

# Índice

## 1. Responsáveis pelo formulário

1.0 - Identificação	1
1.1 – Declaração do Diretor Presidente	2
1.2 - Declaração do Diretor de Relações com Investidores	3

## 2. Auditores independentes

2.1 / 2 - Identificação e remuneração	4
2.3 - Outras inf. relev. - Auditores	6

## 3. Informações financ. selecionadas

3.1 - Informações financeiras	7
3.2 - Medições não contábeis	8
3.3 - Eventos subsequentes às DFs	10
3.4 - Política destinação de resultados	11
3.5 - Distribuição de dividendos	14
3.6 - Dividendos-Lucros Retidos/Reservas	15
3.7 - Nível de endividamento	16
3.8 - Obrigações	17
3.9 - Outras inf. relev. - Inf. Financeiras	18

## 4. Fatores de risco

4.1 - Descrição - Fatores de Risco	23
4.2 - Descrição - Riscos de Mercado	48
4.3 - Processos não sigilosos relevantes	51
4.4 - Processos não sigilosos – Adm/Contr/Invest	74
4.5 - Processos sigilosos relevantes	76
4.6 - Processos repetitivos ou conexos	77
4.7 - Outras contingências relevantes	81
4.8 - Regras-país origem/país custodiante	82

## 5. Gerenciamento de riscos e controles internos

5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos	83
5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado	86
5.3 - Descrição - Controles Internos	90
5.4 - Programa de Integridade	94

## Índice

5.5 - Alterações significativas	98
5.6 - Outras inf. relev. - Gerenciamento de riscos e controles internos	99
<b>6. Histórico do emissor</b>	
6.1 / 2 / 4 - Constituição / Prazo / Registro CVM	100
6.3 - Breve histórico	101
6.5 - Pedido de falência ou de recuperação	106
6.6 - Outras inf. relev. - Histórico	107
<b>7. Atividades do emissor</b>	
7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas	108
7.1.a - Infs. de sociedade de economia mista	116
7.2 - Inf. sobre segmentos operacionais	117
7.3 - Produção/comercialização/mercados	120
7.4 - Principais clientes	154
7.5 - Efeitos da regulação estatal	155
7.6 - Receitas relevantes no exterior	161
7.7 - Efeitos da regulação estrangeira	162
7.8 - Políticas socioambientais	163
7.9 - Outras inf. relev. - Atividades	165
<b>8. Negócios extraordinários</b>	
8.1 - Aquisição/alienação ativo relevante	175
8.2 - Alterações na condução de negócios	176
8.3 - Contratos relevantes	177
8.4 - Outras inf. Relev. - Negócios extraord.	178
<b>9. Ativos relevantes</b>	
9.1 - Outros bens relev. ativo não circulante	179
9.1.a - Ativos imobilizados	180
9.1.b - Ativos Intangíveis	183
9.1.c - Participação em sociedades	310
9.2 - Outras inf. relev. - Ativos Relev.	317
<b>10. Comentários dos diretores</b>	
10.1 - Condições financeiras/patrimoniais	318
10.2 - Resultado operacional e financeiro	346

## Índice

10.3 - Efeitos relevantes nas DFs	360
10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases	363
10.5 - Políticas contábeis críticas	365
10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs	375
10.7 - Coment. s/itens não evidenciados	376
10.8 - Plano de Negócios	377
10.9 - Outros fatores com influência relevante	379
<b>11. Projeções</b>	
11.1 - Projeções divulgadas e premissas	380
11.2 - Acompanhamento das projeções	381
<b>12. Assembléia e administração</b>	
12.1 - Estrutura administrativa	382
12.2 - Regras, políticas e práticas em assembleias	390
12.3 - Regras, políticas e práticas do CA	395
12.4 - Cláusula compromissória - resolução de conflitos	398
12.5/6 - Composição e experiência prof. da adm. e do CF	399
12.7/8 - Composição dos comitês	408
12.9 - Relações familiares	417
12.10 - Relações de subord., prest. serviço ou controle	418
12.11 - Acordos /Seguros de administradores	435
12.12 - Outras inf. relev. - Assemb. e Adm	436
<b>13. Remuneração dos administradores</b>	
13.1 - Política/prática de remuneração	438
13.2 - Remuneração total por órgão	443
13.3 - Remuneração variável	447
13.4 - Plano de remuneração baseado em ações	450
13.5 - Remuneração baseada em ações	453
13.6 - Opções em aberto	454
13.7 - Opções exercidas e ações entregues	455
13.8 - Precificação das ações/opções	457
13.9 - Participações detidas por órgão	458

