Em setembro de 2019, a SCG/ANEEL publicou o Despacho nº 039/2019, que declarou nulo o contrato de concessão da Cariobinha. De acordo com a lei local que nos permitiu incluir Cariobinha em nossos ativos gerados, estamos organizando a devolução das instalações de Cariobinha ao município de Americana, onde está instalada.

Em 4 de dezembro de 2012, as concessões das usinas Rio do Peixe I e II e Macaco Branco¹ foram renovadas para um período de 30 anos sob termos da Lei nº 12.783/13. As renovações dessas concessões ficaram sujeitas às 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);

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

- (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.

¹ Conforme indicado no item anterior, em janeiro de 2021 a concessão de Macaco Branco teve seu término de operação decretado dada a implantação de barragens do Departamento de Águas e Energia Elétrica (DAEE) para aprimoramento de atendimento da região de Piracicaba, Capivari e Jundiá. A referida suspensão comercial foi oficializada em 3 de janeiro de 2021 mediante a publicação do Despacho nº 569/2021 e a suspensão da Receita Anual de Geração (RAG) foi também suspensa com a publicação do Despacho nº 848/2021. Consta ainda em tramitação na ANEEL processo para extinção da concessão da usina.

As tabelas a seguir definem certas informações relativas às nossas instalações de usinas hidrelétricas, termelétricas PCHs e CGHs pertencentes às controladoras CPFL Geração, CPFL Renováveis e Chapecoense em 31 de dezembro de 2023:

Usinas Hidrelétricas com Potência Instalada Maior que 50 MW

Fonte	Nome	Participação CPFL Geração sobre potência total	Potência		Fim de Outorga	Energia Assegurada	
			Potência CPFL Geração (MW)	Potência (MW)		Participação CPFL Geração	GWh
UHE	Serra da Mesa	26,21% ¹	334,16	1275	10/05/2046	1.390,58	5305,9
UHE	14 de Julho	65,00%	65,00	100	13/11/2039	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	19/10/2039	340,50	523,85
UHE	Foz do Chapecó	51,00%	436,05	855	02/02/2042	1826,79	3581,96
UHE	Campos Novos	52,12%	458,57	880	06/01/2039	1744,67	3348,07
UHE	Barra Grande	12,72% ²	87,75	690	06/03/2041	396,60	3118,56
	Subtotal		1.550,53	4.060,00		6.260,01	16.741,20

(1) A CPFL Renováveis detém 51,54% conforme “Contrato Geral”. A Companhia, por vez, detém 50,85% de participação na CPFL Renováveis em 31 de dezembro de 2023, resultando em 26,21%.

(2) A CPFL Renováveis detém 25,01% de participação sobre o empreendimento Barra Grande (BAESA). A Companhia, por vez, detém 50,85% da participação na CPFL Renováveis em 31 de dezembro de 2023, resultando em 12,72%.

OBS: Usinas inativas. Desde 2016, deixamos de incluir a Carioba e a Cariobinha em nossos dados de Capacidade Instalada e Energia Assegurada, já que as instalações estão inativas. Em 17 de julho de 2018, o MME publicou a Portaria nº 304/2018, que encerrou a concessão de Cariobinha, sem reversão de ativos. Em 14 de agosto de 2019, o MME publicou a Portaria nº 315/2019, que encerrou a concessão de Carioba, sem reversão de ativos.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Usinas Termelétricas a Óleo Combustível

Fonte	Nome	Participação CPFL Geração sobre potência total	Potência		Fim de Outorga	Energia Assegurada	
			Potência CPFL Geração (MW)	Potência (MW)		Participação CPFL Geração	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
	Subtotal		182,26	341,70		1.157,40	2.169,85

Centrais Geradoras Hidrelétricas (Menores que 5 MW dispensadas de concessão e autorização)¹

Fonte	Nome	Participação CPFL Geração sobre potência total ²	Potência CPFL Geração (MW)	Potência (MW)	Fim de Outorga
CGH	Gavião Peixoto	50,85%	2,44	4,80	n/a
CGH	Capão Preto	50,85%	2,19	4,30	n/a
CGH	Chibarro	50,85%	1,32	2,60	n/a
CGH	Lençóis	50,85%	0,85	1,68	n/a
CGH	Buritis	50,85%	0,41	0,80	n/a
CGH	Turvinho	50,85%	0,41	0,80	n/a
CGH	Santa Alice	50,85%	0,32	0,62	n/a
CGH	São José	50,85%	0,40	0,79	n/a
CGH	São Sebastião	50,85%	0,35	0,68	n/a
CGH	Pinheirinho	50,85%	0,33	0,64	n/a
CGH	Lavrinha ²	50,85%	0,17	0,33	n/a
CGH	Diamante	50,85%	2,15	4,23	n/a
CGH	Saltinho	50,85%	0,41	0,80	n/a
CGH	Pirapó	50,85%	0,39	0,76	n/a
CGH	Guaporé	50,85%	0,34	0,67	n/a
CGH	Andorinhas	50,85%	0,26	0,51	n/a
CGH	Salto Grande	50,85%	2,31	4,55	n/a
CGH	Santana	50,85%	2,20	4,32	n/a
CGH	Três Saltos	50,85%	0,33	0,64	n/a
CGH	Socorro	50,85%	0,51	1,00	n/a
CGH	Monjolinho	50,85%	0,31	0,60	n/a
			18,40	36,12	

(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.

(2) Montantes decorrentes da participação direta da Companhia de 50,85% na CPFL Renováveis em 31 de dezembro de 2023.

Em 31 de dezembro de 2023, nós possuíamos uma participação de 50,85% na CPFL Renováveis, 100% no Grupo CPFL Energia, uma empresa resultante de uma associação com outra produtora de energia renovável brasileira, ERS – Energias Renováveis S.A., que detém nossas subsidiárias envolvidas na geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis.

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

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

geração de energia elétrica a partir de fontes de energia renováveis. A CPFL 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 de 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). Para fins de simplificação deste FRE, considerando que tais empreendimentos já foram contemplados no subitem imediatamente anterior, o texto a seguir refere-se aos empreendimentos da CPFL Renováveis antes da transferência de tais ativos.

Antes da referida transferência, que já fora concluída, a CPFL Renováveis já consistia nas entidades de geração descritas abaixo. Todos os números de Garantia Física e Capacidade Instalada informadas 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:

- 23 subsidiárias envolvidas na geração de energia elétrica por meio de 41 Pequenas Centrais Hidrelétricas, que consistem em (i) 40 PCHs operacionais, com capacidade instalada de 453,1 MW, localizadas nos Estados de São Paulo, Santa Catarina, Rio Grande do Sul, Paraná, Minas Gerais e Mato Grosso, e (ii) 1 PCH, Lucia Cherobim, com Capacidade Instalada de 28 MW, que está em construção e com início de operações estimado para 2024, localizada no Estado do Paraná.
- 47 subsidiárias envolvidas na geração de energia elétrica a partir de fontes eólicas, por meio de 49 parques eólicos, localizados nos estados do Ceará, Rio Grande do Norte e Rio Grande do Sul. Todos os 49 parques eólicos estão em operação com Capacidade Instalada total de 1.391 MW. Destaque-se que 4 parques eólicos (Gameleira, Figueira Branca, Farol de Touros e Costa das Dunas), com capacidade instalada total de 81,7 MW, entraram em operação no segundo trimestre de 2021, antecipando sua operação em cerca de 2,5 anos do prazo oficial estabelecido pela ANEEL.
- Sete subsidiárias envolvidas na geração de energia elétrica a biomassa, todas as quais estão operacionais, com total de capacidade instalada de 330 MW, localizadas nos estados de Minas Gerais, Paraná e São Paulo.
- Uma subsidiária envolvida na geração de energia elétrica de uma usina de energia solar, Tanquinho, que está localizada no estado de São Paulo e tem capacidade instalada total de 1,1 MW. Tanquinho iniciou suas operações em 27 de novembro de 2012 e tem a capacidade para gerar 1,7 GWh/ano.

Capacidade Instalada Existente

Segue a descrição de nossas usinas de geração renovável, existentes e operacionais.

Pequenas Centrais Hidrelétricas

Pequenas Centrais Hidrelétricas são usinas com capacidade de geração entre 5 MW e 30 MW e uma área de reservatório de até três quilômetros quadrados. Uma típica Pequena Central Hidrelétrica 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. Pequenas Centrais Hidrelétricas 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.

A CPFL Renováveis operava até 2023, 46 Pequenas Centrais Hidrelétricas, 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. Atualmente, a CPFL Renováveis opera todas as PCHs do Grupo CPFL.

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. Desde que a CPFL Energia adquiriu os negócios da CPFL Renováveis, estabelecemos um centro de operação para o gerenciamento e monitoramento de nossas usinas na cidade de Jundiaí, no estado de São Paulo. No que diz respeito ao controle remoto, supervisão e operação de ativos de energia eólica, nós também estabelecemos um centro de monitoramento remoto na cidade de Fortaleza, no estado do Ceará.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

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). O período de construção de Usinas Termelétricas a Biomassa é mais curto do que o de Pequenas Centrais Hidrelétricas. O investimento necessário por MW instalado para a construção de uma Usina Termoelétrica a Biomassa é proporcionalmente menor do que o investimento para a construção de uma Pequena Central Hidrelétrica. Por outro lado, a operação de uma Usina Termoelétrica à Biomassa é geralmente mais complexa, pois envolve a aquisição, a logística e a produção de insumos orgânicos usados para geração de energia. Por este motivo, os custos operacionais de Usinas Termelétricas à Biomassa tendem a ser mais elevados do que os custos operacionais de Pequenas Centrais Hidrelétricas.

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, estabelecido pelo Protocolo de Kyoto (“MDL”), 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 7 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. A capacidade instalada total da UTE Alvorada é de 50 MW e a energia assegurada é de 10 MW médios. 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. Esta usina de cogeração tem 45 MW de capacidade instalada total. A usina possui uma energia assegurada de 6,9 MW médios e toda esta energia elétrica é vendida para a CPFL Brasil.

UTE Bio Buriti. Em março de 2010, a CPFL Bio Buriti, que foi formada para desenvolver projetos de geração de energia elétrica usando bagaço de cana-de-açúcar, assinou um contrato de parceria com o Grupo Pedra Agroindustrial para desenvolver novos projetos de geração a biomassa. A usina da CPFL Bio Buriti, localizada na cidade de Buritizal, no estado de São Paulo, iniciou suas operações em outubro de 2011. A capacidade instalada total desta usina é de 74,25 MW. A CPFL Bio Buriti possui um contrato de aquisição de energia associado de 21 MW médios, em vigor até 2030 com 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 controla a UTE Bio Ester, localizada no município de Cosmópolis, no estado de São Paulo. Os ativos possuem capacidade instalada total de 40 MW. 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 é vendido no mercado livre por 21 anos.

UTE Bio Ipê. Em março de 2010, a CPFL Bio Ipê, constituída para desenvolver projetos de geração de energia usando bagaço de cana-de-açúcar, celebrou um acordo de parceria com o Grupo Pedra Agroindustrial para desenvolver novos projetos a biomassa. A usina da CPFL Bio Ipê, localizada na cidade de Nova Independência, no estado de São Paulo, iniciou suas operações em maio de 2012. A capacidade instalada total desta usina é de 25 MW. Este projeto possui um contrato de aquisição de energia associado de 8,17 MW médios, em vigor até 2030, e a energia foi inteiramente vendida para a CPFL Brasil.

UTE Bio Pedra. Em março de 2010, a CPFL Bio Pedra, que criamos para desenvolver projetos de geração de energia elétrica usando bagaço de cana-de-açúcar, assinou um contrato de parceria com o Grupo Pedra Agroindustrial para desenvolver novos projetos de geração a biomassa. A usina da CPFL Bio Pedra, localizada na cidade de Serrana, no estado de São Paulo, iniciou as operações em maio de 2012, com uma capacidade instalada

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

total de 70 MW e uma energia assegurada de 24,4 MW médios. A energia elétrica da UTE Bio Pedra foi vendida em um leilão em 2010, com CCEARs em vigor até 2027.

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. A capacidade instalada total da UTE Coopcana é de 50 MW e sua energia assegurada é de 13,5 MW médios. Este projeto possui um contrato de aquisição de energia associado em vigor até 2033 com a CPFL Brasil.

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. Esperamos que Tanquinho gere 1,7 GWh ao ano.

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 construção de Pequenas Centrais Hidrelétricas, uma vez que consiste na preparação da fundação e instalação de turbinas eólicas, que são montadas no local pelos fornecedores. O período de construção de um Parque Eólico é menor do que de uma Pequena Central Hidrelétrica. O investimento por MW instalado para a construção de um Parque Eólico é proporcionalmente menor do que o investimento para a construção de uma Pequena Central Hidrelétrica. Em contrapartida, a operação pode ser mais complexa e há mais riscos associados com a variabilidade dos ventos, especialmente no Brasil, onde há um pequeno histórico de medição de vento.

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 Pequenas Centrais Hidrelétricas 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 500 GW no Brasil, um volume que ultrapassa significativamente a capacidade total instalada do país de 21 GW, em dezembro de 2021, 24 GW em dezembro de 2022 e 30 GW em dezembro de 2023, 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. O complexo possui capacidade instalada total de 120 MW. 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.

Bons Ventos. O parque eólico Bons Ventos, no estado do Ceará, possui uma capacidade instalada de 50 MW e 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 do parque eólico 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. Este parque eólico possui capacidade instalada de 30 MW. 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.

Canoa Quebrada. O parque eólico Canoa Quebrada, no estado do Ceará, possui uma capacidade instalada de 57 MW e 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 do parque eólico Canoa Quebrada foi concluída em junho de 2012.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Enacel. O parque eólico Enacel, no estado do Ceará, possui uma capacidade instalada de 31,5 MW e 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 do parque eólico Enacel foi concluída em junho de 2012.

Complexo Eurús. O complexo Eurús é composto pelos Parques Eólicos Eurús I e Eurús III. O complexo possui capacidade instalada total de 60 MW. O complexo Eurús vendeu sua energia através do Leilão de Energia de Reserva 2010.

Foz do Rio Choró. O Parque Eólico Foz do Rio Choró, no estado do Ceará, iniciou suas operações em janeiro de 2009. Possui uma capacidade instalada de 25,2 MW e um acordo de associação com a Eletrobrás sob o Programa Proinfa para vender toda a energia gerada por um período de 20 anos. O PPA vigora até junho de 2029.

Icaraizinho. O Parque Eólico de Icaraizinho, no estado do Ceará, iniciou suas operações em outubro de 2009. Possui uma capacidade instalada de 54,6 MW e um acordo de associação com a Eletrobrás sob o Programa Proinfa para vender toda a energia gerada por um período de 20 anos. O PPA vigora até outubro de 2029.

Complexo Macacos. O complexo Macacos é composto pelos Parques Eólicos Pedra Preta, Costa Branca, Juremas e Macacos. O complexo possui capacidade instalada total de 78,2 MW. 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, Morro dos Ventos III, Morro dos Ventos IV, Morro dos Ventos VI e Morro dos Ventos IX. O complexo possui capacidade instalada total de 145,2 MW. O complexo Morro dos Ventos vendeu sua energia através do Leilão de Energia de Reserva 2009.

Morro dos Ventos II. O parque eólico Morro dos Ventos II, no estado do Rio Grande do Norte, possui capacidade instalada de 29,2 MW. Este parque eólico iniciou suas operações em abril de 2015.

Paracuru. O Parque Eólico Paracuru, no estado do Ceará, iniciou suas operações em 29 de novembro de 2008. Possui capacidade instalada de 25,2 MW e um PPA associado em vigor até novembro de 2028.

Pedra Cheirosa. O Complexo Pedra Cheirosa, localizado no estado do Ceará, é composto pelos Parques Eólicos Pedra Cheirosa I e Pedra Cheirosa II, que possuem capacidade instalada total de 48,3. Este complexo eólico iniciou suas operações em junho de 2017.

Praia Formosa. O Parque Eólico Praia Formosa, no estado do Ceará, iniciou suas operações em agosto de 2009. Possui capacidade instalada de 105 MW e um acordo associado com a Eletrobrás sob o Programa Proinfa para vender toda a energia gerada por um período de 20 anos. O PPA vigora até agosto de 2029.

Parque Eólico Rosa dos Ventos. Em junho de 2013, a CPFL Renováveis adquiriu o Parque Eólico Rosa dos Ventos (campos de Canoa Quebrada e Lagoa do Mato), localizado no estado do Ceará. Este parque eólico tem capacidade instalada de 13,7 MW e 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 de Santa Clara, no estado do Rio Grande do Norte, abrange sete parques eólicos com uma capacidade instalada de 188 MW e um CCEAR associado em vigor até junho de 2032. Os parques eólicos de Santa Clara venderam 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. Juntos, os Complexos São Benedito e Campo dos Ventos possuem capacidade instalada de 231 MW.

Taíba Albatroz. O Parque Eólico Taíba Albatroz, no estado do Ceará, tem uma capacidade instalada de 16,5 MW e um acordo de associação com a Eletrobras sob o Programa Proinfa para vender toda a energia gerada por um período de 20 anos. A aquisição do Parque Eólico Taíba Albatroz foi concluída em junho de 2012.

Complexo Eólico Gameleira. O complexo eólico da Gameleira é composto pelos parques eólicos Gameleira, Figueira Branca, Costa das Dunas e Farol de Toros. Está localizado no estado do Rio Grande do Norte com capacidade instalada total de 81,7 MW e Energia Assegurada total de 359,2 GWh/ano. Em agosto de 2018, o complexo eólico Gameleira vendeu 12,0 MW médios da energia em leilão e o restante no Mercado Livre.

A tabela a seguir apresenta certas informações relativas às nossas principais instalações renováveis, detidas pela CPFL Renováveis (50,85% de nossa participação), em operação em 31 de dezembro de 2023:

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Usina Solar Fotovoltaica

Nome	Participação CPFL Geração sobre potência total ²	Potência		Fim de Outorga	Energia Assegurada	
		Potência CPFL Geração (MW)	Potência (MW)		Participação CPFL Geração MWh	MWh
Tanquinho ⁽¹⁾	50,85%	0,56	1,10	n/a	0,76	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 junto a ANEEL sua operação.
- (2) Montantes decorrentes da participação direta da Companhia de 50,85% na CPFL Renováveis em 31 de dezembro de 2023.

Usina Termelétrica a Biomassa

Nome	Participação CPFL Geração sobre potência total ²	Potência		Fim de Outorga	Energia Assegurada	
		Potência CPFL Geração (MW)	Potência (MW)		Participação CPFL Geração GWh	GWh
Alvorada ⁽¹⁾	50,85%	25,43	50,00	09/11/2043	44,54	87,60
Baldin ⁽¹⁾	50,85%	22,88	45,00	27/08/2040	30,73	60,44
Buriti ^{(2) (3)}	50,85%	37,76	74,25	10/07/2041	92,65	182,20
Coopcana ⁽¹⁾	50,85%	25,43	50,00	28/08/2043	60,14	118,26
Ester ⁽¹⁾	50,85%	20,34	40,00	03/06/2040	39,20	77,09
Ipê (Antiga Ceni) ⁽¹⁾	50,85%	12,71	25,00	17/05/2042	57,91	113,88
Pedra	50,85%	35,60	70,00	28/02/2046	90,87	178,70
Subtotal		180,15	354,25		416,04	818,17

- (1) Usina que teve a prazo de outorga deslocado devido o 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".
- (2) Montantes decorrentes da participação direta da Companhia de 50,85% na CPFL Renováveis em 31 de dezembro de 2023.
- (3) Conforme acordo entre a Usina Buriti e a CPFL, a Usina Buriti adquiriu em 2016 uma unidade geradora ("UG") com capacidade de geração de 24,3 MW. A capacidade instalada desta UG pertence, exclusivamente, à Usina Buriti.

Usina de Geração Eólica

Nome	Participação CPFL Geração sobre potência total ²	Potência		Fim de Outorga	Energia Assegurada	
		Potência CPFL Geração (MW)	Potência (MW)		Participação CPFL Geração	GWh
Atlântica I	50,85%	15,26	30,00	28/02/2046	58,36	114,76
Atlântica II	50,85%	15,26	30,00	04/03/2046	51,23	100,74
Atlântica IV	50,85%	15,26	30,00	04/03/2046	57,91	113,88
Atlântica V	50,85%	15,26	30,00	22/03/2046	54,79	107,75
Bons Ventos	50,85%	25,43	50,00	10/03/2033	143,40	143,40
Campo dos Ventos ⁽¹⁾	50,85%	12,81	25,20	23/06/2046	72,92	119,14

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Campo dos Ventos II	50,85%	15,26	30,00	18/04/2046	66,82	131,40
Campo dos Ventos III ⁽¹⁾	50,85%	12,81	25,20	05/05/2046	59,69	117,38
Campo dos Ventos V ⁽¹⁾	50,85%	12,81	25,20	04/06/2046	52,12	102,49
Canoa Quebrada BV	50,85%	28,98	57,00	11/12/2032	107,26	210,94
Canoa Quebrada RV	50,85%	5,34	10,50	19/06/2037	14,75	29,00
Costa Branca	50,85%	10,53	20,70	14/10/2046	43,65	85,85
Costa das Dunas	50,85%	14,44	28,40	11/01/2054	63,70	125,27
Enacel	50,85%	16,02	31,50	13/11/2032	30,31	59,61
Eurus I	50,85%	15,26	30,00	20/04/2046	69,04	135,78
Eurus III	50,85%	15,26	30,00	25/04/2046	71,72	141,04
Eurus VI	50,85%	4,07	8,00	25/08/2045	14,08	27,68
Farol de Touros	50,85%	12,64	24,85	11/01/2054	55,68	109,50
Figueira Branca	50,85%	5,42	10,65	11/01/2054	24,05	47,30
Foz do Rio Chorró ⁽¹⁾	50,85%	12,81	25,20	31/01/2039	32,83	64,56
Gameleira	50,85%	9,03	17,75	11/01/2054	39,20	77,09
Icaraizinho	50,85%	27,76	54,60	28/08/2032	98,35	193,42
Juremas	50,85%	8,19	16,10	29/09/2046	29,40	57,82
Macacos	50,85%	10,53	20,70	29/09/2046	38,75	76,21
Morro dos Ventos I	50,85%	14,64	28,80	28/07/2045	60,49	118,96
Morro dos Ventos II	50,85%	14,83	29,16	14/06/2047	61,03	120,01
Morro dos Ventos III	50,85%	14,64	28,80	05/08/2045	61,96	121,85
Morro dos Ventos IV	50,85%	14,64	28,80	05/08/2045	61,20	120,36
Morro dos Ventos IX	50,85%	15,26	30,00	28/07/2045	63,75	125,36
Morro dos Ventos VI	50,85%	14,64	28,80	28/07/2045	58,36	114,76
Paracuru ⁽²⁾	50,85%	12,81	25,20	29/11/2038	56,04	110,20
Pedra Cheirosa I	50,85%	12,81	25,20	04/08/2049	64,59	127,02
Pedra Cheirosa II	50,85%	11,75	23,10	23/07/2049	57,91	113,88
Pedra Preta	50,85%	10,53	20,70	14/10/2046	45,88	90,23
Praia Formosa	50,85%	53,39	105,00	05/06/2032	128,42	252,55
Santa Clara I	50,85%	15,26	30,00	02/07/2045	61,07	120,10
Santa Clara II	50,85%	15,26	30,00	05/08/2045	56,84	111,78
Santa Clara III	50,85%	15,26	30,00	02/07/2045	55,73	109,59
Santa Clara IV	50,85%	15,26	30,00	30/07/2045	54,84	107,84
Santa Clara V	50,85%	15,26	30,00	11/10/2045	55,28	108,71
Santa Clara VI	50,85%	15,26	30,00	30/07/2045	54,75	107,66

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Santa Mônica ⁽¹⁾	50,85%	14,95	29,40	09/12/2046	69,49	136,66
Santa Úrsula ⁽²⁾	50,85%	13,88	27,30	15/11/2046	73,95	145,42
Ventos de Santo Dimas ⁽¹⁾	50,85%	14,95	29,40	11/10/2046	76,62	150,67
Ventos de São Benedito ⁽¹⁾	50,85%	14,95	29,40	13/08/2046	74,84	147,17
São Domingos ⁽¹⁾	50,85%	12,81	25,20	27/08/2046	59,69	117,38
Ventos de São Martinho ⁽¹⁾	50,85%	7,47	14,70	04/11/2046	37,86	74,46
Taíba Albatroz ⁽¹⁾	50,85%	8,39	16,50	19/11/2038	29,89	58,78
Lagoa do Mato	50,85%	1,64	3,23	26/06/2037	6,37	12,53
Subtotal		706,98	1.390,24		2.836,86	5.415,94

- (1) Usina que teve a prazo de outorga deslocado devido o parágrafo 12, do artigo 26 da Lei nº 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”.
- (2) Montantes decorrentes da participação direta da Companhia de 50,85% na CPFL Renováveis em 31 de dezembro de 2023.

Usinas Hidrelétricas (menores que 50 MW)

Fonte	Nome	Participação CPFL Geração sobre potência total ²	Potência		Fim de Outorga	Energia Assegurada	
			Potência CPFL Geração (MW)	Potência (MW)		Participação CPFL Geração	GWh
UHE	Rio do Peixe (I e II)	50,85%	9,18	18,06	04/12/2042	25,79	50,72
PCH	Alto Irani ⁽¹⁾	50,85%	10,68	21,00	01/09/2035	61,03	120,01
PCH	Americana	50,85%	15,26	30,00	25/03/2029	39,99	78,65
PCH	Arvoredo	50,85%	6,61	13,00	11/07/2044	34,61	68,07
PCH	Barra da Paciência	50,85%	11,70	23,00	02/03/2048	66,33	130,44
PCH	Boa Vista II	50,85%	15,20	29,90	23/05/2051	69,22	136,13
PCH	Cocais Grande	50,85%	5,09	10,00	05/12/2042	22,81	44,85
PCH	Corrente Grande	50,85%	7,12	14,00	01/02/2048	38,00	74,72
PCH	Dourados	50,85%	5,49	10,80	01/04/2029	34,57	67,98
PCH	Eloy Chaves	50,85%	9,66	19,00	11/10/2029	54,34	106,87
PCH	Esmeril	50,85%	2,56	5,04	10/11/2029	12,83	25,23
PCH	Figueirópolis	50,85%	9,87	19,41	25/02/2045	56,13	110,38
PCH	Jaguari	50,85%	6,00	11,80	12/02/2029	40,09	78,84
PCH	Ludesa	50,85%	9,15	30,00	10/02/2041	94,43	185,71
PCH	Mata Velha ⁽⁴⁾	50,85%	12,20	24,00	29/09/2032	58,36	114,76

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

PCH	Ninho da Águia	50,85%	5,09	10,00	02/01/2048	28,95	56,94
PCH	Novo Horizonte ⁽⁴⁾	50,85%	11,70	23,00	12/05/2036	46,32	91,10
PCH	Paioi	50,85%	10,17	20,00	22/03/2047	49,09	96,54
PCH	Pinhal	50,85%	3,46	6,80	11/11/2029	16,48	32,41
PCH	Plano Alto	50,85%	8,14	16,00	02/04/2041	45,75	89,97
PCH	Salto Góes	50,85%	10,17	20,00	17/03/2048	49,45	97,24
PCH	Santa Luzia Alto ⁽⁴⁾	50,85%	14,49	28,50	10/10/2049	82,05	161,36
PCH	São Gonçalo (Antiga Santa Bárbara)	50,85%	5,59	11,00	07/06/2047	33,86	66,58
PCH	São Joaquim	50,85%	4,09	8,05	18/09/2029	25,08	49,32
PCH	Varginha	50,85%	4,58	9,00	23/06/2046	24,01	47,22
PCH	Várzea Alegre	50,85%	3,81	7,50	31/03/2048	21,74	42,75
	Subtotal		217,06	438,86		1.131,31	2224,79

- (a) Conforme acordo entre a Usina Buriti e a CPFL, a Usina Buriti adquiriu em 2016 uma unidade geradora (“UG”) com capacidade de geração de 24,3 MW. A capacidade instalada desta UG pertence, exclusivamente, à Usina Buriti.
- (b) Usina que teve a prazo de outorga deslocado devido o parágrafo 12, do artigo 26 da Lei nº 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”.

Expansão da Capacidade Instalada

Com o objetivo de endereçar as projeções de recuperação econômica e de aumento na demanda e também para melhorar nossas margens, estamos continuamente expandindo a nossa Capacidade Instalada de geração renovável.

Usinas em desenvolvimento	Capacidade Instalada Estimada	Energia Assegurada Estimada	Início da Construção	Início Esperado das Operações	Nossa Participação (%)	Capacidade Instalada Estimada Disponível	Energia Assegurada Estimada Disponível para nós
	(MW)	(GWh/ano)				(MW)	(GWh/ano)
Cherobim Pequena Central Hidrelétrica	28	145,4	2022	Out/2024	100%	28,0	145

PCH Lucia Cherobim. A PCH Lucia Cherobim está localizada no estado do Paraná e deverá iniciar suas operações em 2024. Espera-se que tenha Capacidade Instalada total de 28 MW e Energia Assegurada total de 145,2 GWh/ano. Em agosto de 2018, a PCH Lucia Cherobim vendeu 16,5 MW médios.

b. características do processo de distribuição;

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

c. características dos mercados de atuação, em especial:

O Setor Elétrico Brasileiro

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Segundo a ANEEL, em 31 de dezembro de 2023, a Capacidade Instalada de geração de energia em operação no Brasil era de 200 GW. Historicamente, aproximadamente 65% do total da Capacidade Instalada no Brasil provém de usinas hídricas, sendo que as grandes usinas hidrelétricas tendem a ficar distantes dos 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 160.000 km de linhas de transmissão com tensão igual ou maior que 230 kV e capacidade de processamento de aproximadamente 325.000 MVA do estado do Rio Grande do Sul através do estado do Amazonas.