## Índice

13.10 - Planos de previdência	459
13.11 - Remuneração máx, mín e média	460
13.12 - Mecanismos remuneração/indenização	462
13.13 - Percentual partes relacionadas na rem.	464
13.14 - Remuneração - outras funções	465
13.15 - Rem. reconhecida - controlador/controlada	466
13.16 - Outras inf. relev. - Remuneração	468
<b>14. Recursos humanos</b>	
14.1 - Descrição dos recursos humanos	469
14.2 - Alterações relevantes-Rec. humanos	471
14.3 - Política remuneração dos empregados	472
14.4 - Relações emissor / sindicatos	473
14.5 - Outras informações relevantes - Recursos humanos	475
<b>15. Controle e grupo econômico</b>	
15.1 / 2 - Posição acionária	476
15.3 - Distribuição de capital	488
15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico	489
15.5 - Acordo de Acionistas	494
15.6 - Alterações rel. particip. - controle e Adm	495
15.7 - Principais operações societárias	496
15.8 - Outras informações relevantes - Controle e grupo econômico	501
<b>16. Transações partes relacionadas</b>	
16.1 - Regras, políticas e práticas - Part. Rel.	502
16.2 - Transações com partes relacionadas	504
16.3 - Tratamento de conflitos/Comutatividade	517
16.4 - Outras informações relevantes - Transações com partes relacionadas	519
<b>17. Capital social</b>	
17.1 - Informações - Capital social	520
17.2 - Aumentos do capital social	521
17.3 - Desdobramento, grupamento e bonificação	522
17.4 - Redução do capital social	523
17.5 - Outras inf. relevantes-Capital social	524

## Índice

### 18. Valores mobiliários

18.1 - Direitos das ações	525
18.2 - Regras estatutárias que limitem direito de voto	526
18.3 - Suspensão de direitos patrim./políticos	527
18.4 - Volume/cotação de valores mobiliários	528
18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil	529
18.5.a - Número de Titulares de Valores Mobiliários	531
18.6 - Mercados de negociação no Brasil	532
18.7 - Negociação em mercados estrangeiros	533
18.8 - Títulos emitidos no exterior	534
18.9 - Ofertas públicas de distribuição	535
18.10 - Destinação de recursos de ofertas públicas	536
18.11 - Ofertas públicas de aquisição	537
18.12 - Outras inf. Relev. - Val. Mobiliários	538

### 19. Planos de recompra/tesouraria

19.1 - Descrição - planos de recompra	547
19.2 - Movimentação v.m. em tesouraria	548
19.3 - Outras inf. relev. - recompra/tesouraria	549

### 20. Política de negociação

20.1 - Descrição - Pol. Negociação	550
20.2 - Outras inf.relev - Pol. Negociação	552

### 21. Política de divulgação

21.1 - Normas, regimentos ou procedimentos	554
21.2 - Descrição - Pol. Divulgação	555
21.3 - Responsáveis pela política	557
21.4 - Outras inf.relev - Pol. Divulgação	558

## 1. Responsáveis pelo formulário / 1.0 - Identificação

**Nome do responsável pelo conteúdo do formulário**

**Gustavo Estrella**

**Cargo do responsável**

Diretor Presidente

**Nome do responsável pelo conteúdo do formulário**

**YueHui Pan**

**Cargo do responsável**

Diretor de Relações com Investidores

## 1. Responsáveis pelo formulário / 1.1 – Declaração do Diretor Presidente

### 1. Identificação das pessoas responsáveis pelo conteúdo do Formulário

**1.1 Declaração individual do Diretor Presidente devidamente assinada, atestando que (a) reviu o formulário de referência; (b) todas as informações contidas no formulário atendem ao disposto na Instrução CVM nº 480, em especial aos arts. 14 a 19; e (c) o conjunto de informações nele contido é um retrato verdadeiro, preciso e completo da situação econômico-financeira da Companhia e dos riscos inerentes às atividades da Companhia e dos valores mobiliários por ela emitidos:**

**GUSTAVO ESTRELLA**, brasileiro, casado, administrador, portador da cédula de identidade RG nº 8.806.922, expedido pela SSP/SP, inscrito no CPF/MF sob o nº 037.234.097-09, com escritório localizado na Rua Jorge de Figueiredo Corrêa, nº 1.632, parte, Jardim Professora Tarcília, CEP 13087-397, Campinas, Estado de São Paulo, Brasil, na qualidade de Diretor Presidente da CPFL Energia S.A. ("Companhia") atesta que:

(a) reviu o formulário de referência;

(b) todas as informações contidas no formulário de referência atendem ao disposto na Instrução CVM nº 480, em especial aos artigos. 14 a 19; e

(c) o conjunto de informações nele contido é um retrato verdadeiro, preciso e completo da situação econômico-financeira da Companhia e dos riscos inerentes às atividades da Companhia e dos valores mobiliários por ela emitidos.

GUSTAVO  
ESTRELLA:037234  
09709

Assinado de forma digital por  
GUSTAVO  
ESTRELLA:03723409709  
Dados: 2022.05.23 10:47:53  
-03'00'

Gustavo Estrella  
Diretor Presidente

## 1. Responsáveis pelo formulário / 1.2 - Declaração do Diretor de Relações com Investidores

**1.2 Declaração individual do Diretor de Relações com Investidores devidamente assinada, atestando que (a) reviu o formulário de referência; (b) todas as informações contidas no formulário atendem ao disposto na Instrução CVM nº 480, em especial aos arts. 14 a 19; e (c) o conjunto de informações nele contido é um retrato verdadeiro, preciso e completo da situação econômico-financeira da Companhia e dos riscos inerentes às atividades da Companhia e dos valores mobiliários por ela emitidos:**

**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 Energia S.A. ("Companhia") atesta que:

(a) reviu o formulário de referência;

(b) todas as informações contidas no formulário de referência atendem ao disposto na Instrução CVM nº 480, em especial aos artigos. 14 a 19; e

(c) o conjunto de informações nele contido é um retrato verdadeiro, preciso e completo da situação econômico-financeira da Companhia e dos riscos inerentes às atividades da Companhia e dos valores mobiliários por ela emitidos.

YUEHUI  
PAN:0615395  
1716



Digitally signed by  
YUEHUI  
PAN:06153951716  
Date: 2022.05.24  
15:51:35 +08'00'

---

YueHui Pan  
Diretor Vice-Presidente Financeiro e de  
Relações com Investidores

**2. Auditores independentes / 2.1 / 2 - Identificação e remuneração**

<b>Possui auditor?</b>	SIM
<b>Código CVM</b>	418-9
<b>Tipo auditor</b>	Nacional
<b>Nome/Razão social</b>	KPMG Auditores Independentes
<b>CPF/CNPJ</b>	57.755.217/0001-29
<b>Data Início</b>	20/01/2017
<b>Descrição do serviço contratado</b>	Auditoria das Demonstrações Financeiras anuais societárias e revisão limitada das informações trimestrais societárias; auditoria das demonstrações financeiras anuais regulatórias; e auditoria de controles internos para compliance Sox (Sarbanes Oxley) para os exercícios findos em 31/12/2019, 31/12/2020 e 31/12/2021. Os demais serviços prestados pela KPMG e sua remuneração referente ao último exercício social estão descritos na seção 2.3 deste Formulário de Referência.
<b>Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço</b>	O montante total da remuneração dos auditores independentes foi de R\$ 3.212 mil referentes à auditoria societária, regulatória e de controles internos Sox para o exercício findo em 31/12/2021 e R\$ 312 mil referentes a outros serviços.
<b>Justificativa da substituição</b>	Não aplicável.
<b>Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa do emissor</b>	Não aplicável.