Segundo a CCEE, o consumo de energia elétrica no Brasil cresceu 3,7% em 2023 em relação a 2022, com um consumo de energia elétrica de 69.363 megawatts médios. Ainda, de acordo com o PDE 2031, estima-se que o consumo de energia elétrica crescerá 27,5% até o ano de 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 23% 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.

d. eventual sazonalidade;

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, Barra Grande, Campos Novos, Castro Alves, PCHs Sul Centrais, 14 de Julho 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.

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;

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

ii. eventual dependência de poucos fornecedores;

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

iii. eventual volatilidade em seus preços.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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;

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

b) segmentos operacionais afetados pelas receitas provenientes do cliente.

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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

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

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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 2023, doações em favor de ocupantes ou candidatos a cargos políticos.

ii. em favor de partidos políticos;

Não houve, ao longo do exercício de 2023, 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 2023, 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;

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

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

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

O grupo CPFL Energia publica anualmente Relatório Anual utilizando a metodologia *GRI – Global Reporting Initiative*, 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 todos os stakeholders 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, o grupo CPFL Energia divulga outros materiais e documentos corporativos com conteúdos relacionados às práticas socioambientais da empresa no site de Relação com Investidores, além das informações divulgadas de forma contínua no site institucional da Controladora CPFL Energia, no site do Instituto CPFL, por meio da assessoria de imprensa, redes sociais e outros canais de comunicação e relacionamento.

Anualmente a controladora 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 da CPFL possui o 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, sete das quinze categorias do escopo 3 que são aplicáveis ao negócio da Controladora CPFL, além de uma em avaliação.

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, o Grupo CPFL possui uma Política de Gestão Corporativa de Riscos, a qual tem como objetivo descrever e regulamentar o gerenciamento corporativo de riscos no Grupo CPFL, as principais responsabilidades das partes envolvidas e os limites de exposição aos principais riscos.

Por fim, desde 2019, o Grupo CPFL 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 controladora CPFL Energia S.A., definindo seus principais papéis, deveres e responsabilidades, pretendendo assegurar o completo alinhamento entre os interesses dos acionistas e a administração do Grupo CPFL Energia.

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 CPC nº 09, com asseguração limitada por auditor independente registrado na Comissão de Valores Mobiliários (CVM), diretrizes

de reporte internacionalmente reconhecidas. Pela primeira vez, seguimos também os padrões do *Sustainability Accounting Standards Board (SASB)*, demonstrando nosso comprometimento com a evolução nas boas práticas de reporte. 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 Objetivos do Desenvolvimento Sustentável ODS, inserimos no Relatório Anual as marcas dos ODS em todos os momentos em que nossas iniciativas contribuem

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

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; Especificações de Verificação 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 2021 foram auditados pela RINA Brasil Serviços Técnicos Ltda. O Relatório Anual e o Inventário de GEE de 2022 foram auditados pelo SGS Group,, e a mesma empresa será responsável pela auditoria externa do Relatório Anual e Inventário de GEE de 2023.

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

Site institucional: 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: 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=F9FITaSzfd4tci7N0SkZrw==&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 CDP (se aplicável, disponível no site de Relações com Investidores): <https://www.cdp.net/pt/responses?queries%5Bname%5D=CPFL+Energia&filters%5Bprogrammes%5D%5B%5D=Investor>
- Link direto para a publicação Nossa Jornada contra as Mudanças Climáticas: <https://ri.cpfl.com.br/Download.aspx?Arquivo=V+ONAjw9ORUHvcMx9LUoPA==&linguagem=pt>
- Link direto para os Informes de Governança da Companhia: <https://ri.cpfl.com.br/ListaGroup.aspx?IdCanalPai=QGocNden/vAGfmy0pmRDdg==&IdCanal=Mh0rtYUaGhnFGn4gq1oOA==&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>
- Link direto para as Diretrizes de Governança Corporativa da Companhia: <https://ri.cpfl.com.br/show.aspx?idCanal=HEPH9DVGenERudc8qCASYg==&linguagem=pt>

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

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

O estudo de Materialidade do Grupo CPFL foi atualizado em 2022 por meio de um processo conduzido com empresa especializada independente. O processo considerou consultas online, submetidas a cinco stakeholders relevantes mapeados, e análise de fontes secundárias, relativas a esses e aos demais stakeholders (internos e externos) da Empresa.

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. Além dessas consultas, também utilizamos como referências as pesquisas de mercado, a nossa Matriz de Materialidade de 2020 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 Direção e que resultou em 16 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. O Estudo de Materialidade será atualizado com a abordagem da dupla materialidade durante o ano de 2024.

NOSSOS TEMAS MATERIAIS EM 2022:

AMBIENTAIS

- Enfrentamento às mudanças climáticas e descarbonização
- Ecoeficiência das operações
- Preservação da biodiversidade
- Incentivo à economia circular

SOCIAIS

- Saúde e segurança como valor
- Relacionamento e desenvolvimento das comunidades
- Promoção da diversidade e inclusão
- Garantia de direitos humanos
- Desenvolvimento dos colaboradores

GOVERNANÇA

- Conduta ética e transparência
- Energia inteligente e inovação
- Desempenho financeiro e excelência operacional
- Satisfação do cliente
- Governança corporativa
- Segurança da informação e proteção de dados
- 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 Climática 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.

Durante a realização do Estudo de Materialidade, identificamos também os ODS materiais para a CPFL, que estão comunicados no Mapa de ODS apresentado no Relatório Anual do Grupo CPFL:

- 03 – Saúde e qualidade de vida
- 04 – Educação de qualidade
- 05 – Igualdade de gênero

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

- 07 – Energia limpa e acessível
- 08 – Trabalho decente e crescimento econômico
- 10 – Redução das desigualdades
- 11 – Cidades e comunidades sustentáveis
- 12 – Consumo e produção responsáveis
- 13 – Ação contra a mudança global do clima
- 15 – Vida terrestre
- 16 – Paz, justiça e instituições eficazes

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 da CPFL Energia considera os escopos 1, 2 e 3, (contemplando sete das quinze categorias aplicáveis ao negócio da CPFL), está disponível em <https://registropublicodeemissoes.fgv.br/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 ESG; (ii) a não adoção de matriz de materialidade; (iii) a não adoção de indicadores-chave de desempenho ESG; (iv) a não realização de auditoria ou revisão sobre as informações ESG 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 ESG 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 2023.

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:

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	<p>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 Morro Agudo 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\$ 576.025.110,41 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\$ 576.025.110,41, oriundo do aporte pela CPFL Energia do acervo líquido incorporado em decorrência da Cisão Parcial da CPFL Geração.</p> <p>Na mesma data e em ato subsequente, foi aprovado em Assembleia Geral Extraordinária da CPFL Transmissão, o aumento de capital da Companhia, mediante o aporte, pela CPFL Brasil, do acervo destacado acima.</p> <p>Esta reestruturação teve o objetivo de centralizar os investimentos nas empresas transmissoras, de modo de apresentar um segmento de transmissão mais bem definido.</p>
Sociedades Envolvidas	<ul style="list-style-type: none"> (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	<p>Em decorrência da Reestruturação Societária:</p> <p>1) O Capital Social da CPFL Geração passou a ser de R\$ 972.728.561,40 dividido em 225.137.769.366 ações ordinárias, escriturais e sem valor nominal.</p>

1.12 Operações societárias/Aumento ou redução de capital

	2) Com o aporte de capital feito pela CPFL Energia, o Capital Social da CPFL Brasil passou a ser de R\$ 2.958.473.594,41 dividido em 97.018.623 ações ordinárias, nominativas e sem valor nominal
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	Foi utilizado laudo de avaliação para apuração do acervo a ser transferido.

Evento	Redução de capital
Principais Condições do Negócio	<p>Conforme deliberado em Assembleia Geral Extraordinária, ocorrida em 11 de setembro de 2023, cuja ata foi devidamente publicada em 12 de setembro de 2023 no Jornal Correio Popular na página A9, no montante de até R\$ 700.000.000,00 em vista de julgá-lo excessivo em relação ao objeto, conforme autoriza os artigos 173 e seguintes da Lei 6.404/76.</p> <p>Desta forma, em deliberação em Assembleias Gerais Extraordinárias ocorrida no dia 12 de dezembro de 2023 e 18 de dezembro de 2023 a acionista ratifica a redução de capital social da Companhia no montante total de R\$ 344.000.00,00 sem o cancelamento de ações, com a consequente alteração do artigo 5º do Estatuto Social para refletir a redução. Assim, o capital social da Companhia passa de R\$ 1.666.782.718 para R\$ 1.322.782.718,80.</p>
Sociedades Envolvidas	<p>(i) CPFL Geração</p> <p>(ii) CPFL Energia</p>
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	<p>Em decorrência da Redução de capital:</p> <p>O Capital Social da CPFL Geração subscrito e integralizado passa a ser de R\$ R\$ 1.322.782.718,80 dividido em 225.137.769 ações ordinárias, escriturais e sem valor nominal.</p>
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 houve cancelamento de ações não havendo, desta forma, alteração no quadro acionário.

1.12 Operações societárias/Aumento ou redução de capital

Evento	Redução de capital
Principais Condições do Negócio	<p>Conforme deliberado em Assembleia Geral Extraordinária, ocorrida em 11 de setembro de 2023, cuja ata foi devidamente publicada em 12 de setembro de 2023 no Jornal Correio Popular na página A9, no montante de até R\$ 700.000.000,00 em vista de julgá-lo excessivo em relação ao objeto, conforme autoriza os artigos 173 e seguintes da Lei 6.404/76.</p> <p>Desta forma, em deliberação em Assembleia Geral Extraordinária ocorrida no dia 14 de novembro de 2023 a acionista ratifica a redução de capital social da Companhia no montante total de R\$ 356.000.00,00 sem o cancelamento de ações, com a consequente alteração do artigo 5º do Estatuto Social para refletir a redução. Assim, o capital social da Companhia passa de R\$ 2.022.782.718,80 para R\$ 1.666.782.718,80.</p>
Sociedades Envolvidas	<p>(i) CPFL Geração</p> <p>(ii) CPFL Energia</p>
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	<p>Em decorrência da Redução de capital:</p> <p>O Capital Social da CPFL Geração subscrito e integralizado passa a ser de R\$ R\$ 1.666.782.718,80 divididos em 225.137.769.366 ações ordinárias, escriturais e sem valor nominal.</p>
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 houve cancelamento de ações não havendo, desta forma, alteração no quadro acionário.

1.12 Operações societárias/Aumento ou redução de capital

Evento	Cisão parcial da Companhia referente a parte do seu investimento na CPFL Renováveis, com versão do acervo líquido cindido à CPFL Energia.
Principais Condições do Negócio	<p>Em 29 de abril de 2025, a Companhia aprovou, em Assembleia Geral e Extraordinária, a cisão parcial de seu acervo líquido, composto por 1,8498% do seu investimento na empresa CPFL Energias Renováveis S.A. (CPFL Renováveis). O valor do acervo líquido cindido correspondente a R\$ 91.444 foi incorporado pela sua controladora CPFL Energia. Com isso, a Companhia deixou de consolidar as demonstrações financeiras da CPFL Renováveis, passando esta a ser consolidada diretamente pela CPFL Energia.</p> <p>Esta reestruturação teve o objetivo de simplificar a estrutura societária e de controle do Grupo CPFL e reduzir os custos associados.</p>
Sociedades Envolvidas	<p>(i) CPFL Energia</p> <p>(ii) CPFL Geração</p> <p>(iii) CPFL Renováveis</p>
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	<p>Em decorrência da Reestruturação Societária:</p> <p>1) O Capital Social da Companhia passou a ser de R\$ 927.006, dividido em 225.137.769.366 ações ordinárias, escriturais e sem valor nominal.</p> <p>2) A CPFL Renováveis deixou de ser consolidada pela Companhia, e agora será consolidada diretamente na CPFL Energia.</p>
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	Foi utilizado laudo de avaliação para apuração do acervo a ser transferido.

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 CPFL Energia 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, bem como no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023.

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 e o método de repasse de custos aos Consumidores Finais. Nos termos da regulamentação, todas as partes que comprem 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).

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 de geradoras por meio de leilões públicos. Os leilões são coordenados pela ANEEL, seguindo as diretrizes do MME, realizados por intermédio da CCEE.

As compras de energia elétrica são realizadas por meio de dois tipos de contratos bilaterais: (i) Contratos de Quantidade de Energia; e (ii) Contratos de Disponibilidade de Energia. Nos termos dos Contratos de Quantidade de Energia, a unidade geradora compromete-se a fornecer certa quantidade de energia elétrica 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 de Disponibilidade de Energia, a unidade geradora compromete-se a disponibilizar certa capacidade ao ambiente de contratação regulada. Neste caso, a receita da unidade geradora está garantida e as distribuidoras em conjunto enfrentam o risco hidrológico. Em conjunto, esses contratos constituem os CCEARs.

Ambiente de Contratação Livre

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, reduziu 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

1.16 Outras informações relevantes

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 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 pequena central hidroelétrica; (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 0,5MW de carga já podem migrar, mas com a limitação de compra de energia apenas de fontes 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 0,5MW. 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 0,5MW, 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 0,5MW, 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 eletricidade das instalações de geração de energia 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 "ajustes de mercado").

1.16 Outras informações relevantes

Editais de leilão 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 que participa 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 demanda declarada de eletricidade por cada distribuidora, bem como aos preços resultantes do leilão. Para os leilões de ajuste de mercado, no qual os contratos são assinados diretamente entre empresas de geração e distribuição e 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 proveniente de empreendimentos de geração existentes, existem três possibilidades de redução permanente das quantidades contratadas, quais sejam (i) compensação 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 Energia Nova através dos Mecanismos de Compensação Sobras e Déficit 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 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 projetos de nova geração, 31 leilões especificamente para instalações de geração de energia existentes, 3 leilões para projetos de geração de fontes alternativas e 10 leilões, qualificados como “energia de reserva”. De 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 e, de acordo com o Decreto nº 5.163/2004, até 1º de agosto de cada ano, todos os agentes de distribuição, vendedores, autoprodutores e os consumidores livres devem fornecer à EPE sua demanda estimada de energia elétrica para os cinco anos subsequentes para planejamento da expansão do sistema. Com base nessas informações, o MME estabelece o montante total de energia elétrica a ser negociado em leilões e decide quais fontes estarão aptas a participar. 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 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.

Convenção de Comercialização de Energia Elétrica

As Resoluções da ANEEL nº 109 de 2004, e nº 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.

1.16 Outras informações relevantes

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 Termelétricidade, 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, 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 também 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.

1.16 Outras informações relevantes

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 e UBP

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.

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 7,00% 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.

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

1.16 Outras informações relevantes

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 Mecanismo de Realocação de Energia, ou 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 também desistiram de suas ações judiciais. 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 (UHEs Belo Monte e Complexo do Madeira).

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

2. Comentário dos diretores

2.1 Os diretores devem comentar sobre:

a) condições financeiras e patrimoniais gerais;

O ano de 2023 foi marcado pelo El Niño, fenômeno caracterizado pelo aquecimento anormal das águas do oceano Pacífico, podendo causar chuvas torrenciais na região Sul, além de secas severas no Norte e Nordeste do país, o que favoreceria o desempenho dos ventos na região. Observamos também períodos de calor intenso em todo território brasileiro com aumento significativo na demanda de consumo das classes residencial e comercial. Por outro lado, esse cenário climatológico impôs mais desafios ao segmento de Geração, uma vez que usinas precisaram ser despachadas para atender picos de demanda ao mesmo tempo em que parques eólicos e solares da região Nordeste precisaram ser desconectados da rede, evidenciando a maior complexidade que o ONS vem enfrentando na operação do sistema.

O ano de 2023 foi marcado por uma melhor performance de nossos parques eólicos em relação a 2022. Nossa disponibilidade permaneceu em um patamar elevado, de 95,7%, e contribuiu para o resultado do ano, e a geração eólica cresceu 1,2%, mas apesar do melhor desempenho dos ventos, as condições estruturais do sistema obrigaram o ONS a restringir a geração de parques eólicos, o que afetou a energia gerada no ano. O cenário hidrológico favoreceu as nossas UHEs e PCHs, resultando em um aumento de 60,8% e 33,0% na vazão, respectivamente.

Em 31 de dezembro de 2023, a capacidade instalada do segmento de Geração do grupo CPFL totalizava 4.371 MW, compreendendo 8 usinas hidrelétricas (1.996 MW), 49 parques eólicos (1.391 MW), 46 PCHs e CGHs (472 MW), 7 usinas termelétricas a biomassa (330 MW), 2 UTEs (182 MW) e 1 usina solar (1 MW).

Estamos constantemente avaliando novas oportunidades para explorar investimentos em projetos de geração. Contamos com um portfólio de 4.399 MW de projetos em desenvolvimento para os próximos anos e atualmente possuímos um projeto em construção, a PCH Lucia Cherobim, com 28,0 MW de capacidade instalada, localizada no estado do Paraná, com entrada prevista para o 4T24.

b) estrutura de capital;

A Companhia entende que a sua atual estrutura de capital, mensurada pelo percentual de capital próprio (patrimônio líquido/total do passivo) e de terceiros (passivo circulante + passivo não circulante) / total do passivo) indicada na tabela abaixo, apresenta níveis de alavancagem consideradas pela Companhia como adequados.

Estrutura de capital	2023	2022
Capital próprio	46%	46%
Capital de terceiros	54%	54%

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

Liquidez e Recursos de Capital

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023

Em 31 de dezembro de 2023, o capital de giro apresentava um déficit (excedente de passivo circulante em relação ao ativo circulante) de R\$ 3.510 milhões, um aumento de R\$ 2.507 milhões quando comparado com o déficit de R\$ 1.003 milhões em 31 de dezembro de 2022. O aumento desse déficit se deu por um aumento de 84% (R\$ 2.655 milhões) do passivo circulante, e aumento de 7% (R\$ 147 milhões) no ativo circulante.

A principal causa do aumento no passivo circulante foi decorrente da transferência entre curto e longo prazo referente ao mútuo com a controladora State Grid Brazil Power (R\$ 2.669 milhões).

A principal causa do aumento no ativo circulante foi: (i) caixa e equivalentes de caixa (R\$ 56 milhões), (ii) consumidores, concessionárias e permissionárias (R\$ 25 milhões); (iii) títulos e valores imobiliários (R\$ 30 milhões) e (iv) outros tributos a compensar (R\$ 14 milhões).

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

As tabelas abaixo resumem as obrigações contratuais e os compromissos pendentes em 31 de dezembro de 2023 (inclui outras obrigações contratuais de longo prazo).

31/12/2023	Consolidado						Total
	Menos de 1 mês	1 - 3 meses	3 meses a 1 ano	1 - 3 anos	4 - 5 anos	Mais de 5 anos	
Fornecedores	171	151	-	47	-	-	369
Empréstimos e financiamentos – principal encargos	7	161	695	113	139	407	1.521
Derivativos	-	-	20	-	-	-	20
Debêntures – principal e encargos	-	-	4	-	-	710	715
Taxas regulamentares	69	-	-	-	-	-	69
Outros	6	3	-	-	-	-	10
Consumidores e concessionárias EPE / FNDCT	5	3	-	-	-	-	8
	1	-	-	-	-	-	1
Total	254	316	719	160	139	1.117	2.703

Obrigações contratuais	Menos de 1 ano	1 - 3 Anos	4 - 5 anos	Mais de 5 anos	Total
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão	271	600	675	6.717	8.263
Prêmio de risco – Repactuação do risco hidrológico	54	109	67	187	417
Projetos de construção de usina	166	29	21	62	278
Fornecedores de materiais e serviços	128	244	227	290	889
Total	619	981	990	7.256	9.846

Obrigações contratuais (controladas em conjunto)	Menos de 1 ano	1 - 3 anos	4 - 5 anos	Mais de 5 anos	Total
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão	93	145	155	-	393
Prêmio de risco – Repactuação do risco hidrológico	70	139	102	272	583
Projetos de construção de usina	9	6	-	-	16
Fornecedores de materiais e serviços	13	-	-	-	13
Total	185	290	257	272	1.005

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

- Investimentos para continuar a melhorar e expandir os nossos sistemas de geração e transmissão, e concluir nossos projetos de geração de energia renovável;
- Amortizar ou refinarar dívidas a vencer. Em 31 de dezembro de 2023, possuíamos um saldo de dívida não amortizado com vencimento programado para os próximos 12 meses de R\$ 868 milhões;
- Pagamento de dividendos. Pagamos R\$ 925 milhões em 2023. O pagamento exclui os dividendos pagos de nossas controladas para os acionistas não controladores.

A Companhia e suas controladas possuem capacidade financeira para fazer frente a seus passivos não circulantes. Uma das principais estratégias utilizadas para gerir os passivos de longo prazo é chamada de *pre-funding*, ou seja, a Companhia antecipa-se nas necessidades de caixa para o horizonte de 12 meses e prioriza a liquidez de caixa.

O índice de Liquidez Geral da Companhia foi de 0,334 em 2023, aumento de 13% em relação ao índice de 2022, que foi de 0,295

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 de dinheiro e financiamento.

Durante o ano de 2023, as subsidiárias da CPFL Geração trouxeram financiamentos principalmente para financiar investimentos nos nossos segmentos de geração e transmissão, bem como para reforçar o capital de exploração das empresas.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

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 Empresa, ver linha (f) deste item 2.1.

Endividamento (representado por empréstimos, debêntures e derivativos)

No final de 2023, o endividamento bruto (incluindo derivativos) da CPFL Geração atingiu R\$ 2.190 milhões, uma redução de 21,9% (R\$ 735 milhões), resultado principalmente da amortização de principal de empréstimos e debêntures no montante de R\$ 1.027 milhões, compensadas pelas captações do período, no montante de R\$ 270 milhões para 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;

Em 2024 e 2025, esperamos continuar a nos beneficiar das oportunidades de financiamento oferecidas pelo mercado, através da emissão de debêntures e captação de dívida para capital de giro, tanto interna como externa, e as oferecidas pelo governo, por meio de linhas de financiamento fornecidas pelo BNDES, BNB ou outros bancos de fomento para realizar novos investimentos no segmento de geração e transmissão.

f) níveis de endividamento e as características de tais dívidas, descrevendo ainda;

Em 31 de dezembro de 2023, nosso endividamento total (incluindo mútuo e encargos, líquido de instrumentos financeiros derivativos) era de R\$ 4.882 milhões. Deste total, aproximadamente R\$ 375 milhões ou 7,59% estavam expressos em dólares norte-americanos. 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\$ 868 milhões de nosso endividamento tem vencimento em 12 meses.

i. contratos de empréstimo e financiamento relevantes

Principais Contratos de Financiamentos em 2023 (incluindo encargos):

Nossas categorias de endividamento são como segue:

- **Pós fixado.** Em 31 de dezembro de 2023, havia diversos empréstimos pós fixados, totalizando R\$ 1.146 milhões, sendo indexados à TJLP (R\$ 335 milhões), IPCA (R\$ 348 milhões), CDI (R\$ 467 milhões). Estes empréstimos são denominados em Reais. Esses empréstimos são relacionados principalmente a Companhia e a nossa subsidiária direta CPFL Renováveis.
- **Debêntures.** Em 31 de dezembro de 2023, as debêntures totalizavam R\$ 715 milhões emitidas pela CPFL Geração e CPFL Renováveis. As condições das debêntures estão sumarizadas na nota 17 de nossas demonstrações financeiras.
- **Dívidas denominadas em moeda estrangeira.** Em 31 de dezembro de 2023, possuíamos o equivalente a R\$ 375 milhões de dívidas denominadas em moeda estrangeira, exclusivamente em dólares norte-americanos. Contratamos *swaps* visando reduzir nossa exposição a taxas de câmbio decorrentes dessas obrigações.

Para mais detalhes sobre nossos empréstimos, debêntures e derivativos, vide notas 16, 17 e 33 das nossas demonstrações financeiras consolidadas.

ii. outras relações de longo prazo com instituições financeiras

Na data deste Formulário de Referência, não há 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.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

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 pela Companhia e suas controladas 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 2023.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras individuais das subsidiárias da CPFL Renováveis, detentoras dos contratos

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

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.

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 empreendimento 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 da Companhia monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. No entendimento da Administração da Companhia, todas as condições restritivas e cláusulas financeiras e não financeiras estão adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2023.

Condições restritivas das debêntures

As debêntures emitidas pela Companhia e suas controladas 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 2023.

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 da Companhia monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. No entendimento da Administração da Companhia, todas as condições restritivas e cláusulas financeiras e não financeiras estão adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2023.

g) limites dos financiamentos contratados e percentuais já utilizados;

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

2023

<u>Modalidade</u>	<u>Aprovação</u>	<u>Empresa</u>	<u>Limites contratados</u>	<u>Percentual utilizado</u>
BNDES Finem	2020	CPFL Renováveis (PCH Lucia Cherobim)	221.936	63%
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%

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 2023 e 2022 com a demonstração de todas as variações e comentários sobre as mais relevantes.

Comentários sobre as variações mais relevantes da Demonstração de Resultado:

Demonstração do Resultado Consolidado (em milhões de reais)					
	2023	AH%	AH-R\$	AV%	2022
Receita operacional	5.614	9,4%	482	109,0%	5.132
Suprimento de energia elétrica	5.454	21,3%	959	105,9%	4.495
Receita de construção de infraestrutura da concessão	37	-90,6%	(357)	0,7%	394
Outras receitas operacionais	123	-49,0%	(118)	2,4%	241
Deduções da receita operacional	(465)	-27,0%	(99)	-9,0%	(366)
Receita operacional líquida	5.149	8,1%	384	100,0%	4.765
Custo do serviço de energia elétrica	(548)	-2,8%	(15)	-10,6%	(533)
Custo com energia elétrica	(289)	17,9%	63	-5,6%	(352)
Encargo do uso do sist de transm distrib	(259)	-43,1%	(78)	-5,0%	(181)
Custos e Despesas operacionais	(1.953)	-85,3%	(899)	-37,9%	(1.054)
Pessoal	(172)	0,0%	-	-3,3%	(172)
Entidade de previdência privada	(2)	50,0%	2	0,0%	(4)
Material	(48)	-50,0%	(16)	-0,9%	(32)
Serviço de terceiros	(297)	-23,2%	(56)	-5,8%	(241)
Depreciação/amortização	(691)	-16,5%	(98)	-13,4%	(593)
Amortização de intangível de concessão	(202)	-20,2%	(34)	-3,9%	(168)
Provisão para Devedores Duvidosos - PDD	-	-100,0%	15	0,0%	(15)
Custo de construção de infraestrutura	(70)	81,8%	315	-1,4%	(385)
Outros	(472)	-184,9%	(1.028)	-9,2%	556
Resultado do serviço	2.649	-16,6%	(529)	51,4%	3.178
Equivalência patrimonial	315	-35,6%	(174)	6,1%	489
Resultado financeiro	(568)	8,8%	55	-11,0%	(623)
Receitas financeiras	222	29,1%	50	4,3%	172
Despesas financeiras	(790)	0,8%	6	-15,3%	(796)
Resultado antes dos tributos	2.395	-21,3%	(648)	46,5%	3.043
Contribuição social	(139)	-69,5%	(57)	-2,7%	(82)
Imposto de renda	(360)	-78,2%	(158)	-7,0%	(202)
Lucro Líquido	1.897	-31,2%	(862)	36,8%	2.759
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores	1.171	-42,7%	(872)	22,7%	2.043
Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores	725	1,3%	9	14,1%	716

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Receita Operacional Bruta

Principais variações da Receita Operacional Bruta de 2023, comparado com 2022:

A receita operacional bruta em 2023 foi de R\$ 5.614 milhões, representando um aumento de 9,4% (R\$ 482 milhões), quando comparado com 2022. Este aumento é decorrente basicamente de um aumento de 21,3% (R\$ 959 milhões) em suprimento de energia elétrica parcialmente compensado pela redução da receita de construção de infraestrutura de concessão (R\$ 357 milhões) e de outras receitas operacionais (118 milhões).

Deduções da receita operacional

Principais variações do Deduções da receita operacional de 2023, comparado com 2022:

As deduções da receita operacional foram de R\$ 465 milhões em 2023, um aumento de R\$ 99 milhões, ou 27%, em relação a 2022. Esta variação é explicada principalmente em aumento de impostos (PIS/COFINS) devido ao aumento da receita operacional bruta nesse período.

Custos e Despesas Operacionais

Principais variações das Custos e Despesas Operacionais de 2023, comparado com 2022:

Custos e Despesas Operacionais de 2023 foram de R\$ 1.953 milhões, representando um aumento de 85,2% (R\$ 899 milhões), quando comparado com 2022, justificado basicamente pelo ganho com remensuração do investimento, registrado em 2022, de R\$ 670 milhões e da provisão para perda ao valor recuperável, registrado em 2023, de R\$ 334 milhões, ambos da controlada Enercan, além da redução no custo de construção de infraestrutura de R\$ 315 milhões.

Resultado Financeiro

Principais variações do Resultado Financeiro de 2023, comparado com 2022:

O Resultado Financeiro apresentou uma despesa líquida de R\$ 568 milhões em 2023, representando uma redução de 8,8% (R\$ 55 milhões), comparado com a despesa líquida de 2022. Esta variação decorre basicamente de aumento nas receitas financeiras de 29,1% (R\$ 50 milhões), principalmente em função do aumento de rendas de aplicações financeiras (R\$ 47 milhões).

Resultado líquido

Comparado ao exercício findo em 31 de dezembro de 2022, e devido aos fatores discutidos acima, o lucro líquido reduziu 31,2% (ou R\$ 862 milhões), resultando em R\$ 1.897 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2023.

Comentário sobre as variações mais relevantes do Fluxo de Caixa:

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

	Fluxo de Caixa (em milhões de reais)				
	2023	AH%	AH-R\$	AV%	2022
FLUXO DE CAIXA OPERACIONAL					
Lucro antes dos tributos	2.395	-21,3%	(648)	279,9%	3.043
Ajustes para conciliar o lucro ao caixa oriundo das atividades operacionais					
Depreciação e amortização	893	17,3%	132	104,4%	761
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	18	259,8%	13	2,1%	5
Provisão para devedores duvidosos	0	-97,0%	(15)	0,1%	15
Encargos de dívida e atualizações monetárias e cambiais	689	-3,6%	(26)	80,5%	715
Despesa com plano de pensão	2	-50,0%	(2)	0,2%	4
Equivalência patrimonial	(315)	35,6%	174	-36,8%	(489)
Perda (ganho) na baixa de não circulante	9	-49,7%	(9)	1,1%	18
PIS e COFINS diferidos	1	-95,0%	(19)	0,1%	20
Efeito de valorização a valor justo de combinação de negócios	-	-100,0%	670	0,0%	(670)
Outros	229	100,0%	229	26,7%	-
	3.922	14,6%	499	458,4%	3.423
Redução (Aumento) nos ativos operacionais					
Consumidores, concessionárias e permissionárias	4	-108,8%	54	0,5%	(50)
Dividendo e juros sobre o capital próprio recebidos	357	-27,6%	(136)	41,7%	493
Tributos a compensar	(4)	84,6%	22	-0,5%	(26)
Depósitos judiciais	(3)	-200,0%	(2)	-0,4%	(1)
Adições de ativo de transmissão	(34)	91,3%	355	-4,0%	(389)
Adiantamento a fornecedores	-	-100,0%	(80)	0,0%	80
Ordens em curso	-	-100,0%	134	0,0%	(134)
Outros ativos operacionais	141	-291,2%	215	16,5%	(74)
	461	-556,8%	562	53,9%	(101)
Aumento (Redução) nos passivos operacionais					
Fornecedores	72	-197,8%	146	8,5%	(74)
Outros tributos e contribuições sociais	117	-465,6%	149	13,7%	(32)
Outras obrigações com entidade de previdência privada	(6)	33,3%	3	-0,7%	(9)
Taxas regulamentares	42	-4300,0%	43	4,9%	(1)
Riscos fiscais, cíveis e trabalhistas pagos	(56)	-1300,0%	(52)	-6,5%	(4)
Outros passivos operacionais	(1)	-100,4%	(367)	-0,2%	366
	168	-31,7%	(78)	19,6%	246
Caixa oriundo das operações	4.554	27,6%	986	532,2%	3.568
Encargos de dívidas e debêntures pagos	(119)	51,2%	125	-13,9%	(244)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(771)	-157,9%	(472)	-90,1%	(299)
Caixa líquido oriundo das atividades operacionais	3.664	21,2%	640	428,2%	3.024
Atividades de investimentos					
Aquisição de participação societária, líquido do caixa adquirido	-	-100,0%	50	0,0%	(50)
Aumento de caixa decorrente de reestruturação societária	-	-100,0%	(147)	0,0%	147
Redução de capital em subsidiárias	53	-80,1%	(214)	6,2%	267
Aquisições de imobilizado	(441)	-77,1%	(192)	-51,5%	(249)
Títulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados (aplicações)	(82)	27,4%	31	-9,6%	(113)
Títulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados (resgates)	65	-82,8%	(313)	7,6%	378
Adições de intangível	(5)	50,0%	5	-0,6%	(10)
Utilização de caixa em atividades de investimentos	(410)	-210,5%	(781)	-47,9%	371
Atividades de financiamentos					
Redução de capital	(1.392)	0,0%	(1.392)	-162,7%	-
Captação de empréstimos e debêntures	270	-78,3%	(972)	31,6%	1.242
Amortização de principal de empréstimos e debêntures, liquida de derivativos	(1.027)	31,4%	469	-120,0%	(1.496)
Liquidação de operações com derivativos	(151)	-71,6%	(63)	-17,6%	(88)
Dividendo e juros sobre o capital próprio pagos	(925)	64,3%	1.666	-108,1%	(2.591)
Captações de mútuos entre coligadas, controladas e controladora	56	522,2%	47	6,5%	9
Amortizações de mútuos com controladas e coligadas	(30)	-130,8%	(17)	-3,5%	(13)
Geração (Utilização) de caixa em atividades de financiamentos	(3.199)	-8,9%	(262)	-373,8%	(2.937)
Aumento (Redução) em caixa e equivalentes de caixa	55	-88,1%	(403)	6,4%	458
Saldo inicial em caixa e equivalentes de caixa	801	133,5%	458	93,6%	343
Saldo final em caixa e equivalentes de caixa	856	6,8%	55	100,0%	801

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Caixa líquido oriundo das operações

Em comparação com o ano encerrado em 31 de dezembro de 2022, nosso caixa líquido oriundo das atividades operacionais aumentou 21,2% (ou R\$ 640 milhões), resultando em R\$ 3.664 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023. Este aumento é decorrente principalmente de:

(i) registro, em 2022, da valorização a valor justo de combinação de negócios de R\$ 670 milhões, (ii) redução do lucro antes dos tributos de R\$ 648 milhões, (iii) aumento de imposto de renda contribuições sociais pagos de R\$ 472 milhões, (iv) redução nas adições de ativo de transmissão R\$ 355 milhões, (v) registro, em 2023, de provisão para perda ao valor recuperável de R\$ 334 milhões em outros ajustes para conciliar o lucro, (vi) aumento em encargos de dívidas e debêntures pagos de R\$ 125 milhões, (vi) ganho na gestão de caixa operacional no que tange à pagamento de fornecedores de R\$ 146 milhões.

Utilização de caixa em atividades de investimentos

Observa-se, em relação ao exercício findo em 31 de dezembro de 2023, uma redução de R\$ 781 milhões na utilização de caixa em atividades de investimentos, o qual, ao fim de 2022, atingira o montante de R\$ 371 milhões. A redução mencionada é explicada principalmente por: (i) aplicações e resgates de títulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados de R\$ 282 milhões, (ii) redução de capital em subsidiárias de R\$ 214 milhões, , (iii) aquisição de imobilizado de R\$ 192 milhões e (v) aumento de caixa decorrente de reestruturação societária de R\$ 147 milhões em 2022..

Utilização de caixa em atividades de investimentos

Em relação ao exercício de 2022 (cujo caixa utilizado para atividades de financiamentos fora de R\$ 2.937 milhões), no exercício findo em 31 de dezembro de 2023 nota-se uma redução de caixa em 8,9% (ou R\$ 262 milhões), atingindo o montante utilizado de R\$ 3.199 milhões. Esta redução é decorrente dos efeitos combinados de: (i) redução de capital de R\$ 1.392 milhões, (ii) captação e amortização de empréstimos e debêntures (de R\$ 503 milhões), parcialmente compensado por: (iii) dividendos e juros sobre capital próprio pagos (R\$ 1.666 milhões).

2.2 Resultados operacional e financeiro

2.2 Os diretores devem comentar:

a) condições financeiras e patrimoniais gerais;

i. descrição de quaisquer componentes importantes da receita

A CPFL Geração é a holding dos ativos de geração do grupo CPFL, com participações em grandes empreendimentos hidrelétricos e duas usinas térmicas, além de deter 50,85% da CPFL Renováveis (em conjunto com a CPFL Energia, detêm 100%), que é uma das líderes no segmento de energia renovável. O portfólio da CPFL Geração é de 4.371 MW, compreendendo 7 usinas hidrelétricas (1.958 MW), 49 parques eólicos (1.391 MW), 46 pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e centrais geradoras hidrelétricas (CGHs) (472 MW), 8 usinas termelétricas a biomassa (370 MW), 2 UTEs (182 MW) e 1 usina solar (1 MW). Estamos constantemente avaliando novas oportunidades para explorar investimentos em projetos de geração. Contamos com um portfólio de 4.399 MW de projetos em desenvolvimento para os próximos anos e atualmente possuímos um projeto em construção, a PCH Lucia Cherobim, com 28,0 MW de capacidade instalada, localizada no estado do Paraná, com entrada em operação prevista para 2024.

ii. fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

Resultados das Operações: 2023 em comparação com 2022

Receita Operacional Líquida

Em comparação com 2022, as receitas operacionais líquidas aumentaram 8,0% (ou R\$ 383 milhões), totalizando R\$ 5.149 milhões em 2023. Esse aumento deveu-se basicamente a: (i) um aumento em suprimento de energia elétrica (R\$ 959 milhões) parcialmente compensado por reduções da receita com construção de infraestrutura da concessão (R\$ 357 milhões) e em outras receitas operacionais (R\$ 118 milhões).

Custos e Despesas Operacionais

Despesas Operacionais

Nossas despesas operacionais abrangem nosso custo operacional, custos relativos à construção de infraestrutura de concessão, despesas de vendas e despesas gerais. As despesas operacionais foram de R\$ 1.953 milhões em 2023, um aumento de R\$ 899 milhões, ou 85,2% em relação à 2022., justificado basicamente pelo ganho com remensuração do investimento, registrado em 2022, de R\$ 670 milhões e da provisão para perda ao valor recuperável, registrado em 2023, de R\$ 334 milhões, ambos da controlada Enercan, além da redução no custo de construção de infraestrutura de R\$ 315 milhões.

Resultado Financeiro

O Resultado Financeiro apresentou uma despesa financeira líquida de R\$ 568 milhões em 2023 que, em comparação com a despesa líquida de R\$ 623 milhões em 2022, apresentou uma redução de R\$ 55 milhões ou 8,8%. Essa redução é decorrente basicamente de: (i) aumento de 29,1% (50 milhões) na renda de aplicações financeiras parcialmente compensada por (ii) redução de 37,4% (R\$ 103 milhões) com encargos de dívida e (iii) aumento na despesa com juros sobre contratos de mútuo de 23,2% (R\$ 67 milhões).

Lucro Líquido do Exercício

Devido aos fatores explicados acima, apresentamos um lucro líquido em 2023 de R\$ 1.897 milhões que, comparado ao lucro líquido apurado em 2022 de R\$ 2.759 milhões, redução de 31,2% ou R\$ 862 milhões.

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;

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

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.

2.2 Resultados operacional e financeiro

A inflação afeta nossos negócios principalmente pelo aumento dos custos operacionais e despesas financeiras devido aos encargos de dívidas serem corrigidos pela inflação.
A depreciação do Real aumenta o custo do serviço da nossa dívida em moeda estrangeira.

A tabela abaixo mostra os principais indicadores de desempenho da economia brasileira referentes aos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2023 e 2022.

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de	
	2023	2022
Crescimento do PIB (em reais) ⁽¹⁾	2,9%	3,0%
Taxa de desemprego ⁽²⁾ – média de %	8,0%	9,3%
Crédito à pessoa física (recursos não destinados) – % PIB	18,0%	17,6%
Crescimento das Vendas no Varejo	1,7%	1,0%
Crescimento da Produção Industrial	0,2%	(0,7%)
Inflação (IGP-M) ⁽³⁾	(3,2%)	5,5%
Inflação (IPCA) ⁽⁴⁾	4,6%	5,8%
Taxa de câmbio média – US\$1,00 ⁽⁵⁾	R\$ 4,99	R\$ 5,17
Taxa de câmbio no fim do ano – US\$1,00	R\$ 4,84	R\$ 5,22
Depreciação (apreciação) do real x dólar norte-americano	(7,2%)	(6,5%)

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 2023 começou sob os sinais de baixo crescimento e elevada inflação. As expectativas de acordo com a Pesquisa Focus estavam em torno de 0,8% e 5,3%, respectivamente. A perspectiva era que a recomposição tributária afetaria preços administrados, especialmente combustíveis, mantendo a inflação elevada a despeito dos efeitos negativos da elevação de juros sobre a atividade econômica. No entanto, houve surpresas benignas nas duas frentes: o crescimento econômico foi mais forte e a inflação, mais baixa.

Um dos fatores a colaborar para o desempenho melhor do que o esperado foi a normalização das cadeias produtivas e o recuo dos preços de commodities, tanto para a desinflação global como brasileira.

Domesticamente, a safra recorde – muito maior que a inicialmente esperada – contribuiu direta (com cerca de 1,2 p.p.) e indiretamente para o PIB mais forte (através dos efeitos multiplicadores da renda gerada no setor). A farta oferta agrícola também ajudou a redução dos preços domesticamente, especialmente dos alimentos; de fato, 2023 registrou deflação do grupo Alimentação no Domicílio no IPCA. Assim, apesar da recomposição dos impostos sobre combustíveis e da elevada inflação de administrados no ano (9,2%), a inflação encerrou o ano com 4,62%, dentro do intervalo de metas, cujo teto é 4,75%.

O ano de 2023 também testemunhou a discussão em torno da meta de inflação e da autonomia do Banco Central, o que acabou levando à desancoragem das expectativas de inflação em prazos mais longos, especialmente durante o primeiro semestre. Quando se tornou claro que haveria manutenção da autonomia do Banco Central e da meta de inflação em 3% - agora transformada em meta contínua - houve uma reancoragem parcial destas expectativas, que passaram a orbitar 3,5%, pouco acima do centro da meta.

Um dos motivos para a reancoragem das expectativas de inflação ser apenas parcial é a questão fiscal. O ano foi de significativos avanços nesta seara, como a aprovação do novo Arcabouço Fiscal e das medidas que devem alavancar as receitas em 2024. Mas ainda há muita incerteza a respeito do cumprimento/alterações destas metas, que deve continuar sendo um foco de atenção ao longo de 2024.

2.2 Resultados operacional e financeiro

Enquanto as expectativas de inflação permaneciam pressionadas e não havia clareza sobre o ambiente internacional e doméstico, o Banco Central manteve a taxa de juros inalterada. Apenas quando se tornou mais claro o processo de desinflação e apareceram sinais de decompressão dos núcleos é que a Selic começou a ser reduzida, mas os impactos da moderação da restrição monetária só devem ser mais plenamente observados em 2024, dadas as defasagens usuais.

No PIB mais forte de 2023 também participou a expansão da massa de renda das famílias, beneficiada por um mercado de trabalho forte, com expansão do emprego e do rendimento médio real dos trabalhadores, além das elevadas transferências governamentais através do Bolsa Família. A expansão da renda foi importante para garantir um bom desempenho do varejo mais dependente dela; já o varejo mais ligado ao crédito teve mais dificuldades, dado o ambiente de elevada inadimplência, taxas de juros nas alturas e endividamento das famílias em patamar recorde. A inadimplência recuou na segunda metade do ano, embalada pelo programa Desenrola, mas a recuperação deste mercado é apenas incipiente e deve se fortalecer ao longo de 2024, refletindo a redução da Selic. Dentro do varejo, que depende mais do crédito, houve o destaque positivo das vendas de automóveis, incentivadas pelos programas governamentais específicos.

Do ponto de vista da indústria, no entanto, foi um ano difícil. Conquanto a extrativa mineral tenha ido muito bem, a indústria de transformação refletiu tanto a demanda mais baixa quanto as dificuldades para obtenção de crédito pelas empresas. Além da Selic elevada, o episódio das reclassificações contábeis da Americanas no início do ano impôs cautela extra aos bancos e mercados de capitais. A situação só começou a melhorar no segundo semestre, sob a égide do afrouxamento monetário e da percepção de que o episódio contábil era mesmo restrito à Americanas. Esta melhora deve perdurar em 2024.

O câmbio permaneceu sob pressão no primeiro semestre, enquanto pairavam dúvidas sobre a questão fiscal e a autonomia do Banco Central; aos poucos, conforme estas questões foram sendo confrontadas, houve pequena apreciação. Os movimentos do câmbio refletiram, também, os humores dos mercados com a economia internacional; o ano de 2023 foi de elevação dos juros nas principais economias do mundo e a perspectiva de que as taxas permaneceriam em terreno contracionista por bastante tempo prevaleceu em boa parte do segundo semestre. Em dezembro, no entanto, estas perspectivas foram parcialmente desarmadas, com os mercados começando a apostar em quedas de juros mais incisivas ao longo de 2024, o que colaborou para perda de valor do dólar em relação às demais moedas, inclusive o real.

Deve-se notar, ainda, outro fato relevante no apagar das luzes do ano: a promulgação da reforma tributária. Os pilares da reforma são a implantação de um sistema de base tributária ampla e não cumulativo; a uniformização da legislação; a enorme simplificação do sistema; e, ainda que maiores do que as desejáveis, um número limitado de exceções. Com isso, o novo sistema deve ser menos complexo que o atual e com menor incentivo à litigância, proporcionando alguma redução das distorções alocativas e aumento da produtividade da economia nacional. Na esteira das reformas aprovadas em 2023, o Brasil recebeu upgrade da classificação de risco de sua dívida pela S&P, o que ajudou a consolidar o processo de apreciação cambial nos últimos dias do ano.

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 2023 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.

A partir de 1º de janeiro de 2023, o Grupo adotou as alterações ao CPC 32 / IAS 12 de tributos sobre lucro, o qual, estabeleceu o reconhecimento de imposto diferido sobre transações que, no reconhecimento inicial, dão origem a montantes iguais de diferenças temporárias tributárias e dedutíveis, mas vale ressaltar que na Companhia, não houve impactos significativos com a adoção das alterações na norma. Também levou em consideração as mudanças ocorridas no CPC 23 / IAS 8 considerando as mudanças introduzidas na definição de estimativas contábeis e os esclarecimentos a respeito da distinção de estimativas contábeis e políticas contábeis. Por fim, destaca-se também a adoção ocorrida no CPC 26 (R1) / IAS 1 no que concerne a aplicação de julgamento de materialidade para as políticas contábeis, ao levar em consideração que as políticas contábeis materiais são aquelas que, em conjunto com outras informações das demonstrações contábeis, influenciem nas decisões dos principais usuários das demonstrações contábeis. Outras novas normas também entraram em vigor a partir de 1º de janeiro de 2023, mas, assim como as destacadas acima, não afetaram materialmente as demonstrações financeiras.

Mais detalhes sobre mudanças nas práticas contábeis, vide nota 3.18 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

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 2023, datado de 21 de março de 2024, 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 2023.

b) constituição, aquisição ou alienação de participação societária;

Não aplicável, tendo em vista que não houve constituição, aquisição ou alienação de participação societária no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023.

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 2023.

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;

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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;

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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:

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

2.7 Destinação de resultados

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

	31/12/2023
a) Regras sobre retenção de lucros	<p>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.</p>
b) Regras sobre distribuição de dividendos	<p>De acordo com a Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, conforme alterada ("Lei das Sociedades por Ações") e com o Estatuto Social da Companhia, o lucro líquido do exercício terá obrigatoriamente a seguinte destinação:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. 5% (cinco por cento) para a formação da reserva legal, até atingir 20% (vinte por cento) 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. d. Em caso de prejuízo, as reservas constituídas poderão ser utilizadas para absorver o prejuízo remanescente sendo a reserva legal a última a ser absorvida. <p>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.</p> <p>Destinação do Resultado de 2023:</p> <p>Retenções em Reservas de Lucros: Reserva de Reforço de Capital de Giro: R\$ 56.684.821,85</p> <p>Proposta de Dividendos: Dividendos Adicionais: R\$ 1.039.268.323,44</p>
c) Periodicidade das distribuições de dividendos	<p>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 será 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.</p> <p>Ressaltamos que cabe a Assembleia Geral 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. A Assembleia Geral poderá, também, declarar juros sobre o capital próprio e imputá-los ao pagamento do dividendo mínimo obrigatório.</p> <p>Os dividendos, salvo deliberação em contrário da Assembleia Geral, devem ser pagos no prazo máximo de 60 (sessenta) dias, contado a partir da data da deliberação de sua distribuição e, em qualquer caso, dentro do exercício social.</p>

2.7 Destinação de resultados

<p>d) Eventuais restrições à distribuição de dividendos impostas por legislação ou regulamentação especial aplicável ao emissor, assim como contratos, decisões judiciais, administrativas ou arbitrais</p>	<p>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.</p> <p>Existem duas situações que merecem destaque: (i) regra geral e (ii) controladas em conjunto pela CPFL Geração.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>
<p>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</p>	<p>Não há uma política específica de distribuição de dividendos. Os dividendos são distribuídos considerando as regras previstas em lei, respeitando o Estatuto Social da Companhia.</p>

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;**
- ii. contratos de futura compra e venda de produtos ou serviços;**
- iii. contratos de construção não terminada;**
- iv. contratos de recebimentos futuros de financiamentos;**

Em 31 de dezembro de 2023 e 2022 não há itens que não constem em nosso balanço patrimonial que tenham, ou possam vir a ter um efeito relevante em nossa condição financeira, receitas ou despesas, resultados operacionais, liquidez, investimentos ou recursos de capital.

A Companhia possui obrigações contratuais e compromissos, tais como os compromissos relacionados a contratos de longo prazo para compra e venda de energia e para projetos para construção de usinas, que estão apresentados em forma de tabela no item 2.1.c 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 2023.

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 2023.

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 2023.

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 2023.

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 aos projetos de geração. A tabela a seguir apresenta os investimentos da Companhia no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023 e a projeção para os anos de 2024 a 2027:

	Exercício encerrado em 31 de dezembro					
	2023	2024*	2025*	2026*	2027*	2028*
	(em milhões)					
Geração	446	396	229	180	120	115
Transmissão	735	-	-	-	-	-
Total	<u>1.181</u>	<u>396</u>	<u>229</u>	<u>180</u>	<u>120</u>	<u>115</u>

Planejamos investir aproximadamente R\$ 396 milhões em 2024, R\$ 229 milhões em 2025, R\$ 180 milhões em 2026, R\$ 120 em 2027 e R\$ 115 em 2028. Dos investimentos totais orçados para este período, R\$ 1.040 milhões são esperados de serem investidos no nosso segmento de Geração. Parte dos gastos previstos 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 2024 e 2025, 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;

O principal desinvestimento previsto pela companhia é a desmobilização da Epasa – Centrais Elétricas da Paraíba S.A., que contempla duas usinas termelétricas a combustíveis fósseis (óleo combustível), Termoparaíba e Termonordeste. A desmobilização da Epasa está em linha com os compromissos públicos assumidos pela companhia de gerar energia 100% renovável e é essencial para as metas de mitigação de 56% das emissões em relação a 2021, ano no qual a usina operou frequentemente, assim contribuindo significativamente para as emissões da companhia. A capacidade instalada desmobilizada corresponde a 341,5 MW, sendo que a CPFL Geração possui atualmente participação acionária de 53,34%.

Ademais, foi realizada em 2023 a venda da usina termelétrica a biomassa (bagaço de cana) Bio Formosa. A capacidade instalada vendida corresponde a 40 MW.

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;

2.10 Planos de negócios

- i. descrição das pesquisas em andamento já divulgadas;
- ii. montantes totais gastos pelo emissor em pesquisas para desenvolvimento de novos produtos ou serviços;
- iii. projetos em desenvolvimento já divulgados;
- 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, contamos 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 estamos estudando a viabilidade de tecnologias de hidrogênio verde para o nosso 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.

Mais informações relacionadas ao Plano ESG 2030 estão disponíveis em <https://ri.cpfl.com.br/>.

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 80/22, a divulgação de projeções e estimativas é facultativa.

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 da 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 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:

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. Expressões similares incluídas nesta seção “4.1. Fatores de Risco” devem ser compreendidas nesse contexto.

As referências constantes deste item 4.1 a “nós” devem ser interpretadas como CPFL Geração 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) ao emissor;

Nosso negócio está sujeito a ciberataques e violações de segurança e privacidade, sendo que qualquer ataque poderá afetar o nosso negócio de maneira substancial e prejudicial.

No nosso negócio, realizamos a coleta, o armazenamento, o processamento e a transmissão de dados pessoais (PII) ou sensíveis (PSI) de clientes, fornecedores e empregados. Além disso, sistemas chave (*core*) de tecnologia da informação são utilizados para controle das operações comerciais e de energia, administrativas e financeiras, o que certamente envolve a exposição a determinados riscos cibernéticos. Há um crescente número de organizações, incluindo grandes empresas, instituições financeiras e instituições governamentais, que vêm divulgando violações em seus sistemas de tecnologia da informação, algumas delas envolvendo ataques sofisticados e alvos específicos, incluindo websites ou infraestrutura.

Existem técnicas sofisticadas que são aplicadas para obter credenciais de acesso às informações de negócio ou de clientes, seja para comprometer serviços ou fraudar sistemas, e por serem sofisticadas dificultam a identificação imediata da investida, muitas delas desconhecidas até o primeiro ataque. A violação pode ocorrer não apenas diretamente em nossos sistemas como também pela invasão de sistemas de parceiros ou fornecedores. A engenharia social é uma das técnicas mais presentes e envolve o fator humano, na tentativa de 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 podem ser suportados por recursos financeiros e tecnológicos significativos, tornando-os ainda mais sofisticados e difíceis de serem detectados.

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

Adicionalmente, nós não mantemos apólices de seguros específicas para ciberataques e nossas atuais apólices podem não ser adequadas para nos ressarcir pelas perdas causadas por quaisquer violações de segurança, e podemos não conseguir um reembolso integral, ou qualquer reembolso, nos termos de tais apólices. Nós não podemos 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, frente ao aumento expressivo da quantidade e sofisticação dos ataques cibernéticos.

4.1 Descrição dos fatores de risco

Incidentes de segurança envolvendo nossos bancos de dados, que contêm dados pessoais dos nossos clientes, fornecedores e funcionários, assim como a Lei nº 13.709, de 14 de agosto de 2018 ("Lei Geral de Proteção de Dados Pessoais" ou "LGPD"), e outros acontecimentos envolvendo o cenário legal de proteção e privacidade de dados pessoais e marco civil poderia ter um efeito prejudicial no nosso negócio, condição financeira ou resultados operacionais.

Mantemos um banco de dados de informações sobre os nossos clientes, no qual podemos incluir principalmente (mas não apenas) dados coletados quando os clientes assinam nossos serviços e, também, através de nossos aplicativos de dispositivos móveis. Uma violação dos nossos sistemas pode afetar a integridade do nosso banco de dados. Dúvidas ou receios sobre a segurança ou proteção dos dados dos nossos clientes armazenados em nossos sistemas ou de outra forma tratados por nós podem afetar nossa reputação e, portanto, ter impacto negativo nos nossos resultados. Acesso não autorizado a dados pessoais dos nossos clientes ou qualquer percepção pública de que esses dados tenham sido divulgados de forma indevida, poderá nos sujeitar a processos administrativos ou judiciais, resultando em possíveis compensações financeiras, multas e danos à nossa reputação.

Estamos sujeitos à regulamentação da LGPD e, nesse sentido, podemos ser incapazes de cumprir com suas diretrizes e obrigações e, dessa forma, garantir a segurança e a privacidade dos dados que coletamos, sendo que o descumprimento de quaisquer normas, exigências, decisões ou outras leis e regulamentos relativos à proteção de dados pessoais poderão afetar o nosso negócio de maneira substancial e prejudicial.

Em 2018, foi sancionada a Lei Geral de Proteção de Dados Pessoais, que entrou em vigor em 18 de setembro de 2020, com exceção dos seus artigos 51, 53 e 54, que tratam das sanções administrativas e entraram em vigor em 1º de agosto de 2021, na forma da Lei nº 14.010, de 10 de junho de 2020. A LGPD tem uma ampla gama de aplicações e se estende a pessoas físicas e entidades públicas e privadas, independentemente do país onde estão sediadas ou onde os dados são hospedados, desde que (i) o processamento de dados ocorra no Brasil; (ii) a atividade de processamento de dados destine-se a oferecer ou fornecer bens ou serviços a ou processar dados de indivíduos localizados no Brasil; ou (iii) os titulares dos dados estejam localizados no Brasil no momento em que seus dados pessoais são coletados. A LGPD é aplicada independentemente da indústria ou negócio ao lidar com dados pessoais e não está restrita a atividades de processamento de dados realizadas através de mídia digital e/ou na internet.

A LGPD estabelece um conjunto de regras a serem observadas em atividades como coleta, processamento, armazenamento, uso, transferência, compartilhamento e eliminação de informações sobre pessoas físicas identificadas ou identificáveis no Brasil, inclusive no que diz respeito aos dados pessoais dos nossos clientes, fornecedores e funcionários. Além disso estabelece, entre outras coisas, princípios, requisitos e deveres impostos aos controladores de dados e aos processadores de dados, uma série de direitos dos titulares de dados pessoais, as bases legais aplicáveis ao tratamento de dados pessoais, exigências para se obter o consentimento dos titulares de dados, obrigações e exigências relativos a incidentes de segurança, obrigações relacionadas à transferência internacional de dados pessoais, obrigação de nomear um responsável pela proteção de dados, práticas de governança corporativa e regime de responsabilidade civil e penalidades em caso de violação das disposições. Nesse cenário, a Autoridade Nacional de Proteção de Dados, tem poderes e responsabilidades análogas às autoridades europeias de proteção de dados e é responsável (i) por investigar, compreendendo o poder de emitir normas e procedimentos, deliberar sobre a interpretação da LGPD e solicitar informações de controladores e processadores; (ii) pela execução, nos casos de descumprimento da lei, por meio de processo administrativo; e (iii) pela educação, com a responsabilidade de disseminar informações e fomentar o conhecimento da LGPD e medidas de segurança, promovendo padrões de serviços e produtos que facilitem o controle de dados e elaborando estudos sobre práticas nacionais e internacionais para a proteção de dados pessoais e privacidade, entre outros.

Caso não estivermos em conformidade com a LGPD, poderemos estar sujeitos às sanções de advertência; obrigação de divulgação de incidente; bloqueio temporário e/ou eliminação de dados pessoais; multa de até 2% do faturamento da empresa, grupo ou conglomerado no Brasil no seu último exercício, excluídos os tributos, até o montante global de R\$ 50.000.000,00 por infração; suspensão parcial do funcionamento do banco de dados a

4.1 Descrição dos fatores de risco

que se refere a infração pelo período máximo de 6 meses, prorrogáveis até a regularização da atividade de tratamento; suspensão do exercício da atividade de tratamento dos dados pessoais a que se refere a infração pelo período máximo de 6 meses, prorrogáveis por igual período; e/ou proibição parcial ou total do exercício de atividades relacionadas a tratamento de dados.

Por fim, leis e regulamentos similares que possam ser aprovados no futuro podem ser interpretados e aplicados de maneiras diferentes com o passar do tempo e de jurisdição para jurisdição, sendo possível que sejam interpretados e aplicados de maneiras que afetarão o nosso negócio de forma substancial e prejudicial. Qualquer não cumprimento, real ou percebido, de nossa parte de quaisquer normas relativas à proteção de dados pessoais em vigor ou quaisquer exigências, decisões administrativas ou judiciais ou outras leis e regulamentos federais, estaduais ou internacionais relativos à proteção de dados pessoais, poderão afetar o nosso negócio de maneira substancial e prejudicial.

A expansão dos nossos negócios, seja por meio de aquisições ou por implementação de projetos greenfield, carrega consigo incertezas e riscos intrínsecos à natureza destas transações, cuja materialização pode impactar sua rentabilidade esperada.

Regularmente analisamos oportunidades para aquisição de participação (total ou parcial) de empresas dedicadas às atividades de geração, ou mesmo ampliar nossa atuação no setor elétrico por meio de novos empreendimentos em atividades nas quais já atuamos, inclusive através de participações bem-sucedidas em leilões da Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”). Adicionalmente, também avaliamos transações onde a CPFL poderia aumentar sua participação em ativos já existentes em seu 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 de maneira adversa a nossa reputação e o nosso desempenho financeiro, reduzindo os benefícios da aquisição.

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

Em 31 de dezembro de 2023, tínhamos um endividamento total de R\$ 4.882 milhões. O nosso grau de endividamento bem como o serviço anual da dívida aumenta, e há a possibilidade de não termos caixa suficiente para pagar pontualmente o principal, juros e outros encargos relacionados ao nosso endividamento. Adicionalmente, poderemos incorrer em endividamentos complementares, para financiar aquisições, investimentos, *joint ventures* ou para outros propósitos, sujeitos às restrições aplicáveis aos nossos financiamentos atuais. 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 e referentes ao nosso negócio. Em especial, algumas dessas cláusulas nos impedem de efetuar pagamentos restritos, incluindo a distribuição de dividendos, caso alguns índices 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 líquido. Esses índices financeiros são testes de manutenção, o que significa que devemos cumpri-los continuamente todos os anos para não descumpriremos suas obrigações de dívida. Nossa capacidade de cumprir com esses índices financeiros pode ser afetada por eventos além do nosso controle e não podemos garantir que iremos cumprir com esses índices financeiros. O não cumprimento de qualquer uma dessas cláusulas poderá resultar em um evento de inadimplemento sob esses contratos e outros.

4.1 Descrição dos fatores de risco

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 dediquemos uma parte substancial de nossos fluxos de caixa das operações para o serviço da dívida, reduzindo assim a disponibilidade de nossos 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 e, nesse caso, nós poderemos não conseguir tomar empréstimos, vender ativos ou de outra forma levantar recursos em condições aceitáveis ou até mesmo de fazê-lo para refinaranciar a dívida tão logo vencida ou quando se torne devida. Caso incorreremos 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 estarmos inadimplentes nos termos de qualquer um de nossos contratos de financiamento, os saldos devedores nos termos desses contratos (incluindo principal, juros e quaisquer multas) poderão ser antecipados caso o valor do vencimento exceda os limites possíveis contidos em cada contrato financeiro, o que poderá acionar as disposições sobre inadimplemento cruzado ou antecipação (*cross default/cross acceleration*) nos termos de nossos outros contratos de financiamento e, em vista de nosso nível significativo de endividamento, afetar substancial e negativamente a nossa situação financeira.

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 financeiro e operacional, quanto em relação 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, controladora 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 às 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. Semelhante à *Foreign Corrupt Practice Act* dos Estados Unidos da América ("Estados Unidos"), a Lei Anticorrupção considera sanções administrativas a serem aplicadas em consequência de um ato lesivo à administração pública.

A Lei Anticorrupção impõe uma responsabilidade às empresas por atos de corrupção, fraude ou manipulação de licitações públicas, contratos governamentais, e interferência com investigações 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 avaliar 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 um período de até 10 anos.

4.1 Descrição dos fatores de risco

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 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 de nossos administradores, colaboradores e/ou representantes, o que pode vir a afetar adversamente os nossos negócios de forma relevante tanto em relação ao aspecto financeiro e operacional, quanto em relação à nossa imagem perante a sociedade.

Decisões desfavoráveis em processos judiciais, administrativos ou procedimentos arbitrais podem causar efeitos adversos na 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, dentre outras, cujos resultados não se podem garantir que lhe serão favoráveis.

As provisões constituídas podem ser insuficientes para fazer frente ao custo total decorrente dos processos. Adicionalmente, a nossa Companhia pode estar sujeita a contingências por outros motivos que a obriguem a despendar valores significativos, que afetem 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, bem como capacidade de pagar dividendos ou realizar investimentos adicionais.

Somos uma sociedade por ações de capital aberto, com o objetivo principal de atuar como holding, participando no 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 de referidas sociedades e/ou suspensões no pagamento de dividendos poderão afetar a nossa condição financeira, bem como capacidade de pagar dividendos ou realizar investimentos adicionais. As nossas subsidiárias possuem contratos de financiamento que impedem a distribuição de dividendos acima do mínimo legal e estatutariamente estabelecido e mediante a ocorrência de eventos de inadimplemento, o pagamento de quaisquer dividendos e/ou juros sobre capital próprio. A nossa decisão de distribuir os dividendos dependerá, entre outros fatores, do nosso plano estratégico, de nossa capacidade de gerar lucros, rentabilidade, situação financeira, planos de investimento, limitações contratuais e restrições impostas pela legislação e regulamentação aplicável.

Não há garantia 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 formos incapazes de concluir nosso programa de investimento proposto, no cronograma previsto, a operação e o desenvolvimento dos nossos negócios poderão ser afetados de forma adversa.

4.1 Descrição dos fatores de risco

Planejamos investir R\$ 1.039 milhões em nossas atividades de geração, durante o período de 2024 a 2028. Já assumimos contratualmente compromissos em relação à parte desses investimentos. Pretendemos realizar investimentos no valor total de R\$ 396 milhões em 2024, R\$ 229 milhões em 2025, R\$ 180 milhões em 2026, R\$ 120 milhões em 2027 e R\$ 115 milhões em 2028. 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, nosso acesso aos mercados de capitais nacionais e internacionais e uma variedade de contingências operacionais e regulatórias, dentre outras.

Não há certeza de que disporemos de recursos financeiros para concluir nosso programa de investimento proposto. Qualquer impossibilidade de completar tal programa pode surtir efeito adverso relevante a nossa operação e no desenvolvimento dos nossos negócios, bem como afetar de maneira adversa nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

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 de nosso grupo econômico podem determinar a condução de eventual processo de liquidação de empresa de 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 a disponibilidade de profissionais especializados em cargos técnicos e administrativos.

Dependemos dos conhecimentos obtidos por nossas equipes, seja de profissionais de nível técnico que atuam nos escritórios ou em campo, bem como administrativos/corporativos, que possuem conhecimentos específicos e/ou são capacitados através 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 ou trazer custo adicional de atração e treinamento dessas pessoas. Caso não consigamos atrair e reter essas pessoas para 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 conflitar com os interesses dos demais acionistas e, consequentemente, impactar nas estratégias da Companhia e em seus negócios.

A controladora CPFL Energia conta com um acionista controlador, que atualmente detém 83,71% do seu capital social.

O acionista controlador da CPFL Energia tem poderes para, entre outros, eleger a maioria dos membros do Conselho de Administração e Conselho Fiscal da controladora, bem como para 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.

O acionista controlador da CPFL Energia poderá tomar medidas que podem ser contrárias aos interesses dos demais titulares de valores mobiliários da emissão da Companhia, inclusive decisões relativas ao planejamento de negócios, estratégias, aquisições, alienações de ativos, parcerias, financiamentos ou operações similares. A decisão do acionista controlador quanto aos rumos de nossos negócios poderá divergir da decisão esperada pelos titulares de valores mobiliários da emissão da Companhia. Para mais informações sobre o acionista controlador, vide item 6 deste Formulário de Referência.

c) suas controladas e coligadas;

4.1 Descrição dos fatores de risco

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

Conduzimos nossas atividades de geração nos termos de contratos de concessão firmados com o governo brasileiro. O alcance da duração das nossas concessões é de 20 a 35 anos. A Constituição Federal da República Federativa do Brasil de 1988 requer que todas as concessões relativas a serviços públicos sejam 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, de desempenho, dentre outros, bem como que a proposta seja, por outro lado, 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 renovações 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, resultados operacionais e 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. Dependendo da gravidade do descumprimento, as penalidades poderiam incluir:

- multa por inadimplemento, limitada a, no máximo, 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão ou autorização, ou, caso a concessão ou autorização em questão não esteja operacional, a, no máximo, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de 12 meses anterior à ocorrência do inadimplemento;
- embargos às atividades de construção;
- restrições à operação das instalações e equipamentos existentes;
- obrigações de aportes adicionais pelos acionistas controladores da concessionária (não aplicável às autorizações);
- suspensão temporária da participação em novas licitações, que poderá também ser estendida aos acionistas controladores da entidade sujeita à 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, ou que nossas concessões ou autorizações não serão revogadas no futuro. A indenização a que temos direito na ocorrência de eventual rescisão ou revogação antecipada das nossas concessões ou autorizações pode não ser suficiente para recuperarmos o valor integral de certos ativos. Além disso, caso qualquer dos nossos contratos de concessão ou autorizações seja rescindido por razões que nos sejam imputáveis, o valor efetivo de 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 das nossas concessões ou autorizações, a nossa situação financeira, resultados operacionais e capacidade de adimplir com nossas obrigações contratuais poderão sofrer um efeito adverso relevante.

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

4.1 Descrição dos fatores de risco

No que concerne aos demais negócios de Geração e Renováveis, 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 com as autoridades públicas competentes.

Nós não podemos garantir que iremos obter, manter válidas e/ou renovar tempestivamente todas as autorizações, licenças imobiliárias e ambientais necessárias para o desenvolvimento das 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 nós 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 dos nossos estabelecimentos irregulares, com a interrupção total ou parcial de nossas atividades. Ainda, na possibilidade de fechamento ou interrupção temporária de qualquer uma de nossas unidades, os nossos negócios e resultados poderão ser afetados negativamente.

As atividades de comercialização estão sujeitas a perdas potenciais devido a variações de curto, médio e longo prazo nos preços de energia. Adicionalmente, poderemos não ser capazes de comprar energia em quantidade suficiente para honrar com os nossos contratos de venda ou vender integralmente nosso volume de energia disponível, o que pode nos deixar expostos no mercado spot a preços substancialmente elevados ou em patamares relativamente baixos com relação aos nossos contratos de longo prazo.

Em nossas atividades de comercialização de energia podemos não conseguir comprar a energia elétrica de que precisamos para atender aos nossos contratos de venda, o que pode nos expor aos preços do 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 de forma a atender nossos contratos de compra, o que pode nos expor aos preços de mercado significativamente mais baixos do que os preços dos nossos contratos de médio e longo prazo. De forma 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 baseia-se 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.

A nossa Companhia tem em seu portfólio diversas usinas cujos contratos de vendas são executados diretamente a empresas do Mercado Livre. Dessa forma, caso ocorra geração menor do que 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 o PLD na liquidação da CCEE.

O mesmo ocorre com as demais usinas do grupo, caso a energia gerada das usinas à biomassa seja menor do que o 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 geram o correspondente ao total de suas garantias físicas, ocasionando também a exposição ao Fator de Escalonamento de Geração (Generation Scaling Factor) ("GSF"), destacado com mais detalhes no item 1.16 deste Formulário de Referência.

As variações nos preços de mercado de curto prazo podem levar a perdas potenciais na 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 levar a uma variação substancial no PLD, o que poderá resultar no aumento de custos ou redução de receita na comercialização de energia no curto prazo, e ainda poderá afetar negativamente o nosso fluxo de caixa.

4.1 Descrição dos fatores de risco

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. Caso tenhamos que arcar com perdas e danos resultantes da não prestação e/ou da prestação inadequada de serviços de energia, isso poderá nos causar um efeito adverso, assim como impactar em nossa capacidade de adimplir obrigações contratuais.

As geradoras e transmissoras poderão ser responsabilizadas por perdas e danos causados a terceiros em decorrência de interrupções ou distúrbios nos sistemas de geração, transmissão ou distribuição, sempre que essas interrupções ou distúrbios não forem atribuíveis a um integrante identificado do Operador Nacional do Sistema Elétrico ("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 nos causar um efeito adverso, bem como em nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

A expansão e operação de subestações e linhas de transmissão, bem como manutenção desses equipamentos, envolvem riscos significativos que podem levar perda das receitas ou aumento de despesas, e, consequentemente, causar efeitos adversos nos 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;
- 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 capacidade de atendimento de acordo com as nossas obrigações contratuais, o que pode ter um efeito negativo sobre a nossa situação financeira e no resultado operacional a médio e longo prazo.

Se enfrentarmos alguns desses problemas, simultaneamente, poderemos não conseguir honrar nossos contratos, e isso poderá causar efeitos adversos na nossa condição financeira e em nossos resultados operacionais e, consequentemente, nos nossos negócios, condição financeira e resultados operacionais.

No tocante à estrutura de mercado na transmissão, observa-se tendência à oligopolização, onde novos entrantes possuem acesso às linhas de crédito de fontes privadas, nacional e internacional, em que o custo de capital é 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 em nossa operação e, consequentemente, em nossos resultados.

A construção, ampliação e operação das nossas instalações e equipamentos de geração envolvem riscos significativos que podem ensejar perda de receita ou aumento de despesas, o que pode vir a afetar de maneira adversa a nossa situação financeira, resultados operacionais e capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

A construção, ampliação e operação de instalações e equipamentos destinados à geração de energia elétrica envolvem muitos riscos, incluindo:

- incapacidade de obter e/ou renovar alvarás e aprovações governamentais necessários;
- indisponibilidade de equipamentos;
- interrupções de fornecimento;

4.1 Descrição dos fatores de risco

- 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;
- 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 de maneira adversa a nossa situação financeira, resultados operacionais e capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

d) seus administradores;

Decisões desfavoráveis em processos judiciais, administrativos ou procedimentos arbitrais, procedimentos de investigação ou inquéritos policiais envolvendo nossos administradores podem causar efeitos adversos na 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, dentre 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 que sejam 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 nossos clientes, fornecedores e investidores, podem causar 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, e falhas de um ou mais fornecedores poderão prejudicar as nossas atividades, condição financeira e/ou resultados operacionais.

Dependemos de terceiros para fornecer os equipamentos usados em nossas instalações e nos serviços de engenharia e, consequentemente, estamos sujeitos a aumentos de preços e falhas por parte de tais fornecedores e prestadores de serviços, como atrasos na entrega ou entrega de equipamentos danificados. Tais questões poderão afetar adversamente nossas atividades e ter um impacto adverso em 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 enquanto estiverem em trânsito ou armazenamento, desastres naturais ou a ocorrência de uma enfermidade ou doença contagiosa, poderiam limitar o fornecimento dos equipamentos usados em nossas instalações.

Além disso, em razão das especificações técnicas dos nossos equipamentos e obras, existem poucos fornecedores e prestadores de serviço disponíveis. Se algum fornecedor descontinuar a produção, interromper a venda de qualquer dos equipamentos necessários às suas atividades ou a prestações 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 geração de energia elétrica

4.1 Descrição dos fatores de risco

poderão ser prejudicados de forma significativa, o que poderá impactar negativamente a nossa condição financeira e 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 ter um impacto prejudicial em nossos resultados e condição financeira. Qualquer escassez ou interrupção poderá afetar adversamente o desenvolvimento contínuo de nossas atividades, o que pode ter 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 afetar negativamente nossa reputação em caso de pagamento futuro de multa ou indenização.

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 das demandas de construção de novas obras são efetivadas por um número limitado de fornecedores. Sendo assim, estamos vulneráveis à oferta e 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.

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 execução desses serviços, poderá: (i) provocar inadimplemento das suas obrigações regulatórias; (ii) colocar em risco a preservação de suas centrais geradoras de energia elétrica; e/ou (iii) reduzir temporariamente a disponibilidade/capacidade de geração de energia elétrica das suas centrais de energia elétrica. Consequentemente, podemos obter menor receita de vendas e ter uma possível exposição ao mercado de curto prazo, 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, resultados operacionais e/ou situação financeira.

Pelo fato de nossos clientes serem essencialmente distribuidoras do grupo CPFL não vemos risco relevante para serem divulgados.

g) setores da economia nos quais o emissor atue;

A inflação e as políticas sobre 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 taxas de juros reais mais altas do mundo. Entre 2010 e 31 de dezembro de 2023, a taxa básica de juros no Brasil, ou SELIC, variou entre 2,0% e 14,3% por ano.

Segundo o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo ("IPCA"), a taxa de inflação foi de 4,6% em 31 de dezembro de 2023. O Brasil pode passar por 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. 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 13,8% em 31 de dezembro de 2022 para 11,8% em 31 de dezembro de 2023, conforme estabelecido pelo Comitê de Política Monetária ("Copom"). Políticas mais brandas do governo brasileiro e do Banco Central e quedas nas taxas de juros desencadearam e podem continuar desencadeando aumentos da inflação e, consequentemente, a volatilidade do crescimento e a necessidade de aumentos repentinos e significativos nas taxas de juros, que podem 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 seja possível neutralizar os impactos da inflação sobre nossas despesas, inclusive

4.1 Descrição dos fatores de risco

salários. Isso levaria a uma diminuição do lucro do exercício, afetando-nos adversamente. 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. A taxa de câmbio do Real em relação ao Dólar norte-americano foi R\$ 4,84 em 31 de dezembro de 2023. O Real poderá continuar a flutuar significativamente em comparação com o Dólar norte-americano no futuro.

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 e afetar nossa condição financeira e resultados operacionais, como também 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, 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 conduzir à desvalorização de contas correntes brasileiras no exterior, bem como diminuir o crescimento impulsionado pelas exportações. Dependendo das circunstâncias, tanto a depreciação como a apreciação do Real podem afetar substancial e adversamente o crescimento da economia brasileira e do nosso negócio, condições financeiras e resultados operacionais, assim como nossa capacidade de cumprir nossas obrigações contratuais.

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 nas nossas usinas geradoras de energia, o que poderá afetar negativamente nossa capacidade de fornecer energia elétrica de acordo com os CCEs das usinas e levar a uma redução nas nossas receitas e ao aumento nos 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, limitada à variação máxima de 5% por revisão ou 10% sobre todo o prazo do contrato de concessão. De acordo com a Portaria MME nº 515/2015, esperava-se que a primeira revisão da Energia Assegurada segundo este processo fosse implementada para as usinas hidroelétricas (exceto as Pequenas Centrais Hidrelétricas – “PCHs”) em janeiro de 2017. A aplicação da metodologia desta nova revisão a cada usina hidrelétrica ainda não está disponível; entretanto, o MME emitiu a Portaria nº 714/2016, segundo a qual a Energia Assegurada atual de cada usina hidrelétrica permaneceria em vigor até dezembro de 2017. A primeira revisão da Energia Assegurada foi implementada em janeiro de 2018 de acordo com a Portaria MME nº 178/2017 e levou a uma redução na Energia Assegurada de nossas usinas hidrelétricas em uma média de 2,4%. As PCHs, diferentemente das outras usinas hidrelétricas, estão sujeitas a revisões anuais da sua Energia Assegurada desde 2010, de acordo com a Portaria MME nº 463/2009. Essas revisões anuais resultaram em reduções para as PCHs da controlada CPFL Renováveis, que está sujeita a discussão judicial. A partir de 2017, a Portaria MME nº 564/2014 estendeu essa revisão às usinas de biomassa, o que levou a um aumento da Energia Assegurada das usinas de biomassa da CPFL Renováveis em uma média de 3,8% em 2020, redução de 1,1% em 2019 e um aumento médio de 4,3% em 2018.

Não podemos ter certeza do modo, como e quando as revisões futuras afetarão a Energia Assegurada de cada uma das nossas usinas individualmente, 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 fornecer energia elétrica de acordo com os Contratos de Compra de Energia (“CCEs”) das usinas é afetada negativamente, o que pode levar a uma redução nas nossas receitas e aumento nos nossos custos se as nossas subsidiárias de geração forem 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.

Dada à essencialidade da energia elétrica, toda a cadeia de valor do setor elétrico está sujeita a normas e regras específicas que compõem a regulamentação específica a que os agentes que atuam nesse setor devem seguir.

4.1 Descrição dos fatores de risco

Nossos negócios estão sujeitos à extensa regulação de várias autoridades regulatórias brasileiras, particularmente da ANEEL. A ANEEL regula as políticas e diretrizes do Poder Concedente para a utilização e exploração dos serviços de energia elétrica pelos agentes do setor e fiscaliza vários aspectos dos negócios em que atuamos além de estabelecer as tarifas aplicáveis às concessionárias de transmissão da Companhia. 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 no seu curso ordinário podem ser adversamente afetados por ações governamentais, tais como a modificação da atual legislação, o cancelamento dos 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 nós conduzamos os nossos negócios de maneira substancialmente diferente das nossas operações atuais, as nossas operações, resultados financeiros e capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais podem ser adversamente afetados. Sob a ótica dos negócios de mercado em que o Grupo CPFL atua há, igualmente, a interferência da regulação 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. Além disso, nossos resultados operacionais e nossa 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 do Projeto de Emenda Constitucional (PEC) nº 45/2019 (Reforma Tributária), a qual estabelece a substituição de 5 tributos hoje no Brasil em âmbito federal, estadual e municipal nos próximos anos, conforme destacado abaixo:

- Federal: PIS, COFINS e IPI;
- Estadual: ICMS; e
- Municipal: ISS.

Desse modo, os referidos tributos serão substituídos por 2 impostos sobre o valor adicionado, de forma que (i) o ICMS e o ISS serão incorporados no Imposto sobre Bens e Serviços (IBS) e (ii) o IPI, PIS e a COFINS serão incorporados na Contribuição sobre Bens e Serviços (CBS). 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, equidade e inclusão de empregados (as) tornaram-se fatores críticos para as companhias. O mercado está exigindo a divulgação de indicadores de diversidade das companhias, sendo que a reputação da empresa, os relacionamentos com clientes e operações com outras empresas estão sendo impactados por tais fatores. Não podemos garantir que seremos capazes de corresponder às expectativas crescentes referentes aos indicadores de diversidade. Caso não consigamos satisfazer tais requisitos, a demanda pelos nossos serviços, a 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 regulamentação de saúde que poderá se tornar mais rigorosa no futuro, podendo acarretar aumentos de obrigações e de investimentos e, consequentemente, afetar nossas operações e resultados financeiros, assim como nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

4.1 Descrição dos fatores de risco

Nossas atividades estão sujeitas a uma abrangente legislação federal, estadual e municipal, obtenção e manutenção de licenças, bem como regulação e fiscalização por agências governamentais brasileiras responsáveis pela implementação de leis e políticas de saúde. 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. 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. É possível que um aumento no rigor da regulamentação de saúde nos force a aumentar ou direcionar os nossos investimentos para cumprir essa regulamentação e, consequentemente, desviar recursos de investimentos já planejados, o que pode 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, as nossas operações e os nossos resultados financeiros podem ser adversamente afetados, assim como nossa capacidade de adimplir 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, aos nossos resultados e à nossa reputação perante a sociedade.

As barragens são infraestruturas importantes para os nossos negócios, representando a maior parte da nossa capacidade de geração de energia. No entanto, em se tratando de barragens, existe um risco intrínseco de ruptura, sejam por fatores internos ou externos às estruturas (como, por exemplo, a ruptura de uma barragem a montante). A gravidade e a natureza do 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 de 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 existentes 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 (ESG), 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 deste 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 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 reduzamos 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

4.1 Descrição dos fatores de risco

indeferimentos, por parte dos órgãos ambientais licenciadores, na emissão ou renovação de licenças poderão afetar os nossos resultados operacionais de forma negativa.

Ainda, nossas atividades são consideradas potencialmente poluidoras e utilizadora 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; podendo haver, ainda, responsabilização na esfera criminal, envolvendo penas pecuniárias e restritivas de direitos, e na esfera administrativa, envolvendo a imposição de multas e suspensão de atividades. O pagamento de indenizações ambientais substanciais ou despesas relevantes incorridas para custear a recuperação do meio ambiente poderá nos impedir ou nos levar a retardar ou redirecionar planos de investimento em outras áreas, o que poderá ter um efeito adverso relevante sobre nosso fluxo de caixa, imagem e nossos 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 respectivas autoridades, com assunção de obrigações específicas. Por possuir natureza de título executivo extrajudicial, se verificado o 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 dizer 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) e poderá afetar todos aqueles que, direta ou indiretamente, contribuíram para a ocorrência do dano ambiental, incluindo os nossos fornecedores e parceiros, independentemente da comprovação de culpa dos agentes, o que poderá afetar adversamente os nossos resultados e atividades. Portanto, a contratação de terceiros para 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, juntamente com a empresa poluidora, ser responsabilizados por danos ao meio ambiente.

Estamos sujeitos a regulamentação ambiental que poderá se tornar mais rigorosa no futuro, podendo acarretar aumentos de obrigações e de investimentos.

Nossas atividades estão sujeitas a uma abrangente legislação federal, estadual e municipal, obtenção e manutenção de licenças, bem como 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. 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. É possível que um aumento no rigor da regulamentação ambiental nos force a aumentar ou direcionar os nossos investimentos para cumprir essa regulamentação e, conseqüentemente, desviar recursos de investimentos já planejados, o que pode 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 tocante 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.

4.1 Descrição dos fatores de risco

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 estarem sujeitas a sanções criminais (inclusive seus administradores), sem prejuízo do dever de reparar o dano ambiental causado na esfera civil. O Ministério Público poderá instaurar inquérito civil e/ou desde logo ajuizar ação civil pública visando o ressarcimento de eventuais danos ao meio ambiente e terceiros afetados.

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, para viabilizar o ressarcimento de prejuízos 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 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, 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 a Companhia, a gastar recursos adicionais na adequação ambiental, inclusive obtenção de licenças ambientais para instalações e equipamentos que não necessitavam anteriormente dessas licenças ambientais. Caso a regulamentação ambiental se torne mais rigorosa no futuro, as nossas operações e os nossos resultados financeiros podem ser adversamente afetados, assim como nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

I) questões climáticas, incluindo riscos físicos e de transição;

Nossos resultados operacionais dependem das condições climáticas existentes que afetam diretamente a geração de energia no país (chuva, vento, sol e temperatura). As condições climáticas e eventos naturais desfavoráveis podem afetar os nossos resultados operacionais.

Dependemos das condições climáticas (chuva, vento, sol e temperatura) prevalentes no Brasil. Em 2023, de acordo com os dados do Operador Nacional do Sistema (“ONS”), 88,7% da energia elétrica no Brasil foi fornecida por usinas dependentes de recursos naturais, sendo 66,4% por hidrelétricas, 14,2% por eólicas e 8,1% 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 termoeletricas, incluindo aquelas operadas por nós, para cobrir a geração de energia hidrelétrica e manter os níveis de segurança dos reservatórios, assim 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, estas usinas podem ficar expostas ao PLD. No âmbito do MRE, quando o montante de energia gerada é inferior à energia assegurada, tem-se o chamado GSF (Generation Scaling Factor), que resulta na exposição do gerador hidrelétrico ao PLD no Mercado de Curto Prazo. Nos anos de 2015 a 2018, houve escassez de energia no âmbito do MRE, o que resultou em maiores desembolsos decorrentes da geração hidrelétrica. Permanecemos expostos ao risco GSF e desembolsamos valores com base no PLD para fornecer energia aos nossos consumidores no Mercado Livre.

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 mercado de curto prazo Mercado de Curto Prazo (MCP) e, conseqüentemente, expostas ao risco do PLD.

Enquanto períodos de escassez hídrica acarretam preços altos devido ao acionamento das usinas térmicas que são mais caras, por outro lado, períodos de abundância de recursos hídricos ocasionam a queda dos preços. Há considerável amplitude entre os preços teto e piso do PLD, sendo que em 2024, o preço teto do PLD estrutural definido pela ANEEL é de R\$ 716,80/MWh (R\$ 678,29/MWh em 2023) e o piso é de R\$ 61,07/MWh (R\$ 69,04/MWh em 2023). O PLD influencia também os preços no mercado livre para além do âmbito do mercado de curto prazo, em que se observa correlações entre PLD e curva *forward*.

Por fim, considerando-se a dimensão física dos ativos, as condições climáticas influenciam na segurança operativa das usinas hidrelétricas, à medida em que períodos de eventos climáticos extremos podem ocasionar em volumes de água que tragam maiores riscos para a segurança das estruturas e das barragens.

4.1 Descrição dos fatores de risco

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 pluviométrica 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 termoeletricas, 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.

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 de transição e/ou físicos 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 restringir em atividades industriais, dado que, segundo a Política Nacional de Recursos Hídricos, a 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:

4.1 Descrição dos fatores de risco

- (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 devido às mudanças nas necessidades de tecnologia 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 podem causar restrições e aumento do custo dos serviços;
- (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 ou escassez de matérias-primas;
- (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.

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.

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 Mercado Livre seja cada vez mais atrativa.

Por fim, o baixo crescimento da economia do país reduz o consumo de energia e agrava o problema da sobre oferta de energia, distorcendo o equilíbrio de mercado e reduzindo os preços e por conseguinte a expectativa de receita das empresas, provocando a obsolescência econômica de ativos ainda não amortizados.

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:

- Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações, bem como assegurar a renovação e/ou prorrogação das 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, resultados operacionais e 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, e falhas de um ou mais fornecedores poderão prejudicar as 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 afetar o nosso negócio de maneira substancial e prejudicial.
- A inflação e as políticas sobre taxas de juros podem impedir o crescimento da economia brasileira e afetar os nossos negócios.
- Nossos resultados operacionais dependem das condições climáticas existentes que afetam diretamente a geração de energia no país (chuva, vento, sol e temperatura). As condições climáticas e eventos naturais 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.

Análise de sensibilidade

Variação cambial

Considerando que a manutenção da exposição cambial líquida existente em 31 de dezembro de 2023 fosse mantida, a simulação dos efeitos consolidados por tipo de instrumento financeiro, para três cenários distintos seria:

Instrumentos	Exposição (a)	Risco	Consolidado		
			Receita (despesa)		
			Depreciação cambial (b)	Apreciação cambial de 25% (c)	Apreciação cambial de 50% (c)
Instrumentos financeiros passivos	(374.679)	Baixa dólar	(15.587)	89.773	179.546
Derivativos – swap plain vanilla	375.526		15.622	(89.976)	(179.952)
Total	847		35	(203)	(406)
Efeitos no resultado do exercício	847		35	(203)	(406)

- (a) A taxa de câmbio considerada em 31 de dezembro de 2023 foi de R\$ 4,84 para o dólar.
- (b) Conforme curvas de câmbio obtidas em informações disponibilizadas pela B3 S.A. – Brasil, Bolsa Balcão, sendo a taxa de câmbio considerada de R\$ 5,04 e a depreciação cambial de 25% a 50%, referente ao dólar em 31 de dezembro de 2023.
- (c) Conforme requerimento da Instrução CVM nº 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 ser ativa, o risco é baixa do dólar, 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 empréstimos, financiamentos e debêntures.

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 2023 fosse mantido, a despesa financeira líquida para os próximos 12 meses para cada um dos três cenários definidos seria:

4.3 Descrição dos principais riscos de mercado

Instrumentos	Exposição	Risco	Taxa no exercício	Taxa cenário provável (a)	Consolidado		
					Receita (despesa)		
					Cenário provável	Elevação/Redução de índice em 25% (b)	Elevação/Redução de índice em 50% (b)
Instrumentos financeiros ativos	1.111.824				112.405	140.507	168.608
Instrumentos financeiros passivos	(3.349.994)				(338.684)	(423.356)	(508.027)
Derivativos – swap plain vanilla	(901.049)				(91.096)	(113.970)	(136.644)
	(3.139.219)	alta CDI	11,65%	10,11%	(317.375)	(396.719)	(476.063)
Instrumentos financeiros passivos	(195.475)				(10.595)	(13.243)	(15.892)
	(195.475)	alta IGPM	-3,18%	5,42%	(10.595)	(13.243)	(15.892)
Instrumentos financeiros passivos	(334.652)				(21.853)	(27.316)	(32.779)
	(334.652)	alta TJLP	6,84%	6,53%	(21.853)	(27.316)	(32.779)
Instrumentos financeiros passivos	(872.229)				(30.441)	(38.051)	(45.661)
Derivativos – swap plain vanilla	570.865				19.923	24.904	29.885
	(301.364)	alta IPCA	4,62%	3,49%	(10.518)	(13.147)	(15.776)
Total	(3.970.710)				(360.341)	(450.425)	(540.510)
Efeitos no resultado do exercício					(360.341)	(450.425)	(540.510)

(a) Os índices 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 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 em perdas em função do aumento de custos na aquisição de energia ou redução de receitas com a implementação de programas abrangentes de conservação de energia elétrica ou adoção de um novo programa de racionamento, como o verificado em 2001.

Risco de Aceleração de Dívidas: A Companhia possui contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures, com cláusulas restritivas (covenants) normalmente aplicáveis a esses tipos de operação.

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 2023. 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

- **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\$ 430.302
f) Principais fatos	A 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 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 (Receita Federal), 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 2023, 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

4.4 Processos não sigilosos relevantes

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 CPFL Geração no valor de R\$430.302, que representa 8,4% da Receita Líquida consolidada da Companhia no exercício social findo em 31 de dezembro de 2023, sem maiores impactos nas operações do Grupo.

• **Processos fiscais IRPJ/CSLL – CPFL Geração**

(Valores em R\$ mil)

<i>Execução Fiscal nº 5010652-86.2020.4.03.6105 (16643.720027/2012-39) – IRPJ / CSLL</i>	
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\$ 548.940
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 recebemos 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, o qual 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. Após apresentação de quesitos, aprovamos os honorários da perita e juntamos nos autos as respectivas custas. 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 para decisão.
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Ainda não há decisões de mérito
h) Estágio do processo	Fase instrutória
i) Chance de perda	Possível

4.4 Processos não sigilosos relevantes

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 Geração no valor de R\$ 548.940, que representa 10,7% da nossa Receita Líquida consolidada no exercício social findo em 31 de dezembro de 2023, sem maiores impactos nas operações do Grupo.

Execução Fiscal 5010912-66.2020.4.03.6105 (Embargos à Execução Fiscal 5013269-19.2020.4.03.6105 – IRPJ/CSLL)	
a) Juízo	5ª vara federal de Campinas – TRF 3
b) Instância	2ª Instância (judicial)
c) Data de instauração	15.10.2020
d) Partes no processo	Autor: União Federal Réu: CPFL Geração
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 152.407
f) Principais fatos	<p>Trata-se, no caso, de execução fiscal mediante a qual a Procuradoria-Geral da Fazenda Nacional pretende exigir da CPFL Geração de Energia S/A o IRPJ, CSLL, PIS e COFINS, relativos aos anos-base 2004 a 2007, acrescidos da multa de ofício no percentual de 75% e dos juros calculados com base na taxa SELIC.</p> <p>As exigências fiscais em questão dizem respeito a (i) presunção de omissão de receitas, com base em depósitos bancários de origem não comprovado; e (ii) compensação indevida dos saldos de prejuízo fiscal e base negativa da CSLL, em virtude de sua utilização em autuações anteriores, que deram origem aos processos administrativos nº 10830.010855/2007-12 e 10830.010761/2008-16 (ainda em discussão na esfera administrativa).</p> <p>A sentença dos EEF foi improcedente, ensejando oposição de embargos de declaração, os quais foram parcialmente acolhidos apenas para acrescentar à sentença a fundamentação relativa à inclusão do PIS e da COFINS na base de cálculo do IRPJ e da CSL (de teor desfavorável à CPFL), mantendo integralmente o dispositivo da sentença no sentido de julgar improcedentes os embargos. Ato contínuo, foi protocolado recurso de apelação, o qual foi recebida no efeito devolutivo. Foi apresentado pedido de efeito suspensivo, todavia, referido pedido foi indeferido. Protocolado agravo interno, o qual foi provido, bem como nosso recurso de apelação, anulando a Sentença de 1ª instância. Os autos retornaram para 1ª instância para início da fase pericial, a qual teve início em dez/2023..</p>
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Decisão de 1ª instância improcedente
h) Estágio do processo	Fase instrutória

4.4 Processos não sigilosos relevantes

i) Chance de perda	Possível
j) Motivo pelo qual o processo é considerado como relevante	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 com o impacto de desembolso de caixa e registro no resultado contábil da CPFL no valor de R\$ 152.407, que representa 3% de nossa Receita Líquida consolidada.

(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\$ 446.862
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, o qual aguarda julgamento. Em 2023, permanecemos aguardando julgamento do recurso voluntário.
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Decisão desfavorável 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 CPFL Geração no valor de R\$ 446.862, que representa 8,7% de nossa Receita Líquida consolidada no exercício social findo em 31 de dezembro de 2023, sem maiores impactos nas operações do Grupo.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

- ISSQN– CPFL Geração

(Valores em R\$ mil)

Ação Ordinária nº 0800247-98.2019.8.20.5158- ISSQN	
a) Juízo	Tribunal de Justiça do Estado do Rio Grande do Norte
b) Instância	1ª Instância (judicial)
c) Data de instauração	01/09/2019
d) Partes no processo	Autor: CPFL Geração Réu: Município de São Miguel do Gostoso
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 189.632
f) Principais fatos	Ação Anulatória ajuizada com o objetivo de questionar a subsistência dos valores de ISS lançados pelo Município de São Miguel do Gostoso/RN, nos Autos de Infração nº 01/2018, 06/2018, 08/2018 e 14/2018, nos quais são exigidos supostos débitos de ISSQN decorrente da implantação dos parques eólicos, bem como por ausência de pagamento de taxas de alvará de funcionamento. A tutela antecipada requerida pelas empresas foi deferida pelo juízo para suspender a exigibilidade dos créditos tributários exigidos nos Autos de Infração nº 01/2018, 06/2018, 08/2018 e 14/2018. Foi apresentada contestação, pelo Município, e réplica, pelas empresas. Intimados, apresentamos pedido de prova pericial a serem produzidos nos autos. Aguarda-se decisão. Foi concedida a reunião com os autos do Processo 0800245-31.2019.8.20.5158, tendo em vista a conexão entre as ações.
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Não há decisão de mérito até o momento nestes autos.
h) Estágio do processo	Fase decisória
i) Chance de perda	Remoto
j) Motivo pelo qual o processo é considerado como relevante	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	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada CPFL Geração no valor de R\$ 189.632, que representa 3,7% de nossa Receita Líquida consolidada.

- 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	1ª Instância (administrativa)
c) Data de instauração	19/08/2016
d) Partes no processo	Autor: Receita Federal do Brasil Réu: CPFL Energias Renováveis

4.4 Processos não sigilosos relevantes

e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 415.039
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, o qual está pendente de julgamento. Em 2021, permanecemos aguardando julgamento do 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, os quais aguardam julgamento, para posterior interposição de recurso especial.
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\$ 196.263 e Remoto R\$ 218.776
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\$ 196.263 do Possível (visto que os valores que constam no Remoto já são considerados definitivamente como favoráveis à CPFL), que representa 8,1% da Receita Líquida consolidada do Grupo no exercício social findo em 31 de dezembro de 2023, sem maiores impactos nas operações do Grupo.

- **Processos fiscais – Enercan**

(Valores em R\$ mil)

Processo Fiscal nº 003.08.000033-1 - ISS	
a) Juízo	Tribunal de Justiça de Santa Catarina
b) Instância	3ª Instância
c) Data de instauração	10/01/2008
d) Partes no processo	Autor: Município de Campos Novos Réu: Enercan e CFCN
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 98.093 - depósito judicial
f) Principais fatos	A contingência fiscal relacionada ao ISS refere-se à discussão mantida pela controlada em conjunto ENERCAN junto aos órgãos fiscais relativa a imposto sobre serviços prestados durante a construção da Usina. Execução fiscal dos débitos de ISS. A alegação da autoridade fazendária municipal está baseada na ausência de retenção e recolhimento de ISSQN. A Enercan, por meio de seus assessores jurídicos, preparou e encaminhou defesa e impugnações no âmbito administrativo. Em março de 2011, a Enercan

4.4 Processos não sigilosos relevantes

	efetuou depósito judicial no valor de R\$ 42.838, processo em tramitação no STJ e STF.
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença desfavorável à CPFL
h) Estágio do processo	Fase Recursal
i) Chance de perda	Provável
j) Motivo pelo qual o processo é considerado como relevante	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	Nenhum, pois há depósito judicial e provisão nos valores correspondentes.

(Valores em R\$ mil)

Processo Fiscal nº 003.08.000033-1 - ISS	
a) Juízo	Vara Única da Comarca de Anita Garibaldi/SC
b) Instância	3ª Instância
c) Data de instauração	25/01/2008
d) Partes no processo	Autor: Município de Celso Ramos Réu: Enercan
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 82.481– Seguro Garantia
f) Principais fatos	A contingência fiscal relacionada ao ISS refere-se à discussão mantida pela controlada em conjunto ENERCAN junto aos órgãos fiscais relativa a imposto sobre serviços prestados durante a construção da Usina. Execução fiscal dos débitos de ISS. A alegação da autoridade fazendária municipal está baseada na ausência de retenção e recolhimento de ISSQN. A Enercan, por meio de seus assessores jurídicos, preparou e encaminhou defesa e impugnações no âmbito administrativo. A Enercan foi requerida a constituir garantia financeira, a qual estava representada por títulos públicos federais. Em decorrência de decisão judicial, em 7 de junho de 2013 os títulos foram resgatados e transformados em depósito judicial, no montante de R\$ 22.760. Em 20 de dezembro de 2013, por decisão da justiça, o depósito judicial foi liberado e substituído por seguro garantia (processo em tramitação no STJ e STF)
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença desfavorável à Enercan.
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	Nenhum, pois foi há um seguro garantia.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

- 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 Furnas - Centrais Elétricas S.A, IBAMA, Agência Goiana do Meio Ambiente e outras requeridas.
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 613.733
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 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\$ 52.734) - Remota (R\$ 560.999)
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.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

PROCESSOS CÍVEIS - Ambiental

Foz do Chapecó

(Valores em R\$ mil)

Ação Civil Pública nº 5005791-81.2013.4.04.7202 – Compensação Ambiental	
a) Juízo	1ª Vara Federal da Subseção Judiciária de Chapecó – SC
b) Instância	Suprema
c) Data de instauração	14/12/2006
d) Partes no processo	Autor: Ministério Público Federal Réu: Foz do Chapecó Energia (FCE) e IBAMA
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 42.061
f) Principais fatos	<p>O valor da compensação ambiental da UHE Foz do Chapecó foi fixado em R\$ 16.036, por meio de Termo de Compromisso assinado em 10/01/2007, onde foi estabelecido como custo estimado da obra o valor apresentado no Orçamento Padrão Eletrobrás que constava no edital de leilão ANEEL para o AHE Foz do Chapecó (R\$ 844.000) e o percentual de 1,9% definido em parecer técnico do IBAMA.</p> <p>O MPF propôs ACP, requerendo a revisão do valor da compensação ambiental, alegando que o custo estimado da obra que serviu de base para o cálculo da compensação ambiental foi subestimado, pois vários meios de comunicação noticiaram investimentos superiores a R\$ 2.000.000. Em resposta aos argumentos do MPF, em síntese, a FCE defendeu: (i) a manutenção do valor utilizado como base de cálculo, uma vez que a lei fala em valor estimado e este valor refletia a estimativa oficial no momento da celebração do acordo; (ii) a impossibilidade de condenação diante da inconstitucionalidade do dispositivo legal que fundamenta o pedido (art. 36, § 1º da Lei 9.985/2000), por não haver proporcionalidade entre o custo do empreendimento e o impacto ambiental; (iii) caso haja alteração do valor estimado, com a consequente anulação do acordo: (iii.1) deve ser alterado também o percentual para o limite estabelecido no Decreto nº 6.848, de 2009, de 0,5%; (iii.2) devem ser excluídos da base cálculo (custos estimados do empreendimento) os valores investidos em meio ambiente, custos financeiros, administrativos, tributários e outros que não geram impacto ambiental do total do custo da obra encontrado na perícia para fins de definição da base de cálculo da compensação ambiental. Foi realizada perícia que, com base na contabilidade da FCE, apontou que o custo total da obra foi de R\$ 2.557.779. Foi proferida sentença usando como base de cálculo o valor da obra apurado na perícia, declarando que o valor da compensação ambiental é de R\$ 39.082 a valores nominais de 10/2010 e que, considerando o valor já pago e aplicando juros de mora, a FCE deveria pagar mais R\$ 26.601 (em Jan/2013). Já FCE interpôs apelação, que foi julgada</p>

4.4 Processos não sigilosos relevantes

parcialmente procedente pelo TRF4, que acolheu o argumento de que os valores investidos em projetos, programas e planos ambientais devem ser excluídos da base de cálculo, reduzindo consequentemente o valor estabelecido na sentença. Como, apesar dessa vitória parcial, o valor da compensação continua a ser ampliado pela decisão proferida pelo TRF4, foram interpostos: (i) recurso especial dirigido ao STJ e (ii) recurso extraordinário dirigido ao STF. JREsp 1.351.297/SC - Discute a perda do objeto da ACP originária, já que o STF, ao julgar a ADIn 3.378, impediu a cobrança de compensação ambiental com base nos custos do empreendimento, o que é precisamente o pleito do MPF nesta ação. aREsp 1.351.297/SC - Discute a perda do objeto da ACP originária, já que o STF, ao julgar a ADIn 3.378, impediu a cobrança de compensação ambiental com base nos custos do empreendimento, o que é precisamente o pleito do MPF nesta ação. aO julgamento dessa frente do caso já teve início, tendo o Ministro Herman Benjamin proferido voto pelo não conhecimento do recurso. O Ministro Mauro Campbell pediu vista dos autos e proferiu voto divergente, pelo provimento do recurso especial da FCE. O Ministro Herman Benjamin pediu vista regimental dos autos. A Turma, por unanimidade, conheceu em parte do recurso e, em parte, negou-lhe provimento, nos termos do voto do Min. Relator. Os Ministros Og Fernandes, Mauro Campbell Marques, Assusete Magalhães e Francisco Falcão votaram com o Relator. aRE 1.372.744/SC – Após o julgamento do REsp 1.351.297 pela Segunda Turma do STJ, pelo não conhecimento em parte do recurso por tratar de matéria constitucional, o recurso extraordinário interposto na origem foi processado e autuado como RE 1.372.744/SC. O RE foi distribuído à relatoria do Min. Lewandowski, que decidiu negar seguimento ao recurso. Contra essa decisão, Foz do Chapecó interpôs agravo interno. A Segunda Turma, à unanimidade, negou provimento ao agravo interno de Foz do Chapecó. Na sequência foram opostos embargos de declaração por Foz do Chapecó, que também restaram rejeitados pela Segunda Turma, à unanimidade. O acórdão da Segunda Turma transitou em julgado em 4.5.2023, encerrando essa frente processual. aREsp 1.538.489/SC - Discute o mérito da ACP, notadamente o percentual de compensação ambiental devido pela FCE. A Turma, por unanimidade, conheceu em parte do recurso e, em parte, negou-lhe provimento. aRE 1345807 – Discute suposta violação aos princípios do contraditório e da ampla defesa. O recurso teve seguimento negado. Interposto agravo regimental. Recurso não provido. Atualmente, aguarda-se julgamento de embargos de declaração em Agravo Regimental de Recurso Extraordinário. aEm outubro de 2021 a ação civil

4.4 Processos não sigilosos relevantes

	pública, que questiona o valor a ser pago a título de compensação ambiental, teve seu risco de perda alterado de possível para provável no montante de R\$ 34.310 (R\$ 16.036 de principal e R\$ 18.274 de atualização), após decisão da Ministra Rosa Weber que não reconheceu o recurso extraordinário interposto, reduzindo as chances e possibilidades da controladora Foz do Chapecó. A expectativa da assessoria jurídica é que o desembolso ocorra em até 1 ano. Em 6 de fevereiro de 2024 o valor atualizado está em R\$ 42.061.846,59.
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença desfavorável à FCE; acórdãos desfavoráveis à FCE.
h) Estágio do processo	Fase recursal extraordinária
i) Chance de perda	Provável
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	Desembolso de valores adicionais a título de compensação ambiental. A controlada em conjunto Foz do Chapecó possui depósitos judiciais para pagamento caso necessário.

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 2023, o valor total provisionado pela Companhia referente aos processos descritos no item 4.4 classificados como perda provável era de R\$ 140.154 mil referente aos processos fiscais e cíveis.

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:

Em 31 de dezembro de 2023, a Companhia era parte passiva e/ou ativa em 05 procedimentos arbitrais, de natureza cível, no valor de causa total atualizado de R\$ 421,0 milhões. De acordo com a opinião de seus advogados externos, e com a evolução de cada um dos litígios, o prognóstico de perda de 01 procedimentos arbitrais foi classificado como provável, totalizando R\$ 68,8 milhões. Os procedimentos remanescentes seguem com risco de perda possível na alçada de R\$ 352,2 milhões e remoto com valor líquido.

4.7 Outras contingências relevantes

4.7 Descrever outras contingências relevantes não abrangidas pelos itens anteriores:

Todas as contingências relevantes foram abrangidas pelos itens anteriores.

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

5Política 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;
Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.
- b) os objetivos e estratégias da política de gerenciamento de riscos, quando houver, incluindo;
Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.
- c) a adequação da estrutura operacional e de controles internos para verificação da efetividade da política adotada
Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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;

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

b) as estruturas organizacionais envolvidas;

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

c) se e como a eficiência dos controles internos é supervisionada pela administração do emissor, indicando o cargo das pessoas responsáveis pelo referido acompanhamento;

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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 2023.

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. Os status dos planos de ação são acompanhados por nosso Comitê de Auditoria, órgão independente da Administração e da auditoria externa.

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:

O Grupo CPFL 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, o Grupo CPFL 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, acesse o website institucional da Controladora CPFL Energia, 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") da Controladora CPFL Energia é composto por 04 (quatro) membros, sendo 03 (três) da Diretoria Executiva da Controladora CPFL Energia, 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 Controladora CPFL Energia, definidos pelo Comitê de Ética, sendo um deles necessariamente o Diretor de Auditoria, Riscos, Ética e Compliance 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 também das normas internas vigentes, a Política estabelece regras e procedimentos para, por exemplo: (i) proibição da corrupção e suborno e monitoramento

5.3 Programa de integridade

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 Controladora CPFL Energia, por meio do link: <https://ri.cpfl.com.br/listgroup.aspx?idCanal=QaOjWSkrceEfQT28iDpzLQ==&linguagem=pt>

Em 2023, o Programa de Integridade do Grupo CPFL recebeu o certificado de manutenção da certificação da ISO 37001 (Sistema de Gestão Antissuborno) atestando a conformidade, as diretrizes e o alto padrão de governança e transparência com que o Grupo CPFL 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 da Controladora CPFL Energia, e a Instrução do Programa de Integridade preveem as responsabilidades de gestão e implementação do Programa de Integridade pela área de Ética e Compliance (área alocada na Diretoria de Auditoria, Riscos, Compliance e DPO do Grupo CPFL), e pelo Compliance Officer, função exercida pelo Diretor de Auditoria, Riscos, Compliance e DPO, com reporte direto e independente ao Conselho de Administração da Controladora CPFL Energia. 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 Controladora CPFL Energia;
- 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 Controladora CPFL Energia, por proposta do Comitê; e
- f) o Conselho de Administração da Controladora 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

5.3 Programa de integridade

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>.

- **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 Seguro), contratada para recebimento de registros éticos (denúncias, consultas e sugestões), e está disponível 24 horas por dia, todos os dias da semana, através dos links: <https://www.grupocpfl.com.br/institucional/canal-de-etica> e <https://www.contatoseguro.com.br/cpflenergia>, do e-mail: eticacpfl@contatoseguro.com.br, do telefone 0800 601 8670, e do aplicativo da Contato Seguro acessível tanto para dispositivos Android através da Google Play Store, como equipamentos iOS via Apple Store.

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.contatoseguro.com.br/cpflenergia>).

5.3 Programa de integridade

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.

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:

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item

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 Mandatário		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	
CPFL Energia S.A. ("CPFL Energia")						
02.429.144/0001-93	Brasil	Não	Sim	26/04/2021		
Não	CPFL Energia S.A. ("CPFL Energia")		Jurídica	02.429.144/0001-93		
225.137.769.366	100,000	0	0,000	225.137.769.366	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						
225.137.769.366	100,000	0	0,000	225.137.769.366	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 Mandatário		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	
CPFL Energia S.A. ("CPFL Energia")				02.429.144/0001-93		
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 Participacoes S.A.						
26.002.119/0001-97	Brasil	Não	Sim	30/11/2017		
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 Mandatário		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	
CPFL Energia S.A. ("CPFL Energia")				02.429.144/0001-93		
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 Mandatário		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 Participacoes 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 Mandatário		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 Participacoes S.A.				26.002.119/0001-97		
International Grid Holdings Limited						
11.823.391/0001-60	Ilhas Virgens (Britânicas)	Não	Sim	14/08/2018		
Sim	Não se Aplica		Jurídica	00.000.000/0000-00		
29.165.194.229	100,000	0	0,000	29.165.194.229	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		
Sim	Não se Aplica		Jurídica	00.000.000/0000-00		
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 Mandatário		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 Participacoes S.A.				26.002.119/0001-97		
29.165.194.230	100,000	0	0,000	29.165.194.230	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 Mandatário		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		
Sim	Não se Aplica		Jurídica	00.000.000/0000-00		
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 Mandatário		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		
Sim	Não se Aplica		Jurídica	00.000.000/0000-00		
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 Mandatário		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 Co.. Ltd						
18.022.960/0001-18	China	Não	Sim	28/02/2024		
Sim	Não se Aplica		Jurídica	00.000.000/0000-00		
20.132.519.765	100,000	0	0,000	20.132.519.765	14,881	
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		
Sim	Não aplicável		Jurídica	00.000.000/0000-00		
0	0,000	39.106.668.700	33,960	39.106.668.700	28,906	
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social		
TOTAL	0	0.000				
State Grid Overseas Investment Ltd						
	China	Não	Não	28/02/2024		
Sim	Não se Aplica		Jurídica	00.000.000/0000-00		
0	0,000	76.049.728.210	66,040	76.049.728.210	56,213	
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 Mandatário		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	115.156.396.910	100,000	135.288.916.675	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 Mandatário		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 Co.. Ltd				18.022.960/0001-18		
State Grid Corporation of China						
	China	Não	Não	21/12/2020		
Sim	Não se Aplica		Jurídica	00.000.000/0000-00		
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 Mandatário		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						
State Grid Corporation of China						
	China	Não	Sim	31/07/2017		
Sim	Não se Aplica		Jurídica	00.000.000/0000-00		
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	26/04/2024
Quantidade acionistas pessoa física	0
Quantidade acionistas pessoa jurídica	1
Quantidade investidores institucionais	0

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	0	0,000%
Quantidade preferenciais	0	0,000%
Total	0	0,000%

Classe de Ação

Preferencial Classe A	0	0,000000%
-----------------------	---	-----------

6.4 Participação em sociedades

Documento facultativo para o emissor registrado na categoria “B” não preenchido.

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:



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;

- i. órgão responsável pela aprovação da política, data da aprovação e, caso o emissor divulgue a política, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado**
- ii. principais características da política, incluindo regras relativas ao processo de indicação dos membros do conselho de administração, à composição do órgão e à seleção de seus membros**

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

b) se há mecanismos de avaliação de desempenho, informando, em caso positivo;

- i. a periodicidade das avaliações e sua abrangência**

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

- ii. metodologia adotada e os principais critérios utilizados nas avaliações**

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

- iii. se foram contratados serviços de consultoria ou assessoria externos**

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

c) regras de identificação e administração de conflitos de interesses;

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

d) por órgão;

- i. número total de membros, agrupados por identidade autodeclarada de gênero**

Informado em campo estruturado: 7.1 (d) Descrição das principais características dos órgãos de adm. e do conselho fiscal do emissor

- ii. número total de membros, agrupados por identidade autodeclarada de cor ou raça**

Informado em campo estruturado: 7.1 (d) Descrição das principais características dos órgãos de adm. e do conselho fiscal do emissor

- iii. número total de membros agrupados por outros atributos de diversidade que o emissor entenda relevantes**

7.1 Principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal

	Até 30 anos	De 31 a 50 anos	Acima de 50 anos	Prefere Não Responder
Diretoria		6	2	
Conselho de Administração – Efetivos		2	2	
Conselho de Administração – Suplentes				
Conselho Fiscal – Efetivos				
Conselho Fiscal – Suplentes				
Total de Membros	0	8	4	0

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

O Grupo CPFL Energia 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 Energia 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 CPFL 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 CPFL 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 23 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 35% 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 do Grupo CPFL.

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=b00U2J29IKdugAaDoFdqvg==/>

<https://cpfl.riprisma.com/Download.aspx?Arquivo=HnWh8E6WDWvPSgQxf/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	0	8	0	0	0
Conselho de Administração - Efetivos	1	3	0	0	0
Conselho de Administração - Suplentes	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica
Conselho Fiscal - Efetivos	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica
Conselho Fiscal - Suplentes	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica
TOTAL = 12	1	11	0	0	0

Quantidade de membros por declaração de cor e raça

	Amarelo	Branco	Preto	Pardo	Indígena	Outros	Prefere não responder
Diretoria	1	2	1	0	0	0	4
Conselho de Administração - Efetivos	2	2	0	0	0	0	0
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	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica
Conselho Fiscal - Suplentes	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica
TOTAL = 12	3	4	1	0	0	0	4

Quantidade de membros - Pessoas com Deficiência

	Pessoas com Deficiência	Pessoas sem Deficiência	Prefere não responder
Diretoria	0	0	0
Conselho de Administração - Efetivos	0	0	0
Conselho de Administração - Suplentes	0	0	0
Conselho Fiscal - Efetivos	0	0	0
Conselho Fiscal - Suplentes	0	0	0
TOTAL = 0	0	0	0

7.2 Informações relacionadas ao conselho de administração

.7.2 Em relação especificamente ao conselho de administração, indicar:

a) órgãos e comitês permanentes que se reportem ao conselho de administração;

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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;

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

c) se houver, canais instituídos para que questões críticas relacionadas a temas e práticas ASG e de conformidade cheguem ao conhecimento do conselho de administração;

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

7.3 Composição e experiências profissionais da administração e do conselho fiscal

Funcionamento do conselho fiscal: Não permanente e não instalado

Nome

FLAVIO HENRIQUE RIBEIRO

CPF:

276.489.428-79

Passaporte:

Nacionalidade:

Brasil

Profis são:

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 hs 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.). 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 suspenso ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial.

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	06/05/2025	2 anos - Até a RCA após a AGOE de 2027	Outros Diretores	Diretor Administrativo	06/05/2025		24/01/2020

Nome FUTAO HUANG

CPF: 239.777.588-37

Passaporte:

Nacionalidade: China

Profis são: 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. 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 suspenso ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial.

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	2 anos - Até a AGO de 2027	Conselho de Administração (Efetivo)		29/04/2025	Sim	26/04/2021

Nome RODOLFO COLI DA CUNHA

CPF: 962.391.316-87

Passaporte:

Nacionalidade: Brasil

Profis são: Engenheiro

Data de Nascimento: 28/12/1972

Experiência Profissional:

Formado em Engenharia Elétrica pela Unifei, bacharel em direito, possui mestrado pela USP (Poli) além de especialização no setor elétrico pelas universidades Unifei, USP e Unicamp. Sua trajetória profissional está inserida no setor elétrico nacional, onde atuou na ARSESP - Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo, na CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica desde 2002, participando da consolidação do mercado livre de energia no país. Em 2009 integrou-se ao Grupo CPFL, na CPFL Brasil e posteriormente, à frente da gestão da comercialização na ERSa, que com a associação de parte dos ativos da CPFL Geração, culminou na criação da CPFL Renováveis. Posteriormente assumiu a gerência de comercialização do segmento de distribuição de energia na CPFL. A partir de agosto de 2014 assumiu a Diretoria de Comercialização e Regulação da Geração e em recente reorganização assumiu a Diretoria de Regulação e Gestão de Energia da CPFL Renováveis. Possui atuação direta em Sociedades que CPFL é acionista, atuando na Presidência do Conselho de Foz do Chapecó, Enercan e Ceran, na vice-presidência da Investco e no conselho de BAESA. Também compõe o conselho de associações do setor elétrico como a APINE, ABRAGEL e ABEEOLICA. 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 suspenso ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial.

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	06/05/2025	2 anos - Até a RCA após a AGOE de 2027	Outros Diretores	Diretor Regulatório de Gestão de Energia	06/05/2025		28/08/2014

Nome TIAGO DA COSTA PARREIRA **CPF:** 013.245.736-94 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profis são:** Economista **Data de Nascimento:** 05/08/1983

Experiência Profissional: Formado em Economia pela Universidade Estadual de Campinas e com Mestrado em Administração de Empresas pela Fundação Dom Cabral. Iniciou sua carreira em 2005 na CPFL, atuando como analista de mercado de capitais e tesouraria. Atuou durante cinco anos como Gerente de Tesouraria. Em 2016 assumiu a Diretoria de Finanças Corporativas. 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 suspenso ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial.

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	2 anos - Até a AGO de 2027	Vice Presidente Cons. de Administração		29/04/2025	Sim	05/05/2014

Nome WEBSTER MOMPEAN SOZIN **CPF:** 378.435.698-20 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profis são:** Engenheiro Eletricista **Data de Nascimento:** 17/01/1990

Experiência Profissional: Engenheiro eletricista formado em 2013 pela UNIP e MBA em gestão e economia da energia pela FACAMP. Com sólida experiência em projetos, manutenção e otimização de hidroelétricas. Possui expertise no desenvolvimento de planos de manutenção, análise de eficiência energética e implementação de melhorias contínuas, com foco na maximização da performance e eficiência dos sistemas. Tenho experiência em projetos de pesquisa e desenvolvimento em parceria com universidades, aplicando inovações tecnológicas para aprimorar a operação e a manutenção das hidroelétricas. Com habilidades no dimensionamento e otimização de projetos elétricos, sou capacitado na identificação e resolução de problemas em sistemas de geração de energia hidráulica, sempre visando a maior eficiência operacional. Minha experiência inclui gestão de projetos e coordenação de equipes técnicas, assegurando o cumprimento de prazos, custos e qualidade. Além disso, tenho expertise na gestão de crises relacionadas à segurança de barragens, atuando de forma proativa para minimizar riscos e garantir a integridade das estruturas e das pessoas.

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 a AGO de 2027	Conselho de Administração (Efetivo)		29/04/2025	Sim	05/03/2025

Nome XINJIAN CHEN

CPF: 239.885.728-02

Passaporte:

Nacionalidade: China

Profis são: Engenheiro

Data de Nascimento: 19/02/1981

Experiência Profissional:

Trabalha no setor de energia elétrica há mais de 20 anos. Graduado em Controle Automático pela Shanghai University of Electric Power em 2003, Mestre em Administração de Empresas pela Zhongnan University of Economic and Law. Iniciou sua carreira na empresa Jinshuitan Hydropower Company, de 2003 a 2009 e depois assumiu como Diretor do departamento Administrativo de 2009 a 2012, Diretor do departamento de Operação e Manutenção de 2012 a 2015. Também atuou como Vice-presidente da Liandu Power Supply Company, entre 2015 e 2017, e Diretor de 2017 a 2020 na CPFL Geração, Conselheiro Suplente e membro do Comitê de Operação da CPFL Renováveis ao mesmo tempo. Posteriormente, atuou como Diretor Presidente Assistente da CPFL Geração e CPFL Renováveis até o início de 2021. Também ocupou outros cargos, como Secretário do Conselho da Shitang Hydropower Company, Membro do Comitê Consultivo de Gestão do Ouneng Electric Power Group e Oulong Real Estate Investment Group. Atualmente é Diretor Presidente da CPFL Renováveis e da CPFL Geração e Conselheiro da CPFL Transmissão. 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 suspenso ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial.

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	06/05/2025	2 anos - Até a RCA após a AGOE de 2027	Conselho de Administração (Efetivo)		06/05/2025	Sim	30/04/2021
Diretoria	06/05/2025	2 anos - Até a RCA após a AGOE de 2027	Diretor Presidente / Superintendente		06/05/2025		30/04/2021
Diretoria	16/05/2025	2 anos - Até a RCA após a AGOE de 2027	Diretor de Relações com Investidores		16/05/2025		30/04/2021

7.4 Composição dos comitês

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

A Companhia não possui comitês e comissões instituídos no âmbito da sua administração.

7.5 Relações familiares

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

7.6 Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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:

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

7.8 Outras informações relevantes

7.8 Fornecedor outras informações que o emissor julgue relevantes

Todas as informações relevantes foram prestadas nos itens anteriores.

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**

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.e

- 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**

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

- 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**

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

- iii. com que frequência e de que forma o conselho de administração avalia a adequação da política de remuneração do emissor**

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

- c) composição da remuneração, indicando:**

- i. descrição dos diversos elementos que compõem a remuneração, incluindo, em relação a cada um deles:**

- seus objetivos e alinhamento aos interesses de curto, médio e longo prazo do emissor**

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

- sua proporção na remuneração total nos 3 últimos exercícios sociais**

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

- sua metodologia de cálculo e de reajuste**

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

- principais indicadores de desempenho nele levados em consideração, inclusive, se for o caso, indicadores ligados a questões ESG**

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

- iii. razões que justificam a composição da remuneração**

8.1 Política ou prática de remuneração

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

iii. a existência de membros não remunerados pelo emissor e a razão para esse fato

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

d) existência de remuneração suportada por subsidiárias, controladas ou controladores diretos ou indiretos

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

e) existência de qualquer remuneração ou benefício vinculado à ocorrência de determinado evento societário, tal como a alienação do controle societário do emissor

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

8.2 Remuneração total por órgão

Remuneração total prevista para o Exercício Social corrente 31/12/2024 - Valores Anuais				
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	4,00	8,00		12,00
Nº de membros remunerados	1,00	4,00		5,00
Esclarecimento				
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	49.000,00	1.494.000,00		1.543.000,00
Benefícios direto e indireto	0,00	612.000,00		612.000,00
Participações em comitês	0,00	0,00		0,00
Outros	0,00	0,00		0,00
Descrição de outras remunerações fixas	Refere-se a INSS	Refere-se a INSS e FGTS		
Remuneração variável				
Bônus	0,00	717.000,00		717.000,00
Participação de resultados	0,00	0,00		0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00		0,00
Comissões	0,00	0,00		0,00
Outros	0,00	104.000,00		104.000,00
Descrição de outras remunerações variáveis	-	Refere-se a ILP. Contempla a reversão de provisão do ILP		
Pós-emprego	0,00	114.000,00		114.000,00
Cessação do cargo	0,00	0,00		0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00		0,00
Observação	O número de membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM SEP anual 2024.	O número de membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM SEP anual 2024.		
Total da remuneração	49.000,00	3.041.000,00		3.090.000,00

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2023 - Valores Anuais				
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	4,00	8,00		12,00
Nº de membros remunerados	1,00	4,00		5,00
Esclarecimento				
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	62.000,00	1.693.000,00		1.755.000,00
Benefícios direto e indireto	0,00	554.000,00		554.000,00
Participações em comitês	0,00	0,00		0,00
Outros	0,00	0,00		0,00
Descrição de outras remunerações fixas	Refere-se a INSS	Refere-se a INSS e FGTS		
Remuneração variável				
Bônus	0,00	348.000,00		348.000,00
Participação de resultados	0,00	0,00		0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00		0,00
Comissões	0,00	0,00		0,00
Outros	0,00	146.000,00		146.000,00
Descrição de outras remunerações variáveis		Refere-se a ILP. Contempla a reversão de provisão do ILP		
Pós-emprego	0,00	21.000,00		21.000,00
Cessação do cargo	0,00	0,00		0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00		0,00
Observação	O número de membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM SEP anual 2023.	O número de membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM SEP anual 2023.		
Total da remuneração	62.000,00	2.762.000,00		2.824.000,00

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2022 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	4,00	8,00		12,00
Nº de membros remunerados	1,00	3,00		4,00
Esclarecimento				
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	43.000,00	1.365.000,00		1.408.000,00
Benefícios direto e indireto	0,00	32.000,00		32.000,00
Participações em comitês	0,00	0,00		0,00
Outros	0,00	0,00		0,00
Descrição de outras remunerações fixas				
Remuneração variável				
Bônus	0,00	6.000,00		6.000,00
Participação de resultados	0,00	0,00		0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00		0,00
Comissões	0,00	0,00		0,00
Outros	0,00	114.000,00		114.000,00
Descrição de outras remunerações variáveis		Refere-se a INSS e ILP. Contempla a reversão de provisão do ILP		
Pós-emprego	0,00	16.000,00		16.000,00
Cessação do cargo	0,00	0,00		0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00		0,00
Observação	O número de membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM SEP anual 2022.	O número de membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM SEP anual 2022.		
Total da remuneração	43.000,00	1.533.000,00		1.576.000,00

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2021 - Valores Anuais				
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	4,00	8,00		12,00
Nº de membros remunerados	1,00	4,00		5,00
Esclarecimento				
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	40.000,00	627.000,00		667.000,00
Benefícios direto e indireto	0,00	385.000,00		385.000,00
Participações em comitês	0,00	0,00		0,00
Outros	0,00	0,00		0,00
Descrição de outras remunerações fixas				
Remuneração variável				
Bônus	0,00	0,00		0,00
Participação de resultados	0,00	0,00		0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00		0,00
Comissões	0,00	0,00		0,00
Outros	0,00	0,00		0,00
Descrição de outras remunerações variáveis		Refere-se a INSS e ILP. Contempla a reversão de provisão do ILP		
Pós-emprego	0,00	58.000,00		58.000,00
Cessação do cargo	0,00	0,00		0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00		0,00
Observação	O número de membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM SEP anual 2021.	O número de membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM SEP anual 2021.		
Total da remuneração	40.000,00	1.070.000,00		1.110.000,00

8.3 Remuneração variável

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

8.5 Remuneração baseada em ações (Opções de compra de ações)

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

8.6 Outorga de opções de compra de ações

<p>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:</p>
--

Não aplicável, tendo em vista que a CPFL Geração 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:

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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:

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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:

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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:

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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:

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

8.15 Remuneração mínima, média e máxima

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

8.16 Mecanismos de remuneração/indenização

8.16. Descrever arranjos contratuais, apólices de seguros ou outros instrumentos que estruturam 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

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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

PREVISTO DE 2024			
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Percentual da remuneração total	0%	0%	15%

EXERCÍCIO DE 2023			
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Percentual da remuneração total	0%	0%	21%

EXERCÍCIO DE 2022			
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Percentual da remuneração total	0%	0%	34%

EXERCÍCIO DE 2021			
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Percentual da remuneração total	0%	0%	21%

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

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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

EXERCÍCIO DE 2024 ⁽¹⁾ - DEMAIS REMUNERAÇÕES PREVISTAS, ESPECIFICANDO A QUE TÍTULO FORAM ATRIBUÍDAS				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
	<i>(Em R\$ mil)</i>			
Controladores diretos e indiretos	-	-	4.620	4.620
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	2.683	2.683

EXERCÍCIO DE 2024 - REMUNERAÇÃO PREVISTA EM FUNÇÃO DO EXERCÍCIO DO CARGO NO EMISSOR				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
	<i>(Em R\$ mil)</i>			
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

EXERCÍCIO DE 2023 ⁽¹⁾ - DEMAIS REMUNERAÇÕES RECEBIDAS, ESPECIFICANDO A QUE TÍTULO FORAM ATRIBUÍDAS				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
	<i>(Em R\$ mil)</i>			
Controladores diretos e indiretos	-	-	6.437	6.437
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	3.976	3.976

⁽¹⁾ Remuneração a título de honorário.

EXERCÍCIO DE 2023 - REMUNERAÇÃO RECEBIDA EM FUNÇÃO DO EXERCÍCIO DO CARGO NO EMISSOR				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
	<i>(Em R\$ mil)</i>			
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

EXERCÍCIO DE 2022 ⁽¹⁾ - DEMAIS REMUNERAÇÕES RECEBIDAS, ESPECIFICANDO A QUE TÍTULO FORAM ATRIBUÍDAS				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
	<i>(Em R\$ mil)</i>			
Controladores diretos e indiretos	-	-	4.417	4.417
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	4	4

⁽²⁾ Remuneração a título de honorário.

8.19 Remuneração reconhecida do controlador/controlada

EXERCÍCIO DE 2022 - REMUNERAÇÃO RECEBIDA EM FUNÇÃO DO EXERCÍCIO DO CARGO NO EMISSOR				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
	(Em R\$ mil)			
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

EXERCÍCIO DE 2021 ⁽¹⁾ - DEMAIS REMUNERAÇÕES RECEBIDAS, ESPECIFICANDO A QUE TÍTULO FORAM ATRIBUÍDAS				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
	(Em R\$ mil)			
Controladores diretos e indiretos	-	-	3.350	3.350
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

⁽¹⁾ Remuneração a título de honorário.

EXERCÍCIO DE 2021 - REMUNERAÇÃO RECEBIDA EM FUNÇÃO DO EXERCÍCIO DO CARGO NO EMISSOR				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
	(Em R\$ mil)			
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

8.19 Remuneração reconhecida do controlador/controlada

EXERCÍCIO DE 2021 ⁽¹⁾ - DEMAIS REMUNERAÇÕES RECEBIDAS, ESPECIFICANDO A QUE TÍTULO FORAM ATRIBUÍDAS				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
	(Em R\$ mil)			
Controladores diretos e indiretos	-	-	3.350	3.350
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-2.335	-2.335

⁽¹⁾ Remuneração a título de honorário.

EXERCÍCIO DE 2021 - REMUNERAÇÃO RECEBIDA EM FUNÇÃO DO EXERCÍCIO DO CARGO NO EMISSOR				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
	(Em R\$ mil)			
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

⁽¹⁾ Remuneração a título de honorário.

8.20 Outras informações relevantes

8.20. 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

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 2023												
Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Conselho de Administração	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Conselho Fiscal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diretoria Estatutária	7	7	7	7	6	6	6	6	6	6	6	6

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	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Conselho Fiscal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diretoria Estatutária	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7

EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2021												
Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Conselho de Administração	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Conselho Fiscal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diretoria Estatutária	8	8	8	6	7	7	7	7	7	7	7	7

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 31/12/2022. Os demais serviços prestados pela PwC e sua remuneração referente ao último exercício social estão descritos na seção 9.3 deste Formulário de Referência.			
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\$ 1.399 mil referentes à auditoria societária, revisões trimestrais e auditoria regulatória para o exercício findo em 31/12/2022 e R\$ 229 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 aplicável.			

.....

9.3 Independência e conflito de interesses dos auditores

9.3. Caso os auditores independentes ou pessoas a eles ligadas tenham sido contratados para prestar outros serviços além da auditoria, descrever os procedimentos adotados 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 da Controladora CPFL Energia para opinar ao Conselho de Administração da Companhia 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 da Companhia; 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 Geração 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 2023, 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 <i>covenants</i> 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

Contratamos um total de R\$ 252 mil referentes aos serviços descritos acima, o que equivale a cerca de 15% dos honorários de auditoria externa das demonstrações financeiras societárias, regulatórias e de revisão das informações trimestrais referentes ao exercício social de 2023 da Companhia e suas controladas.

A contratação dos auditores independentes, conforme Estatuto Social, compete ao Conselho de Administração da Controladora CPFL Energia 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	23	109	0	0	0
Não-liderança	138	448	0	0	0
TOTAL = 718	161	557	0	0	0

Quantidade de empregados por declaração de cor ou raça

	Amarelo	Branco	Preto	Pardo	Indígena	Outros	Prefere não responder
Liderança	5	93	2	26	0	0	6
Não-liderança	8	391	30	147	0	0	10
TOTAL = 718	13	484	32	173	0	0	16

Quantidade de empregados por posição e faixa etária

	Abaixo de 30 anos	De 30 a 50 anos	Acima de 50 anos
Liderança	1	105	26
Não-liderança	104	434	48
TOTAL = 718	105	539	74

Quantidade de empregados - Pessoas com Deficiência

	Pessoa com Deficiência	Pessoa sem Deficiência	Prefere não responder
TOTAL = 0	0	0	0

Quantidade de empregados por posição e localização geográfica

	Norte	Nordeste	Centro-Oeste	Sudeste	Sul	Exterior
Liderança	0	3	1	111	17	0
Não-liderança	0	21	8	480	77	0
TOTAL = 718	0	24	9	591	94	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	3	21	0	0	0
Centro-Oeste	0	9	0	0	0
Sudeste	153	438	0	0	0
Sul	5	89	0	0	0
Exterior	0	0	0	0	0
TOTAL = 718	161	557	0	0	0

Quantidade de empregados por localização geográfica e declaração de cor ou raça

	Amarelo	Branco	Preto	Pardo	Indigena	Outros	Prefere não responder
Norte	0	0	0	0	0	0	0
Nordeste	0	10	3	11	0	0	0
Centro-Oeste	0	4	0	5	0	0	0
Sudeste	13	387	29	147	0	0	15
Sul	0	83	0	10	0	0	1
Exterior	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL = 718	13	484	32	173	0	0	16

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	3	19	2
Centro-Oeste	0	8	1
Sudeste	88	443	60
Sul	14	69	11
Exterior	0	0	0
TOTAL = 718	105	539	74

10.1 Descrição dos recursos humanos

Uso Público CPFL

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

Informado em campo estruturado: 10.1 (a) Descrição dos recursos humanos do emissor

ii. identidade autodeclarada de cor ou raça

Informado em campo estruturado: 10.1 (a) Descrição dos recursos humanos do emissor

iii. faixa etária

Informado em campo estruturado: 10.1 (a) Descrição dos recursos humanos do emissor

iv. outros indicadores de diversidade que o emissor entenda relevantes

Informado em campo estruturado: 10.1 (a) Descrição dos recursos humanos do emissor

b. número de terceirizados (total e por grupos, com base na atividade desempenhada e na localização geográfica)

Conforme previsto no Anexo C da Resolução CVM nº 80/22, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

c. índice de rotatividade

O índice de rotatividade foi de 8,7% em 2023.

10.2 Alterações relevantes

10.2. Comentar qualquer alteração relevante ocorrida com relação aos números divulgados no item 10.1 acima

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

b. política de benefícios

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

10.3(d) Políticas e práticas de remuneração dos empregados

Documento facultativo para o emissor registrado na categoria “B” não preenchido.

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

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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:

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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	2.000.000.000,00	2.639.042.000,00	-	10/06/2028	CDI + 1,1% a.a
Relação com o emissor	Controladora					
Objeto contrato	Contrato de Mútuo					
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 Itens 'n.' e 'o.'

11.2. Com exceção das operações que se enquadrem nas hipóteses do art. 3º, II, “a”, “b” e “c”, do anexo 30-XXXIII, informar, em relação às transações com partes relacionadas que, segundo as normas contábeis, devam ser divulgadas nas demonstrações financeiras individuais ou consolidadas do emissor e que tenham sido celebradas no último exercício social ou estejam em vigor no exercício social corrente:

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.

o. demonstração do caráter estritamente comutativo das condições pactuadas ou o pagamento compensatório adequado

As transações com partes relacionadas efetuadas pela Companhia são realizadas a preços, prazos e taxas usuais de mercado ou de negociações anteriores da Companhia, bem como em observância às regulamentações e normativas aplicáveis, visando assegurar o caráter estritamente comutativo e o pagamento compensatório adequado para tais transações. Desta forma, a Companhia entende que as operações elencadas no item 11.2 deste Formulário de Referência possuem caráter estritamente comutativo e observaram as aprovações necessárias por parte dos órgãos competentes. Por fim, a Companhia esclarece que tais transações também foram refletidas em suas demonstrações financeiras.

11.3 Outras informações relevantes

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:

Empresas	Valores expressos em R\$ / mil							
	Ativo		Passivo		Receita		Despesa/ Custo	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Alocação de despesas entre empresas								
Entidades sob o controle da CPFL Energia	3.455	316	640	455	-	-	28.260	6.506
Arendamento e aluguel								
Entidades sob o controle da CPFL Energia	-	-	7	-	-	3	957	2.012
Adiantamentos de Clientes								
Entidades sob o controle da CPFL Energia	-	-	60.585	58.330	-	-	-	-
Contratos de mútuos								
Entidades sob o controle da CPFL Energia	-	82	6.106	23.541	-	-	2.284	2.381
Dividendos e juros sobre o capital próprio								
Entidades sob o controle da CPFL Energia	-	-	375.207	-	-	-	-	-
Imobilizado, materiais e prestação de serviços								
Entidades sob o controle da CPFL Energia	1.120	1.012	7.674	4.380	-	45.810	30.349	63.477
Compra e venda de energia e encargos								
Entidades sob o controle da CPFL Energia	108.299	104.968	266	982	1.295.071	1.278.899	-	36.627

12.1 Informações sobre o capital social

Tipo Capital		Capital Emitido	
Data da autorização ou aprovação		Prazo de integralização	Valor do capital
29/04/2025		Não aplicável	927.006.336,39
Quantidade de ações ordinárias		Quantidade de ações preferenciais	Quantidade total de ações
225.137.769.366		0	225.137.769.366

Tipo Capital		Capital Subscrito	
Data da autorização ou aprovação		Prazo de integralização	Valor do capital
29/04/2025		Não aplicável	927.006.336,39
Quantidade de ações ordinárias		Quantidade de ações preferenciais	Quantidade total de ações
225.137.769.366		0	225.137.769.366

Tipo Capital		Capital Integralizado	
Data da autorização ou aprovação		Prazo de integralização	Valor do capital
29/04/2025		Não aplicável	927.006.336,39
Quantidade de ações ordinárias		Quantidade de ações preferenciais	Quantidade total de ações
225.137.769.366		0	225.137.769.366

Tipo Capital		Capital Autorizado	
Data da autorização ou aprovação		Prazo de integralização	Valor do capital
29/04/2025		Não aplicável	0,00
Quantidade de ações ordinárias		Quantidade de ações preferenciais	Quantidade total de ações
0		0	0

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:

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Valor mobiliário	Nota Comercial
Identificação do valor mobiliário	1ª emissão de notas comerciais escriturais, em série única, para distribuição pública
Data de emissão	13/06/2022
Data de vencimento	08/10/2024
Quantidade	379.620
Unidade	
Valor nominal global R\$	379.620.000,00
Saldo Devedor em Aberto	467.031.131,51
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	A Emissora poderá, a seu exclusivo critério, a partir de 13 de junho de 2023, inclusive, e durante a vigência das Notas Comerciais Escriturais, promover o resgate antecipado total ou parcial das Notas Comerciais Escriturais. Vide informações complementares no item 12.9
Características dos valores mobiliários de dívida	Juros: CDI + 0,96% Garantia e, se real, descrição do bem objeto: Fiança da CPFL Energia Eventuais restrições impostas ao emissor em relação: (i) à distribuição de dividendos; (ii) à alienação de determinados ativos; (iii) à contratação de novas dívidas; e (iv) à emissão de novos valores mobiliários; Agente fiduciário: Pentágono S.A.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Vide informações complementares no item 12.9
Outras características relevantes	Vide informações complementares no item 12.9

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	13ª Emissão de Debêntures
Data de emissão	10/09/2024
Data de vencimento	10/09/2031
Quantidade	482.000
Unidade	
Valor nominal global R\$	482.000.000,00
Saldo Devedor em Aberto	482.000.000,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Hipótese e cálculo do valor de resgate

RESGATE ANTECIPADO FACULTATIVO TOTAL, OFERTA DE RESGATE ANTECIPADO, AQUISIÇÃO FACULTATIVA E AMORTIZAÇÃO EXTRAORDINÁRIA FACULTATIVA

5.1. Resgate Antecipado Facultativo Total: A Emissora poderá, a seu exclusivo critério, a partir do 25º (vigésimo quinto) mês contado da Data de Emissão, ou seja, a partir de 11 de setembro de 2026 (inclusive), realizar o resgate antecipado facultativo da totalidade das Debêntures ("Resgate Antecipado Facultativo Total"). O valor a ser pago em relação a cada uma das Debêntures objeto do Resgate Antecipado Facultativo Total será equivalente (i) ao Valor Nominal Unitário (ou ao saldo do Valor Nominal Unitário, conforme o caso), acrescido (ii) da Remuneração, calculada pro rata temporis, desde a Data da Primeira Integralização ou desde a data de pagamento da Remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento do Resgate Antecipado Facultativo Total; (iii) dos Encargos Moratórios devidos e não pagos até a data do referido resgate (sendo o somatório dos itens "i" a "iii" acima, o "Valor Base do Resgate Antecipado Facultativo Total"); e (iv) de prêmio de resgate antecipado facultativo total, incidente sobre o Valor Base do Resgate Antecipado Facultativo Total, equivalente a 0,25% (vinte e cinco centésimos por cento) ao ano, multiplicado pelo prazo remanescente das Debêntures na data do efetivo Resgate Antecipado Facultativo Total, pro rata temporis, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) Dias Úteis, calculada conforme a fórmula abaixo:

$\text{Prêmio} = 0,25\% \times (\text{DU})/252 \times \text{PUdebênture}$

Sendo:

DU = quantidade de Dias Úteis entre a data do efetivo Resgate Antecipado Facultativo Total (inclusive) e a Data de Vencimento (exclusive); e

PUdebênture = o Valor Base do Resgate Antecipado Facultativo Total.

5.1.1. O Resgate Antecipado Facultativo Total deverá ser comunicado aos Debenturistas, mediante divulgação de anúncio, nos termos desta Escritura de Emissão, ou mediante comunicação individual a todos os Debenturistas, com cópia ao Agente Fiduciário ("Comunicação de Resgate Antecipado Facultativo"), acerca da realização do Resgate Antecipado Facultativo Total, com antecedência mínima de 5 (cinco) Dias Úteis da data prevista para realização do efetivo Resgate Antecipado Facultativo Total, que deverá ocorrer em uma única data para todas as Debêntures, a qual deverá ser um Dia Útil ("Data do Resgate Antecipado Facultativo").

5.1.2. Na Comunicação de Resgate Antecipado Facultativo deverá constar: (a) a Data do Resgate Antecipado Facultativo Total, que deverá ser obrigatoriamente um Dia Útil; (b) a estimativa do valor do Resgate Antecipado Facultativo Total, calculado pela Emissora, a ser apurado observada a Cláusula 5.1 acima; e (c) quaisquer outras informações necessárias à operacionalização do Resgate Antecipado Facultativo Total.

5.1.3. Não será admitido o resgate antecipado facultativo parcial das Debêntures.

5.1.4. O Resgate Antecipado Facultativo Total ocorrerá, conforme o caso, de acordo com: (a) os procedimentos estabelecidos pela B3, para as Debêntures custodiadas eletronicamente na B3; ou (b) os procedimentos adotados pelo Escriturador, para as Debêntures que não estiverem custodiadas eletronicamente na B3.

5.1.5. A B3, o Banco Liquidante e o Escriturador deverão ser notificados pela Emissora sobre o Resgate Antecipado Facultativo Total com antecedência mínima de 3 (três) Dias Úteis da Data do Resgate Antecipado Facultativo Total, por meio de envio de correspondência enviada em conjunto com o Agente Fiduciário.

5.1.6. As Debêntures objeto do Resgate Antecipado Facultativo Total deverá ser obrigatoriamente canceladas, observada a regulamentação em vigor.

Vide informações complementares no item 12.9

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Características dos valores mobiliários de dívida

- Remuneração das Debêntures. Sobre o Valor Nominal Unitário ou o saldo do Valor Nominal Unitário, conforme o caso, incidirão juros remuneratórios correspondentes a variação acumulada de 100% (cem por cento) das taxas médias diárias dos DI – Depósitos Interfinanceiros de um dia, “over extragrupo”, expressas na forma percentual ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) Dias Úteis, calculadas e divulgadas diariamente pela B3, no informativo diário disponível em sua página na rede mundial de computadores (<http://www.b3.com.br>) (“Taxa DI”), acrescida de uma sobretaxa (spread) de 0,59% (cinquenta e nove centésimos por cento) ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) Dias Úteis (“Remuneração”).
- Garantia e, se real, descrição do bem objeto: Fiança da CPFL Energia (aval);
- Eventuais restrições impostas ao emissor: pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio pela Emissora acima do mínimo obrigatório, conforme previsto no seu atual estatuto social e no artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações, caso a Emissora esteja inadimplente com as suas obrigações pecuniárias descritas nesta Escritura de Emissão;
- Agente fiduciário: Pentágono S.A.

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários

- Não haverá repactuação programada das Debêntures
- As seguintes deliberações relativas às características das Debêntures, que poderão ser propostas exclusivamente pela Emissora, dependerão da aprovação por Debenturistas que representem pelo menos 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em Circulação, conforme aplicável, na forma do disposto no artigo 71, parágrafo 5º, da Lei das Sociedades por Ações, seja em primeira convocação da Assembleia Geral de Debenturistas ou em qualquer convocação subsequente: (i) alteração da Remuneração ou repactuação programada; (ii) alteração da data de pagamento do Valor Nominal Unitário (ou do saldo do Valor Nominal Unitário) e/ou da Data de Pagamento da Remuneração; (iii) alteração do prazo de vencimento das Debêntures; (iv) alteração dos valores e datas de amortização do principal das Debêntures; (v) a alteração, substituição ou o reforço da garantia; (vi) alteração das regras do Resgate Antecipado Facultativo Total, de Amortização Extraordinária Facultativa e da Oferta de Resgate Antecipado; (vii) alteração da redação e/ou exclusão dos Eventos de Vencimento Antecipado; e/ou (viii) modificação dos quóruns de deliberação estabelecidos nesta Cláusula 9.

Outras características relevantes

Vide informações complementares no item 12.9

12.4 Número de titulares de valores mobiliários

Valor Mobiliário	Pessoas Físicas	Pessoas Jurídicas	Investidores Institucionais
Debêntures	0	0	0
Nota Comercial	0	0	1

12.5 Mercados de negociação no Brasil

12.5. Indicar os mercados brasileiros nos quais valores mobiliários do emissor são admitidos à negociação
--

As Notas Comerciais são depositadas para negociação no mercado secundário por meio do CETIP21 - Títulos e Valores Mobiliários ("CETIP21"), administrado e operacionalizado pela B3, sendo as negociações liquidadas financeiramente através da B3. Concomitantemente à liquidação, as Notas Comerciais serão depositadas eletronicamente em nome do Titular das Notas Comerciais no Sistema de Custódia Eletrônica da B3.

As Debêntures da Companhia são admitidas à negociação no mercado secundário, no CETIP21 - Títulos e Valores Mobiliários ("CETIP21") operacionalizado pela CETIP, com os negócios liquidados e as Debêntures custodiadas na CETIP, administrado pela B3, com os negócios liquidados e as Debêntures custodiadas na CBLC.

12.6 Negociação em mercados estrangeiros

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Todas as Debêntures da Companhia foram emitidas unicamente no mercado nacional.

12.7 Títulos emitidos no exterior

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não houve títulos emitidos no exterior nos últimos três exercícios sociais.

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
- b. se houve desvios relevantes entre a aplicação efetiva dos recursos e as propostas de aplicação divulgadas nos prospectos da respectiva distribuição
- c. caso tenha havido desvios, as razões para tais desvios

Conforme previsto no Anexo C da Resolução 80/22 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

12.9 Outras informações relevantes

12.9. Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

1ª Emissão de Notas Comerciais Escriturais

Resgate Antecipado Facultativo

Sujeito ao atendimento das condições abaixo, a Emissora poderá, a seu exclusivo critério, a partir de 13 de junho de 2023, inclusive, e durante a vigência das Notas Comerciais Escriturais, promover o resgate antecipado total ou parcial das Notas Comerciais Escriturais, com o consequente cancelamento das Notas Comerciais Escriturais objeto do resgate (“Resgate Antecipado Facultativo”), mediante o pagamento do Valor Nominal Unitário, acrescido da Remuneração (“Valor do Resgate Antecipado Facultativo”), e de prêmio de 0,15% (quinze centésimos por cento) ao ano, calculado conforme fórmula abaixo descrita. Para tal, a Emissora deverá notificar individualmente a totalidade dos Titulares de Notas Comerciais Escriturais, com cópia ao Agente Fiduciário, o Escriturador e a B3 ou, a seu exclusivo critério, publicar aviso aos Titulares de Notas Comerciais Escriturais na forma da Cláusula 5.23 abaixo, seguido de comunicação ao Agente Fiduciário, ao Escriturador e à B3, prestando todas as informações necessárias à operacionalização do Resgate Antecipado Facultativo com, no mínimo, 3 (três) Dias Úteis de antecedência da data prevista para o resgate (“Comunicação de Resgate Facultativo Total”).

Prêmio de Resgate Antecipado Facultativo

$$= 0,15\% * \frac{\text{Prazo Remanescente}}{252} * \text{Valor de Resgate Facultativo}$$

onde:

Prazo Remanescente = quantidade de Dias Úteis a transcorrer entre a data do efetivo Resgate Antecipado Facultativo (inclusive) e a Data de Vencimento.

Na Comunicação de Resgate Antecipado Facultativo deverá constar: **(i)** a data do Resgate Antecipado Facultativo, que deverá ser um Dia Útil; **(ii)** a forma de cálculo do Valor do Resgate Antecipado Facultativo, conforme Cláusula 5.17.1 acima, **(iii)** a quantidade de Notas Comerciais Escriturais objeto do Resgate Antecipado Facultativo; e **(iv)** quaisquer outras informações necessárias à operacionalização do Resgate Antecipado Facultativo.

O pagamento das Notas Comerciais Escriturais objeto do Resgate Antecipado Facultativo será feito pela Emissora: **(i)** por meio dos procedimentos adotados pela B3 para as Notas Comerciais Escriturais custodiadas eletronicamente na B3; ou **(ii)** na hipótese de as Notas Comerciais Escriturais não estarem custodiadas eletronicamente na B3, por meio do Escriturador.

As Notas Comerciais Escriturais objeto do Resgate Antecipado Facultativo serão obrigatoriamente canceladas.

Caso a Emissora opte pela realização do Resgate Antecipado Facultativo parcial das Notas Comerciais Escriturais, deverá ser realizado procedimento de rateio por meio da divisão igualitária e sucessiva de Notas Comerciais Escriturais entre todos os Titulares de Notas Comerciais Escriturais, considerando o número de Notas Comerciais Escriturais sobre o número de Notas Comerciais Escriturais objeto do Resgate Antecipado Facultativo parcial. A quantidade de Notas Comerciais Escriturais a serem resgatadas por cada Titular de Notas Comerciais deverá representar sempre um número inteiro, não sendo permitido o Resgate Antecipado Facultativo de Notas Comerciais Escriturais por números fracionários. Para fins de esclarecimento, eventuais arredondamentos serão realizados pela exclusão da fração, mantendo-se o número inteiro arredondado para baixo. Os cálculos de rateio aqui previsto serão realizados fora do âmbito da B3.

A data para realização do Resgate Antecipado Facultativo deverá, obrigatoriamente, ser em 1 (um) Dia Útil.

Aquisição Facultativa

12.9 Outras informações relevantes

(i) A Emissora poderá, a qualquer tempo, condicionado ao aceite do respectivo Titular de Notas Comerciais Escriturais vendedor, adquirir Notas Comerciais Escriturais, por valor igual ou inferior ao respectivo Valor Nominal Unitário das Notas Comerciais Escriturais, desde que observe as eventuais regras expedidas pela CVM, devendo tal fato, se assim exigido pelas disposições legais e regulamentares aplicáveis, constar do relatório da administração e das demonstrações financeiras da Emissora. As Notas Comerciais Escriturais que venham a ser adquiridas pela Emissora de acordo com este item poderão, a critério da Emissora, (i) ser canceladas, (ii) permanecer na tesouraria da Emissora, ou (iii) ser novamente colocadas no mercado, observadas as restrições impostas pela Instrução CVM 476. As Notas Comerciais Escriturais adquiridas pela Emissora para permanência em tesouraria, se e quando recolocadas no mercado, farão jus à mesma Remuneração aplicável às demais Notas Comerciais Escriturais. Na hipótese de cancelamento das Notas Comerciais Escriturais, o Termo de Emissão deverá ser aditado para refletir tal cancelamento.

Amortização Extraordinária Facultativa

As Notas Comerciais Escriturais não serão objeto de amortização extraordinária facultativa, sendo o Valor Nominal Unitário pago na forma prevista na Cláusula 5.12 acima.

CLÁUSULA SEXTA - VENCIMENTO ANTECIPADO

Observado o disposto nas Cláusulas 6.2 e 6.3 abaixo, serão consideradas antecipadamente vencidas todas as obrigações constantes deste Termo de Emissão e exigível dela o imediato pagamento do Valor Nominal Unitário acrescido da Remuneração calculada *pro rata temporis* até a data do efetivo pagamento; dos Encargos Moratórios, se houver, e de quaisquer outros valores eventualmente devidos pela Emissora nos termos deste Termo de Emissão, independentemente de aviso, interpelação ou notificação, judicial ou extrajudicial na ocorrência das hipóteses descritas nas Cláusulas 6.1.1 e 6.1.2 abaixo (cada um, um “Evento de Vencimento Antecipado”):

Constituem Eventos de Vencimento Antecipado que acarretam o vencimento antecipado automático das obrigações decorrentes deste Termo de Emissão, aplicando-se o disposto na Cláusula 6.2 abaixo:

(i) vencimento antecipado ou inadimplemento, pela Emissora e/ou pela Fiadora ou por qualquer de suas respectivas subsidiárias, (de acordo com a participação acionária detida pela Fiadora, de forma direta ou indireta nas subsidiárias) de quaisquer obrigações financeiras a que estejam sujeitas, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado superior a R\$ 115.000.000,00 (cento e quinze milhões de reais), ou seu equivalente em outras moedas, sendo este valor atualizado mensalmente, a partir de 8 de outubro de 2021, pelo Índice Geral de Preços de Mercado, calculado pela Fundação Getúlio Vargas (“IGP-M”), não sanado no prazo de até 5 (cinco) dias corridos da data do respectivo inadimplemento, ressalvada a hipótese da Emissora, da Fiadora e/ou de qualquer de suas respectivas subsidiárias, conforme o caso, por meio de qualquer medida judicial ou arbitral cabível, contestar e evitar a formalização do referido vencimento antecipado ou inadimplemento, sem que para tanto tenha que garantir o juízo ou tribunal arbitral com pecúnia ou outros bens em valor correspondente ao montante acima destacado;

(ii) liquidação, dissolução, cisão, fusão, incorporação, inclusive incorporação de ações, ou qualquer forma de reorganização societária da Emissora e/ou da Fiadora, exceto se após a conclusão da referida operação, a(s) sociedade(s) resultante(s) que assumam as obrigações decorrentes deste instrumento esteja(m) sob controle direto ou indireto da *State Grid Corporation of China* ou que a *State Grid Corporation of China* permaneça direta ou indiretamente no bloco de controle da Emissora e/ou da Fiadora (ou entidade resultante que assumam as obrigações decorrentes deste instrumento);

(iii) proposta pela Emissora e/ou pela Fiadora e/ou por quaisquer de suas respectivas subsidiárias: (i) de plano de recuperação extrajudicial; ou (ii) de plano de recuperação judicial,

12.9 Outras informações relevantes

independentemente de ter sido requerida ou obtida homologação judicial do referido plano; ou (iii) requerimento pela Emissora e/ou pela Fiadora e/ou por quaisquer de suas respectivas subsidiárias, de recuperação extrajudicial, recuperação judicial (independentemente de deferimento do processamento da recuperação ou de sua concessão pelo juiz competente) ou, ainda, pedido de autofalência pela Emissora e/ou pela Fiadora;

(iv) pedido de falência formulado por terceiros em face da Emissora e/ou da Fiadora e/ou de suas respectivas subsidiárias e não devidamente elidido no prazo de 30 (trinta) dias corridos a contar da data do pedido;

(v) não pagamento pela Emissora e/ou pela Fiadora das obrigações pecuniárias devidas aos Titulares de Notas Comerciais Escriturais no prazo de até 2 (dois) Dias Úteis das datas previstas neste Termo de Emissão;

(vi) pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio pela Emissora acima do mínimo obrigatório, conforme previsto no artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações, caso a Emissora esteja inadimplente com as suas obrigações pecuniárias descritas neste Termo de Emissão;

(vii) não cumprimento de qualquer decisão ou sentença judicial e/ou de qualquer decisão arbitral não sujeita a recurso, ou decisão administrativa (neste último caso, desde que os efeitos não estejam suspensos por recurso interposto no poder judiciário), em qualquer dos casos contra a Emissora e/ou contra a Fiadora ou suas respectivas subsidiárias (de acordo com participação acionária detida pela Fiadora, de forma direta ou indireta nas subsidiárias) em valor individual ou agregado igual ou superior a R\$ 115.000.000,00 (cento e quinze milhões de reais), ou seu equivalente em outras moedas, sendo este valor atualizado mensalmente a partir de 8 de outubro de 2021 pelo IGP-M, no prazo estipulado na respectiva decisão; ou

(viii) alteração do tipo societário da Emissora nos termos dos artigos 220 a 222 da Lei das Sociedades por Ações.

Constituem Eventos de Vencimento Antecipado não automático que podem acarretar o vencimento antecipado das obrigações decorrentes das Notas Comerciais Escriturais, aplicando-se o disposto na Cláusula 6.3 abaixo, quaisquer dos seguintes eventos:

(i) alteração do atual controle da Emissora e/ou da Fiadora sem prévia aprovação dos Titulares de Notas Comerciais Escriturais, excetuada a hipótese de alteração do controle da Emissora e/ou da Fiadora, na qual quaisquer empresas direta ou indiretamente controladoras, controladas ou sob controle comum da *State Grid Corporation of China* ou qualquer entidade controlada direta ou indiretamente pela *State Grid Corporation of China* permaneça no bloco de controle da Emissora e/ou da Fiadora, sendo certo que, neste caso, fica dispensada a prévia aprovação por Assembleia Geral dos Titulares de Notas Comerciais Escriturais;

(ii) descumprimento pela Emissora e/ou pela Fiadora de qualquer obrigação não pecuniária prevista neste Termo de Emissão, não sanada em 30 (trinta) dias corridos contados da data do recebimento, pela Emissora e/ou pela Fiadora, de aviso escrito que lhe for enviado pelo Agente Fiduciário;

(iii) realização de redução de capital social da Emissora e/ou da Fiadora, sem que haja anuência prévia dos Titulares de Notas Comerciais Escriturais, na hipótese prevista no artigo 174 da Lei das Sociedades por Ações;

(iv) protesto legítimo de títulos contra a Emissora e/ou contra a Fiadora ou suas respectivas subsidiárias (de acordo com participação acionária detida pela Fiadora, de forma direta ou indireta nas subsidiárias), no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado, superior a R\$ 115.000.000,00 (cento e quinze milhões de reais), ou seu equivalente em outras moedas, sendo este valor atualizado mensalmente, a partir de 8 de outubro de 2021, pelo IGP-M, salvo se, no prazo de 30 (trinta) dias corridos contados do referido protesto, seja validamente comprovado pela

12.9 Outras informações relevantes

Emissora e/ou pela Fiadora e/ou pelas suas subsidiárias, ao Agente Fiduciário que (i) o protesto foi efetuado por erro ou má fé de terceiros; ou (ii) o protesto foi suspenso ou cancelado, ou (iii) foram prestadas garantias e aceitas em juízo;

(v) comprovada violação, por meio de decisão judicial de exigibilidade imediata, de qualquer dispositivo legal ou regulatório relativo à prática de corrupção ou de atos lesivos à administração pública, incluindo, sem limitação, a Lei nº 12.846, de 1º de agosto de 2013 (“Lei nº 12.846”), o Decreto nº 8.420/15 e desde que aplicável, a *US Foreign Corrupt Practices Act of 1977* (em conjunto, as “Leis Anticorrupção”) pela Emissora e/ou pela Fiadora;

(vi) descumprimento da obrigação de destinar os recursos captados por meio das Notas Comerciais Escriturais conforme estabelecido na Cláusula “Destinação de Recursos” deste Termo de Emissão; ou

(vii) não observância pela Fiadora, até o pagamento integral dos valores devidos em virtude das Notas Comerciais Escriturais, por 2 (dois) semestres consecutivos, dos índices e limites financeiros abaixo indicados, os quais serão acompanhados pelo Agente Fiduciário com base em demonstrativo elaborado pela Fiadora ao final de cada semestre civil, referente aos 12 (doze) meses imediatamente anteriores à data base do cálculo (“Índices Financeiros”). Caso até a Data de Vencimento de Notas Comerciais Escriturais a Fiadora seja submetida a limites financeiros mais restritivos em outras operações financeiras (“Novos Índices”) que os abaixo, ela deverá comunicar o Agente Fiduciário no prazo de 30 (trinta) dias contados da celebração do instrumento que instituir os Novos Índices, de forma que os Novos Índices passarão a ser considerados pelo Agente Fiduciário na próxima medição dos Índices Financeiros aqui previstos:

a. razão entre a Dívida Líquida verificada ao final de cada semestre do ano civil e o EBITDA dos 12 (doze) meses imediatamente anteriores ao final de cada semestre do ano civil menor ou igual a 3,75 vezes. Para os fins deste item, (i) considera-se como “Dívida Líquida” a soma dos valores relativos a (1) empréstimos e financiamentos; (2) saldo líquido de operações *swaps*, futuros e opções relacionadas a taxas de juros e de câmbio; e (3) dívidas resultantes de quaisquer emissões ainda em circulação de debêntures, notas promissórias comerciais e/ou *bonds* ou *notes* da Fiadora no Brasil ou no exterior, menos as disponibilidades em caixa, aplicações financeiras, bem como títulos públicos, mantidos no curto e longo prazo, estando excluída deste cálculo a dívida com entidades de previdência privada; e (ii) considera-se como “EBITDA” (*Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization*), (1) o lucro antes de juros, tributos, amortização e depreciação, ajustados com os ativos e passivos de CVA – Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela “A” – Sobrecontratação e Neutralidade dos Encargos Setoriais, divulgados em Nota explicativa das demonstrações financeiras (mas não nas informações financeiras trimestrais), calculados conforme regulamentação do setor, no período de 12 (doze) meses anteriores ao final de cada semestre do ano civil, e (2) em caso de aquisição(ões) será(ão) considerado(s) para fins de cálculo do EBITDA, de acordo com a definição deste item (i), o(s) EBITDA(s) gerado(s) no período de 12 (doze) meses imediatamente anteriores ao final de cada semestre do ano civil pela(s) empresa(s) adquirida(s) (“EBITDA Histórico”); e

b. relação entre EBITDA e Resultado Financeiro maior ou igual a 2,25 vezes. Para os fins deste item (ii), considera-se como “Resultado Financeiro”, a diferença entre receitas financeiras e despesas financeiras no período de 12 (doze) meses anteriores ao fechamento de cada semestre, das quais deverão ser excluídos, para efeito da apuração dos compromissos financeiros, os juros sobre capital próprio. O Resultado Financeiro será apurado em módulo se for negativo e, se for positivo não será considerado para cálculo. Estão excluídos destes cálculos os juros efetivamente desembolsados e/ou provisionados por conta de confissão de dívida junto a entidades de previdência privada, bem como as variações cambiais e monetárias sobre as dívidas e caixa e, por fim, as despesas oriundas de provisões que não tiveram impacto no fluxo de caixa, mas apenas registro contábil.

c. Para fins do cálculo a que se referem os itens (a) e (b) deste item “(vii)”, a Fiadora deverá: (a) consolidar, em seus números, os resultados e os itens do balanço patrimonial de todas as

12.9 Outras informações relevantes

sociedades em que detenha participação acionária igual ou superior a 10% (dez por cento), de forma proporcional à participação por ela detida no capital das referidas sociedades, independentemente da forma de apresentação das demonstrações financeiras do respectivo semestre da Fiadora à CVM; e (b) os Índices Financeiros serão calculados a partir do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022, inclusive.

A ocorrência de quaisquer dos Eventos de Vencimento Antecipado previstos na Cláusula 6.1.1 acima, não sanados nos respectivos prazos de cura, se aplicável, acarretará o vencimento antecipado automático das Notas Comerciais Escriturais, independentemente de qualquer aviso ou notificação, judicial ou extrajudicial.

Na ocorrência de qualquer dos Eventos de Vencimento Antecipado previstos na Cláusula 6.1.2 acima, o Agente Fiduciário deverá convocar, no prazo máximo de 5 (cinco) Dias Úteis a contar do momento em que tomar ciência do evento, Assembleia Geral de Titulares de Notas Comerciais Escriturais, a se realizar nos prazos e demais condições descritas na Cláusula Décima abaixo, para deliberar sobre a não decretação de vencimento antecipado das obrigações decorrentes das Notas Comerciais Escriturais, nos termos deste Termo de Emissão.

Na Assembleia Geral de Titulares de Notas Comerciais Escriturais convocada para deliberar acerca de Hipóteses de Vencimento Antecipado Não Automático, os Titulares de Notas Comerciais Escriturais representando, no mínimo, 50% (cinquenta por cento) mais uma das Notas Comerciais Escriturais em Circulação poderão decidir por declarar o vencimento antecipado das obrigações decorrentes das Notas Comerciais Escriturais, sendo certo que tal decisão terá caráter irrevogável e irretratável. Na hipótese: (i) da não instalação em segunda convocação de tal Assembleia Geral de Titulares de Notas Comerciais Escriturais; ou (ii) da não obtenção de quórum para deliberação sobre a declaração do vencimento antecipado em segunda convocação de tal Assembleia Geral de Titulares das Notas Comerciais Escriturais, será interpretado pelo Agente Fiduciário como uma opção dos Titulares de Notas Comerciais Escriturais em não declarar antecipadamente o vencimento das Notas Comerciais Escriturais.

Em caso de vencimento antecipado das obrigações decorrentes das Notas Comerciais Escriturais, a Emissora obriga-se a pagar o Valor Nominal Unitário das Notas Comerciais Escriturais, acrescido da Remuneração, calculados *pro rata temporis*, desde a Data de Emissão até a data do efetivo pagamento, sem prejuízo do pagamento dos Encargos Moratórios, quando for o caso, e de quaisquer outros valores eventualmente devidos pela Emissora nos termos deste Termo de Emissão, no prazo de até 1 (um) Dia Útil contados do recebimento, pela Emissora, de comunicação neste sentido, por e-mail ou por escrito a ser enviada pelo Agente Fiduciário, por meio de carta protocolizada ou encaminhada com aviso de recebimento no endereço constante no Capítulo “Notificações”, previsto neste instrumento, sob pena de, em não o fazendo, a Emissora ficar obrigada, ainda, ao pagamento dos Encargos Moratórios. A B3 deverá ser comunicada imediatamente após o vencimento antecipado e em conformidade com os demais termos e condições do manual de operações da B3.

O pagamento antecipado das Notas Comerciais Escriturais de que trata a Cláusula 6.3 acima será realizado observando-se os procedimentos do Escriturador, observado o prazo disposto na Cláusula 6.4 acima.

Em qualquer caso, a B3 deverá ser comunicada imediatamente, por meio de correspondência encaminhada pelo Agente Fiduciário, da ocorrência de vencimento antecipado das Notas Comerciais Escriturais, bem como da realização do referido pagamento. O Escriturador, quando as Notas Comerciais Escriturais não estiverem custodiadas eletronicamente na B3, deverá ser comunicado, por meio de correspondência encaminhada pela Emissora, com cópia ao Agente Fiduciário, da realização do referido pagamento, com no mínimo, 2 (dois) Dias Úteis de antecedência da data do referido pagamento.

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários

12.9 Outras informações relevantes

Exceto pelo disposto na Cláusula 10.16 abaixo, todas as deliberações a serem tomadas em Assembleia Geral de Titulares de Notas Comerciais Escriturais dependerão de aprovação de Titulares de Notas Comerciais Escriturais representando, no mínimo, 50% (cinquenta por cento) das Notas Comerciais Escriturais em Circulação, reunidos em Assembleia Geral de Titulares de Notas Comerciais Escriturais, em qualquer das convocações.

Não estão incluídos no quórum a que se refere a Cláusula 10.15 acima:

(i) os quóruns expressamente previstos em outros itens e/ou Cláusulas deste Termo de Emissão;

(ii) as alterações relativas às seguintes características das Notas Comerciais Escriturais, conforme venham a ser propostas pela Emissora: **(a)** a alteração da Remuneração ou de quaisquer datas de pagamento do Valor Nominal Unitário ou da Remuneração, **(b)** a Data de Vencimento, **(c)** os Eventos de Vencimento Antecipado; **(d)** a alteração dos quóruns de deliberação previstos nesta Cláusula Décima; **(e)** a alteração das cláusulas sobre (i) Resgate Antecipado Facultativo ou (ii) amortização extraordinária, dependerão da aprovação de Titulares de Notas Comerciais Escriturais que representem, no mínimo, 75% (setenta e cinco por cento) das Notas Comerciais Escriturais em Circulação;

(iii) os pedidos de renúncia (*waiver*) ou perdão temporário referentes aos Eventos de Vencimento Antecipado indicados na Cláusula 6.1.1 ou na Cláusula 6.1.2 dependerão da aprovação de 75% (setenta e cinco por cento) das Notas Comerciais Escriturais em Circulação reunidos em Assembleia Geral de Titulares de Notas Comerciais Escriturais.

13ª Emissão de Debêntures da CPFL Geração

6. VENCIMENTO ANTECIPADO

6.1. Observado o disposto nas Cláusulas 6.1.1, 6.1.2 e seguintes abaixo, as Debêntures e todas as obrigações constantes desta Escritura de Emissão serão consideradas antecipadamente vencidas, tornando-se imediatamente exigível da Emissora e/ou da Garantidora, conforme o caso, o pagamento do respectivo Valor Nominal Unitário ou do respectivo saldo do Valor Nominal Unitário, conforme o caso, acrescido da respectiva Remuneração aplicável, calculada *pro rata temporis*, desde a Data de Início da Rentabilidade ou desde a data de pagamento da Remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, o que ocorrer por último, até a data do seu efetivo pagamento, sem prejuízo dos Encargos Moratórios, quando for o caso, e de quaisquer outros valores eventualmente devidos pela Emissora nos termos desta Escritura de Emissão, na ocorrência das hipóteses descritas nas Cláusulas 6.1.1 e 6.1.2 abaixo, observados os eventuais prazos de cura e respectivos procedimentos, quando aplicáveis ("**Eventos de Vencimento Antecipado**").

6.1.1. Eventos de Vencimento Antecipado Automático: Observados os eventuais prazos de cura e procedimentos aplicáveis, a ocorrência de quaisquer dos eventos indicados nesta Cláusula 6.1.1 acarretará o vencimento antecipado automático das Debêntures, independentemente de qualquer aviso extrajudicial, interpelação judicial, notificação prévia a Emissora ou consulta aos titulares de Debêntures:

(i) vencimento antecipado ou inadimplemento, pela Emissora e/ou pela Garantidora ou por qualquer de suas respectivas subsidiárias (de acordo com participação acionária detida pela Garantidora, de forma direta ou indireta nas respectivas subsidiárias, exceto para os casos em que a Garantidora tenha outorgado garantia fidejussória superior à sua participação na respectiva subsidiária) de quaisquer obrigações financeiras a que estejam sujeitas, no mercado

12.9 Outras informações relevantes

local ou internacional, em valor individual ou agregado superior a R\$250.000.000,00 (duzentos e cinquenta milhões de reais), ou seu equivalente em outras moedas, sendo este valor atualizado mensalmente, a partir de 15 de dezembro de 2021 (“**Data-Base**”), pelo Índice Geral de Preços de Mercado, calculado pela Fundação Getúlio Vargas (“**IGP-M**”), não sanado no prazo de até 5 (cinco) dias corridos da data para pagamento, ressalvada a hipótese da Emissora, Garantidora e/ou qualquer de suas subsidiárias, conforme o caso, por meio de qualquer medida judicial ou arbitral cabível, contestar e evitar a formalização do referido vencimento antecipado ou inadimplemento, sem que para tanto tenha que garantir o juízo com pecúnia ou outros bens em valor correspondente ao montante acima destacado;

(ii) liquidação, dissolução, cisão, fusão, incorporação, inclusive incorporação de ações, ou qualquer forma de reorganização societária da Emissora e/ou da Garantidora, exceto se após a conclusão da referida operação, a(s) sociedade(s) resultante(s) esteja(m) sob Controle direto ou indireto da *State Grid Corporation of China* ou que a *State Grid Corporation of China* permaneça direta ou indiretamente no bloco de Controle da Emissora e/ou Garantidora, sendo certo que, neste caso fica dispensada a prévia aprovação por Assembleia Geral de Debenturistas, conforme prevê o artigo 231 da Lei das Sociedades por Ações;

(iii) (a) proposta pela Emissora e/ou pela Garantidora e/ou por quaisquer de suas respectivas subsidiárias de plano de recuperação extrajudicial, independentemente de ter sido requerida ou obtida a homologação judicial do referido plano; (b) requerimento pela Emissora e/ou pela Garantidora e/ou por quaisquer de suas respectivas subsidiárias, de recuperação judicial, independentemente de deferimento do processamento da recuperação ou de sua concessão pelo juiz competente; (c) pedido de autofalência pela Emissora e/ou pela Garantidora; ou (d) pedido de suspensão de execução de dívidas pela Emissora e/ou pela Garantidora para fins de preparação para pedido de recuperação judicial, nos termos do parágrafo 1º do artigo 20-B da Lei nº 11.101, de 9 de fevereiro de 2005, conforme alterada ;

(iv) pedido de falência formulado por terceiros em face da Emissora e/ou da Garantidora e/ou de suas respectivas subsidiárias e não devidamente elidido no prazo de 30 (trinta) dias corridos a contar da data do pedido;

(v) não pagamento pela Emissora e/ou pela Garantidora das obrigações pecuniárias devidas aos Debenturistas no prazo de até 2 (dois) Dias Úteis das datas previstas nesta Escritura de Emissão;

(vi) se for declarada a invalidade, nulidade ou inexecutibilidade desta Escritura de Emissão, por decisão judicial transitada em julgado, desde que não haja no curso do processo qualquer prejuízo do cumprimento das obrigações pecuniárias da Emissora relacionadas à Emissão, não sanadas no prazo de 2 (dois) Dias Úteis das datas previstas nesta Escritura de Emissão, nos termos da alínea “v” desta Cláusula 6.1.1;

(vii) pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio pela Emissora acima do mínimo obrigatório, conforme previsto no seu atual estatuto social e no artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações, caso a Emissora esteja inadimplente com as suas obrigações pecuniárias descritas nesta Escritura de Emissão;

(viii) não cumprimento de qualquer decisão ou sentença judicial e/ou de qualquer decisão arbitral ou administrativa não sujeita a recurso contra a Emissora e/ou contra a Garantidora ou suas respectivas subsidiárias (de acordo com participação acionária detida pela Garantidora, de forma direta ou indireta nas respectivas subsidiárias) em valor individual ou agregado igual ou superior a R\$250.000.000,00 (duzentos e cinquenta milhões de reais), ou seu equivalente em outras moedas, sendo este valor atualizado mensalmente, a partir da Data-Base, pelo IGP-M, no prazo estipulado na respectiva decisão; e

12.9 Outras informações relevantes

(ix) alteração do tipo societário da Emissora nos termos dos artigos 220 a 222 da Lei das Sociedades por Ações.

6.1.2. Eventos de Vencimento Antecipado Não Automático: Na ocorrência de quaisquer dos eventos indicados nesta Cláusula 6.1.2, não sanados no prazo de cura eventualmente aplicável, ocorrerá o disposto na Cláusula 6.1.7 e seguintes desta Escritura de Emissão:

(i) alteração do atual Controle da Emissora e/ou da Garantidora, sem prévia aprovação dos Debenturistas, excetuada a hipótese de alteração do Controle da Emissora e/ou da Garantidora, conforme o caso, na qual quaisquer empresas direta ou indiretamente Controladoras, Controladas (conforme definido abaixo na Cláusula 6.1.4) ou sob Controle comum da *State Grid Corporation of China* ou qualquer entidade Controlada direta ou indiretamente pela *State Grid Corporation of China* permaneça no bloco de Controle da Emissora e/ou da Garantidora, sendo certo que, fica dispensada a prévia aprovação por Assembleia Geral de Debenturistas, conforme prevê o artigo 231 da Lei das Sociedades por Ações;

(ii) descumprimento pela Emissora e/ou pela Garantidora de qualquer obrigação não pecuniária prevista nesta Escritura de Emissão, não sanada em 30 (trinta) dias corridos contados da data do recebimento, pela Garantidora e/ou pela Emissora, de aviso escrito que lhe for enviado pelo Agente Fiduciário;

(iii) provarem-se falsas ou incorretas, qualquer das declarações ou garantias prestadas pela Emissora e/ou pela Garantidora nesta Escritura de Emissão e/ou nos demais documentos da Oferta, conforme aplicável, nas respectivas datas das assinaturas, por meio de decisão transitada em julgado;

(iv) realização de redução de capital social da Emissora e/ou da Garantidora, sem que haja anuência prévia dos Debenturistas, na hipótese prevista no artigo 174 da Lei das Sociedades por Ações;

(v) protesto legítimo de títulos contra a Emissora e/ou a Garantidora ou suas respectivas subsidiárias (de acordo com participação acionária detida pela Garantidora, de forma direta ou indireta nas respectivas subsidiárias), no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado, superior a R\$250.000.000,00 (duzentos e cinquenta milhões de reais), ou seu equivalente em outras moedas, sendo este valor atualizado mensalmente, a partir da Data-Base, pelo IGP-M, salvo se, no prazo de 30 (trinta) dias corridos contados do referido protesto, seja validamente comprovado pela Emissora e/ou pela Garantidora, e/ou pelas suas respectivas subsidiárias, ao Agente Fiduciário que (i) o protesto foi efetuado por erro ou má fé de terceiros; ou (ii) o protesto foi suspenso ou cancelado, ou (iii) foram prestadas garantias e aceitas em juízo;

(vi) comprovada violação, por meio de decisão judicial de exigibilidade imediata, de qualquer dispositivo legal ou regulatório relativo à prática de corrupção ou de atos lesivos à administração pública, incluindo, sem limitação, a Lei nº 12.846, de 1º de agosto de 2013, a Lei nº 9.613, de 3 de março de 1988, o Decreto nº 11.129, de 11 de julho de 2022, e desde que aplicável, a *US Foreign Corrupt Practices Act of 1977* e o *UK Bribery Act 2010* (em conjunto, as “**Leis Anticorrupção**”) pela Emissora ou pela Garantidora; e

(vii) não observância pela Garantidora, até o pagamento integral dos valores devidos em virtude das Debêntures, por 2 (dois) semestres consecutivos, dos índices e limites financeiros abaixo indicados, os quais serão acompanhados semestralmente pelo Agente Fiduciário com base em demonstrativo elaborado pela Garantidora ao final de cada semestre civil, referente aos 12 (doze) meses imediatamente anteriores à data-base do cálculo:

12.9 Outras informações relevantes

I – Índice Financeiro Dívida Líquida/EBITDA:

(a) a razão entre a Dívida Líquida, verificada ao final de cada semestre do ano civil, e o EBITDA dos 12 (doze) meses imediatamente anteriores ao final de cada semestre do ano civil, deverá ser menor ou igual a 3,75 vezes. Para os fins deste item “a”, considera-se como (i) “**Dívida Líquida**” a soma dos valores relativos a (1) empréstimos e financiamentos; (2) saldo líquido de operações *swaps*, futuros e opções relacionadas a taxas de juros e de câmbio; e (3) dívidas resultantes de quaisquer emissões ainda em circulação de debêntures, notas promissórias comerciais e/ou *bonds* ou notes da Garantidora no Brasil ou no exterior, menos as disponibilidades em caixa, aplicações financeiras, bem como títulos públicos, mantidos no curto e longo prazo, estando excluída deste cálculo a dívida com a Entidade de Previdência Privada; e (ii) “**EBITDA**” (*Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization*), (1) o lucro antes de juros, tributos, amortização e depreciação, ajustados com os ativos e passivos de CVA – Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela “A” – Sobrecontratação e Neutralidade dos Encargos Setoriais, divulgados em Nota explicativa das demonstrações financeiras consolidadas auditadas e nas informações contábeis intermediárias revisadas, calculados conforme regulamentação do setor, no período de 12 (doze) meses anteriores ao final de cada semestre do ano civil, e (2) em caso de aquisição(ões) será(ão) considerado(s) para fins de cálculo do EBITDA, de acordo com a definição deste item (i), o(s) EBITDA(s) gerado(s) no período de 12 (doze) meses imediatamente anteriores ao final de cada semestre do ano civil pela(s) empresa(s) adquirida(s) (“**EBITDA Histórico**”); e

II – Índice Financeiro EBITDA/Resultado Financeiro:

(b) enquanto as obrigações principais e acessórias decorrentes das Dívidas Existentes não tiverem sido integralmente quitadas ou enquanto o Índice Financeiro EBITDA/Resultado Financeiro constante das Dívidas Existentes não for excluído, a relação entre EBITDA e Resultado Financeiro deverá ser maior ou igual a 2,25 vezes. Para os fins deste item “b”, considera-se como “**Resultado Financeiro**”, a diferença entre receitas financeiras e despesas financeiras no período de 12 (doze) meses anteriores ao fechamento de cada semestre, das quais deverão ser excluídos, para efeito da apuração dos compromissos financeiros, os juros sobre capital próprio. O Resultado Financeiro será apurado em módulo se for negativo e, se for positivo não será considerado para cálculo. Estão excluídos destes cálculos os juros efetivamente desembolsados e/ou provisionados por conta de confissão de dívida junto à Entidade de Previdência Privada (conforme definido na demonstração financeira consolidada auditada e nas informações contábeis intermediárias revisadas, conforme aplicável), bem como as variações cambiais e monetárias sobre as dívidas e caixa e, por fim, as despesas oriundas de provisões que não tiveram impacto no fluxo de caixa, mas apenas registro contábil.

Para fins do cálculo a que se referem os itens “a” e “b” acima, a Garantidora deverá: (i) consolidar, em seus números, os resultados e os itens do balanço patrimonial de todas as sociedades em que detenha participação acionária igual ou superior a 10% (dez por cento), de forma proporcional à participação por ela detida no capital das referidas sociedades, independentemente da forma de apresentação das demonstrações financeiras do respectivo semestre da Garantidora à CVM, e (ii) os Índices Financeiros serão calculados a partir da divulgação das demonstrações financeiras auditadas relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, inclusive.

Para fins desta Escritura de Emissão o Índice Financeiro Dívida Líquida/EBITDA, considerado em conjunto com o Índice Financeiro EBITDA/Resultado Financeiro, será definido como “**Índices Financeiros**”.

12.9 Outras informações relevantes

Para fins desta Escritura de Emissão, as dívidas que integram a definição de “**Dívidas Existentes**” estão descritas no **Anexo B** desta Escritura de Emissão.

6.1.3. Caso até a Data de Vencimento das Debêntures a Garantidora seja submetida a limites financeiros mais restritivos (“**Novos Índices**”) do que os Índices Financeiros, ela deverá comunicar o Agente Fiduciário no prazo de 30 (trinta) dias contados da celebração do instrumento que instituir os Novos Índices, de forma que os Novos Índices passarão a ser considerados pelo Agente Fiduciário na próxima medição dos Índices Financeiros aqui previstos. Nesse caso, para formalizar a alteração dos Índices Financeiros para os Novos Índices será celebrado aditamento à esta Escritura de Emissão, sem a necessidade de qualquer aprovação adicional em sede de Assembleia Geral de Debenturistas.

6.1.4. Para fins da presente Escritura de Emissão, qualquer referência a “**Controle**”, “**Controladora**” ou “**Controlada**” deverá ser entendida conforme a definição prevista no artigo 116 da Lei das Sociedades por Ações, e qualquer referência a “**Coligada**” deverá ser entendida conforme a definição prevista no artigo 243, parágrafo 1º, da Lei das Sociedades por Ações.

6.1.5. Os eventos a que se referem os itens “i”, “iv”, “v” e “vi” da Cláusula 6.1.1 e os itens “ii” e “v” da Cláusula 6.1.2 acima somente serão considerados eventos de vencimento antecipado para os fins desta Escritura de Emissão, ensejando a adoção dos procedimentos descritos nas Cláusulas abaixo, caso, após o final do prazo neles mencionado, referidos eventos não tenham sido sanados.

6.1.6. Para os fins desta Escritura de Emissão, “**Data de Vencimento Antecipado**” será qualquer uma das seguintes datas:

(i) ocorrendo qualquer dos eventos previstos na Cláusula 6.1.1 acima, a data de vencimento antecipado das Debêntures será a data da ocorrência do inadimplemento, observados os respectivos prazos de cura aplicáveis; ou

(ii) ocorrendo os eventos previstos na Cláusula 6.1.2 acima, a data de vencimento antecipado das Debêntures será a data em que se realizar a Assembleia Geral de Debenturistas em que tenha sido aprovado o vencimento antecipado das Debêntures, observado o quanto disposto na Cláusula 6.1.7 abaixo.

6.1.7. A ocorrência de quaisquer dos eventos indicados na Cláusula 6.1.1 acima acarretará o vencimento antecipado automático das Debêntures, independentemente de qualquer consulta aos Debenturistas. Na ocorrência dos demais eventos previstos na Cláusula 6.1.2 acima, deverá ser convocada, pelo Agente Fiduciário, em até 5 (cinco) Dias Úteis contados da data em que o Agente Fiduciário tomar conhecimento do evento, uma Assembleia Geral de Debenturistas, para que os Debenturistas deliberem sobre o eventual vencimento antecipado das Debêntures, observados os quóruns estabelecidos na Cláusula 9 abaixo. A Assembleia Geral de Debenturistas a qual se refere esta Cláusula 6.1.7 deverá ser realizada no prazo de 21 (vinte e um) dias corridos, a contar da data de publicação do edital relativo à primeira convocação, ou no prazo de 8 (oito) dias corridos, a contar da data de publicação do edital relativo à segunda convocação, se aplicável, sendo que, na hipótese de segunda convocação o edital deverá ser publicado no primeiro Dia Útil imediatamente posterior à data indicada para a realização da Assembleia Geral de Debenturistas nos termos da primeira convocação.

6.1.8. A Assembleia Geral de Debenturistas mencionada na Cláusula 6.1.7. acima será instalada de acordo com os procedimentos previstos na Cláusula 9 desta Escritura de Emissão.

12.9 Outras informações relevantes

Os Debenturistas poderão optar por declarar antecipadamente vencidas as Debêntures, observado o quórum estabelecido na Cláusula 9.12 abaixo.

6.1.9. A não instalação de referida Assembleia Geral de Debenturistas em segunda convocação, por falta de quórum ou a não obtenção de quórum para deliberação, em segunda convocação, será interpretada pelo Agente Fiduciário como uma opção dos Debenturistas em não declarar antecipadamente vencidas as Debêntures.

6.1.10. Em caso de vencimento antecipado das Debêntures, a Emissora obriga-se a efetuar o pagamento do Valor Nominal Unitário ou do saldo do Valor Nominal Unitário, conforme o caso, acrescido da Remuneração das Debêntures calculada *pro rata temporis* desde a Data de Início da Rentabilidade ou desde a última data de pagamento da Remuneração das Debêntures imediatamente anterior, conforme o caso, até a Data de Vencimento Antecipado, e de quaisquer outros valores eventualmente devidos pela Emissora nos termos desta Escritura de Emissão, em até 5 (cinco) Dias Úteis contados do recebimento, pela Emissora, de comunicação por escrito a ser enviada pelo Agente Fiduciário à Emissora por meio de carta protocolizada ou encaminhada com aviso de recebimento no endereço constante da Cláusula 11 desta Escritura de Emissão, sob pena de, em não o fazendo, ficar obrigada, ainda, ao pagamento dos Encargos Moratórios previstos na Cláusula 4.15 acima.

6.1.11. O Agente Fiduciário deverá comunicar a B3 sobre o vencimento antecipado, imediatamente após sua ocorrência, conforme o Manual de Operações da B3. Não obstante, para que o pagamento da totalidade das Debêntures previsto na Cláusula 6.1.10 acima seja realizado por meio da B3, a Emissora deverá comunicar a B3, por meio de correspondência em conjunto com o Agente Fiduciário, sobre o tal pagamento, com, no mínimo, 3 (três) Dias Úteis de antecedência da data estipulada para a sua realização.

5. RESGATE ANTECIPADO FACULTATIVO TOTAL, OFERTA DE RESGATE ANTECIPADO, AQUISIÇÃO FACULTATIVA E AMORTIZAÇÃO EXTRAORDINÁRIA FACULTATIVA

5.1. Resgate Antecipado Facultativo Total: A Emissora poderá, a seu exclusivo critério, a partir do 25º (vigésimo quinto) mês contado da Data de Emissão, ou seja, a partir de 11 de setembro de 2026 (inclusive), realizar o resgate antecipado facultativo da totalidade das Debêntures ("**Resgate Antecipado Facultativo Total**"). O valor a ser pago em relação a cada uma das Debêntures objeto do Resgate Antecipado Facultativo Total será equivalente **(i)** ao Valor Nominal Unitário (ou ao saldo do Valor Nominal Unitário, conforme o caso), acrescido **(ii)** da Remuneração, calculada *pro rata temporis*, desde a Data da Primeira Integralização ou desde a data de pagamento da Remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento do Resgate Antecipado Facultativo Total; **(iii)** dos Encargos Moratórios devidos e não pagos até a data do referido resgate (sendo o somatório dos itens "i" a "iii" acima, o "**Valor Base do Resgate Antecipado Facultativo Total**"); e **(iv)** de prêmio de resgate antecipado facultativo total, incidente sobre o Valor Base do Resgate Antecipado Facultativo Total, equivalente a 0,25% (vinte e cinco centésimos por cento) ao ano, multiplicado pelo prazo remanescente das Debêntures na data do efetivo Resgate Antecipado Facultativo Total, *pro rata temporis*, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) Dias Úteis, calculada conforme a fórmula abaixo:

$$\text{Prêmio} = 0,25\% \times (\text{DU})/252 \times \text{PUdebênture}$$

Sendo:

DU = quantidade de Dias Úteis entre a data do efetivo Resgate Antecipado Facultativo Total (inclusive) e a Data de Vencimento (exclusive); e

12.9 Outras informações relevantes

PUdebênture = o Valor Base do Resgate Antecipado Facultativo Total.

5.1.1. O Resgate Antecipado Facultativo Total deverá ser comunicado aos Debenturistas, mediante divulgação de anúncio, nos termos desta Escritura de Emissão, ou mediante comunicação individual a todos os Debenturistas, com cópia ao Agente Fiduciário ("**Comunicação de Resgate Antecipado Facultativo**"), acerca da realização do Resgate Antecipado Facultativo Total, com antecedência mínima de 5 (cinco) Dias Úteis da data prevista para realização do efetivo Resgate Antecipado Facultativo Total, que deverá ocorrer em uma única data para todas as Debêntures, a qual deverá ser um Dia Útil ("**Data do Resgate Antecipado Facultativo**").

5.1.2. Na Comunicação de Resgate Antecipado Facultativo deverá constar: (a) a Data do Resgate Antecipado Facultativo Total, que deverá ser obrigatoriamente um Dia Útil; (b) a estimativa do valor do Resgate Antecipado Facultativo Total, calculado pela Emissora, a ser apurado observada a Cláusula 5.1 acima; e (c) quaisquer outras informações necessárias à operacionalização do Resgate Antecipado Facultativo Total.

5.1.3. Não será admitido o resgate antecipado facultativo parcial das Debêntures.

5.1.4. O Resgate Antecipado Facultativo Total ocorrerá, conforme o caso, de acordo com: (a) os procedimentos estabelecidos pela B3, para as Debêntures custodiadas eletronicamente na B3; ou (b) os procedimentos adotados pelo Escriurador, para as Debêntures que não estiverem custodiadas eletronicamente na B3.

5.1.5. A B3, o Banco Liquidante e o Escriurador deverão ser notificados pela Emissora sobre o Resgate Antecipado Facultativo Total com antecedência mínima de 3 (três) Dias Úteis da Data do Resgate Antecipado Facultativo Total, por meio de envio de correspondência enviada em conjunto com o Agente Fiduciário.

5.1.6. As Debêntures objeto do Resgate Antecipado Facultativo Total deverá ser obrigatoriamente canceladas, observada a regulamentação em vigor.

5.2. Oferta de Resgate Antecipado: A Emissora poderá, a seu exclusivo critério, a qualquer momento, realizar oferta de resgate antecipado total das Debêntures, endereçada a todos os Debenturistas, sem distinção, sendo assegurado aos Debenturistas igualdade de condições para aceitar o resgate das Debêntures por eles detidas. A oferta de resgate antecipado será operacionalizada conforme as Cláusulas 5.2.1 a 5.2.7 abaixo, de acordo com os termos e condições previstos abaixo ("**Oferta de Resgate Antecipado**").

5.2.1. A Oferta de Resgate Antecipado deverá ser precedida de envio de comunicação individual aos Debenturistas, com cópia ao Agente Fiduciário ou por meio de publicação, nos termos da Cláusula 4.18 acima, em ambos os casos com cópia para a B3 ("**Comunicação de Oferta de Resgate Antecipado**") com 30 (trinta) dias de antecedência da data em que se pretende realizar a Oferta de Resgate Antecipado, sendo que na referida comunicação deverá constar: (i) a estimativa do valor da Oferta de Resgate Antecipado; (ii) forma e o prazo de manifestação, à Emissora, com cópia para o Agente Fiduciário, pelo Debenturista que aceitar a Oferta de Resgate Antecipado; (iii) a data efetiva para o resgate antecipado e para pagamento aos Debenturistas, que deverá ocorrer em uma única data, sendo um Dia Útil; (iv) se a Oferta de Resgate Antecipado estará condicionada à aceitação por Debenturistas que detenham uma quantidade mínima ou máxima de Debêntures; e (v) demais informações necessárias para tomada de decisão e operacionalização pelos Debenturistas e a operacionalização do resgate antecipado das Debêntures.

12.9 Outras informações relevantes

5.2.2. Caso a Oferta de Resgate Antecipado (a) se refira a parte das Debêntures; e (b) a quantidade de Debêntures dos respectivos titulares de Debêntures que indicaram seu interesse em participar da Oferta de Resgate Antecipado, exceda a quantidade à qual a Oferta de Resgate Antecipado foi originalmente direcionada, a Emissora poderá, a seu exclusivo critério, (i) realizar o resgate antecipado da totalidade das Debêntures que tiver aderido à Oferta de Resgate Antecipado ou (ii) cancelar a Oferta de Resgate Antecipado.

5.2.3. Após o envio ou divulgação, conforme o caso, dos termos da Oferta de Resgate Antecipado, os Debenturistas que optarem pela adesão à Oferta de Resgate Antecipado terão que se manifestar à Emissora no prazo e forma dispostos na Comunicação de Oferta de Resgate Antecipado, a qual ocorrerá em uma única data para todas as Debêntures objeto da Oferta de Resgate Antecipado, observado que a Emissora somente poderá resgatar antecipadamente a quantidade de Debêntures que tenha sido indicada por seus respectivos titulares em adesão à Oferta de Resgate Antecipado .

5.2.4. O valor a ser pago aos Debenturistas a título da Oferta de Resgate Antecipado será equivalente ao Valor Nominal Unitário ou ao saldo do Valor Nominal Unitário, conforme o caso, das Debêntures objeto do resgate, acrescido (i) da Remuneração, calculada *pro rata temporis* desde a Data de Início da Rentabilidade (inclusive) ou desde a data de pagamento da Remuneração imediatamente anterior (inclusive), conforme o caso, o que ocorrer por último, até a data do seu efetivo pagamento; (ii) dos Encargos Moratórios devidos e não pagos até a data do referido resgate; e (iii) de eventual prêmio de resgate a ser oferecido aos Debenturistas nos termos da Comunicação de Oferta de Resgate Antecipado, a exclusivo critério da Emissora, o qual não poderá ser negativo.

5.2.5. As Debêntures resgatadas pela Emissora, conforme previsto nesta Cláusula, serão obrigatoriamente canceladas.

5.2.6. O pagamento do valor da Oferta de Resgate Antecipado com relação às Debêntures que (i) estejam custodiadas eletronicamente na B3, será realizado em conformidade com os procedimentos operacionais da B3; e (ii) não estejam custodiadas eletronicamente na B3, será realizado em conformidade com os procedimentos operacionais do Escriturador.

5.2.7. A Emissora deverá, após o término do prazo de adesão à Oferta de Resgate Antecipado, comunicar a B3, o Banco Liquidante e o Escriturador, por meio de correspondência em conjunto com o Agente Fiduciário, sobre a realização do resgate no âmbito da Oferta de Resgate Antecipado com, no mínimo, 3 (três) Dias Úteis de antecedência da data estipulada para o pagamento referente à Oferta de Resgate Antecipado.

5.3. Aquisição Facultativa: A Emissora poderá, a qualquer tempo, adquirir Debêntures, desde que observe o disposto no parágrafo 3º do artigo 55, da Lei das Sociedades por Ações e os termos e condições da Resolução CVM nº 77, de 29 de março de 2022, devendo tal fato, se assim exigido pelas disposições legais e regulamentares aplicáveis, constar do relatório da administração e das demonstrações financeiras da Emissora ("**Aquisição Facultativa**"). As Debêntures adquiridas pela Emissora poderão, a critério da Emissora, ser canceladas, permanecer em tesouraria ou ser novamente colocadas no mercado. As Debêntures adquiridas pela Emissora para permanência em tesouraria nos termos desta Cláusula, se e quando recolocadas no mercado, observadas as restrições de negociação previstas na Resolução CVM 160, farão jus à mesma Remuneração aplicável às demais Debêntures.

12.9 Outras informações relevantes

5.4. Amortização Extraordinária Facultativa: A Emissora poderá, a seu exclusivo critério, a partir do 25º (vigésimo quinto) mês contado da Data de Emissão, ou seja, a partir de 11 de setembro de 2026 (inclusive), realizar a amortização extraordinária facultativa das Debêntures, limitada a 98% (noventa e oito por cento) do Valor Nominal Unitário das Debêntures (ou do saldo do Valor Nominal Unitário, conforme o caso) ("**Amortização Extraordinária Facultativa**"), mediante prévia comunicação escrita com, no mínimo, 10 (dez) Dias Úteis de antecedência em relação à data da pretendida Amortização Extraordinária Facultativa, nos termos da Cláusula 5.4.3 abaixo.

5.4.1. A Amortização Extraordinária Facultativa será realizada mediante o pagamento da (i) parcela do Valor Nominal Unitário ou do saldo do Valor Nominal Unitário, conforme o caso, a ser amortizada, acrescida (ii) Remuneração, calculada *pro rata temporis*, desde a Data de Início da Rentabilidade ou desde a Data de Pagamento da Remuneração imediatamente anterior (inclusive), conforme o caso, até a data da efetiva Amortização Extraordinária Facultativa (exclusive), incidente sobre a parcela do Valor Nominal Unitário ou do saldo do Valor Nominal Unitário, conforme o caso, (iii) dos Encargos Moratórios devidos e não pagos até a data da referida Amortização Extraordinária Facultativa (sendo o somatório dos itens "i" a "iii" acima, o "**Valor Base da Amortização Extraordinária Facultativa**"); e (iv) de prêmio de amortização extraordinária facultativa parcial, incidente sobre o Valor Base da Amortização Extraordinária Facultativa, equivalente a 0,25% (vinte e cinco centésimos por cento) ao ano, multiplicado pelo prazo remanescente das Debêntures na data da efetiva Amortização Extraordinária Facultativa, *pro rata temporis*, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) Dias Úteis, calculada conforme fórmula abaixo:

$$\text{Prêmio} = 0,25\% \times (\text{DU})/252 \times \text{PUdebênture}$$

Sendo:

DU = quantidade de Dias Úteis entre a data da efetiva Amortização Extraordinária Facultativa (inclusive) e a Data de Vencimento (exclusive); e

PUdebênture = o Valor Base da Amortização Extraordinária Facultativa.

5.4.2. A comunicação da Amortização Extraordinária Facultativa deverá ser feita mediante comunicação escrita individual aos Debenturistas, com cópia para o Agente Fiduciário e/ou publicação de aviso aos Debenturistas a ser divulgada nos termos da Cláusula 4.18 desta Escritura de Emissão, com cópia para o Agente Fiduciário, com antecedência mínima de 10 (dez) Dias Úteis da data de realização do evento.

5.4.3. Na comunicação aos Debenturistas mencionada na Cláusula 5.4.2 acima, deverá constar (i) a data do Amortização Extraordinária Facultativa, que deverá ser um Dia Útil; (ii) o valor estimado do pagamento devido aos Debenturistas; e (iii) quaisquer outras informações necessárias à operacionalização e efetivação da Amortização Extraordinária Facultativa, observado o disposto nesta Cláusula 5.4.

5.4.4. A B3, o Escriturador e o Banco Liquidante deverão ser comunicados da realização da Amortização Extraordinária Facultativa com, no mínimo, 3 (três) Dias Úteis de antecedência.

5.4.5. Observado o disposto na Cláusula 5.4.4 acima, a realização da Amortização Extraordinária Facultativa deverá abranger, proporcionalmente, todas as Debêntures, e deverá obedecer ao limite máximo de amortização de 98% (noventa e oito por cento) do Valor Nominal Unitário (ou do saldo do Valor Nominal Unitário, conforme o caso) das Debêntures.

13.1 Identificação dos Responsáveis pelo Conteúdo do FRE

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário	Cargo do responsável	Status	Justificativa
XINJIAN CHEN	Diretor Presidente	Registrado	
YUEHUI PAN	Diretor de Relações com Investidores	Registrado	

13.1 Declaração do diretor presidente

13. Identificação das pessoas responsáveis pelo conteúdo do formulário
13.1. Declarações individual do Presidente

XinJian Chen, chinês, casado, administrador, portador da cédula de identidade de estrangeiros RNE nº G371933-C, inscrito no CPF/MF sob o nº 239.885.728-02, com escritório localizado na Rua Jorge de Figueiredo Corrêa, nº 1.632, parte, Jd. Prof. Tarcília, CEP 13087-397, Campinas, Estado de São Paulo, Brasil na qualidade de Diretor Presidente da CPFL Geração de Energia S.A. (“CPFL Geração” ou “Companhia”) atesta que:

- (a) reviu o formulário de referência;
- (b) todas as informações contidas no formulário 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.

XinJian Chen
Diretor Presidente

13.1 Declaração do diretor de relações com investidores

13.1. Declaração individual do Diretor de Relações com Investidores

YUEHUI PAN, chinês, casado, contador, portador da cédula de identidade RNE nº V739928-Q (CGPI/DIREX/DPF), inscrito no CPF/MF sob o nº 061.539.517-16, 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 Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores da CPFL Geração de Energia S.A. ("Companhia") atesta que:

- (a) reviu o formulário de referência;
- (b) todas as informações as informações contidas no formulário 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.

YueHui Pan
Diretor Financeiro e de
Relações com Investidores

13.2 Identificação dos Responsáveis pelo Conteúdo do FRE, em caso de alteração dos Responsáveis após a Entrega Anual

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário	Cargo do responsável
XinJian Chen	Diretor de Relações com Investidores

Histórico dos Responsáveis pelo Conteúdo do FRE

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário	Cargo do responsável	Versão do FRE Entregue
XINJIAN CHEN	Diretor Presidente	V1 - V8
YUEHUI PAN	Diretor de Relações com Investidores	V1 - V1
ZhangYan Fu	Diretor de Relações com Investidores	V2 - V7

13.2 Declaração do diretor de relações com investidores

13.2. Declaração individual do Diretor de Relações com Investidores

XinJian Chen, chinês, casado, administrador, portador da cédula de identidade de estrangeiros RNE nº G371933-C, inscrito no CPF/MF sob o nº 239.885.728-02, com escritório localizado na Rua Jorge de Figueiredo Corrêa, nº 1.632, parte, Jd. Prof. Tarcília, CEP 13087-397, Campinas, Estado de São Paulo, Brasil na qualidade de Diretor Financeiro e de Relações com Investidores Interino da CPFL Geração de Energia S.A. (“CPFL Geração” ou “Companhia”) atesta que:

- (a) Reviu as informações que foram atualizadas no formulário de referência após a data de sua posse;
- (b) Todas as informações que foram atualizadas no formulário, após a data de sua posse, atendem ao disposto na Resolução CVM nº 80, em especial aos arts. 15 a 20.

Signed by:

EE8476E431E842E...

XinJian Chen
Diretor Financeiro e de
Relações com Investidores Interino