Nome responsável técnico		CPF	Endereço
Marcio José dos Santos	01/01/2017	253.206.858-23	Av. Coronel Silva Telles 977, 10º andar, Cambuí, Campinas, SP, Brasil, CEP 13024-001, Telefone (19) 31986708, Fax (19) 31986001, e-mail: marciosantos@kpmg.com.br

<b>Possui auditor?</b>	SIM
<b>Código CVM</b>	287-9
<b>Tipo auditor</b>	Nacional
<b>Nome/Razão social</b>	PRICEWATERHOUSECOOPERS AUDITORES INDEPENDENTES
<b>CPF/CNPJ</b>	61.562.112/0001-20
<b>Data Início</b>	01/04/2022
<b>Descrição do serviço contratado</b>	Auditoria das Demonstrações Financeiras anuais societárias e revisão limitada das informações trimestrais societárias para os exercícios findos em 31/12/2022, 31/12/2023, 31/12/2024, 31/12/2025 e 31/12/2026.
<b>Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço</b>	Não houve pagamentos aos auditores relacionados a tais serviços em 2020 e 2021.
<b>Justificativa da substituição</b>	Em cumprimento ao Art. 31 da Instrução CVM 308/99, que determina o limite de prestação de serviços de auditoria independente em prazo não superior a cinco anos consecutivos, o Conselho de Administração da CPFL Energia, em 30 de novembro de 2021, aprovou a contratação da Pricewaterhousecoopers Auditores Independentes para a realização dos serviços de auditoria do Grupo CPFL para os exercícios de 2022 a 2026, dando sequência aos serviços efetuados pela KPMG Auditores Independentes, que se encerram com o exercício de 2021.
<b>Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa do emissor</b>	Não aplicável.

Nome responsável técnico		CPF	Endereço
Adriano Formosinho Correia	01/01/2022	782.785.625-04	Av. Francisco Matarazzo, 9º, 10º, e 13º aos 17º andares, Torre Torino, Água Branca, São Paulo, SP, Brasil, e-mail: adriano.correia@pwc.com

**2. Auditores independentes / 2.3 - Outras inf. relev. - Auditores****2.3 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.**

As políticas da Companhia na contratação de serviços de auditores independentes buscam certificar que não haja conflito de interesses, perda de independência e de objetividade dos referidos prestadores de serviços. Para tanto, foram estabelecidos procedimentos específicos para a contratação desses serviços, dentre os quais: (i) a competência do Conselho Fiscal para opinar ao Conselho de Administração sobre a contratação, substituição e remuneração dos auditores independentes, assim como para manifestar-se sobre a contratação de auditores independentes para a prestação de outros serviços que não tenham sido objeto de pré-aprovação pelo Conselho de Administração; e (ii) a competência do Conselho de Administração para deliberar sobre a seleção ou destituição dos auditores externos da Companhia.

A KPMG Auditores Independentes (KPMG) foi contratada pela CPFL Energia para a prestação de serviços de auditoria externa relacionados aos exames das demonstrações financeiras da Companhia. Em atendimento à Instrução CVM nº 381, de 14 de janeiro de 2003 ("Instrução CVM 381/03"), informamos que a KPMG prestou, em 2021, serviços não relacionados à auditoria externa cujos honorários agregados foram superiores a 11% do total de honorários recebidos pelo serviço de auditoria contábil (societária, regulatória e *Sox*).

Referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021, a KPMG prestou, além dos serviços de auditoria das demonstrações financeiras societárias e regulatórias, de revisão das informações intermediárias e de auditoria de *Sox*, os seguintes serviços:

<b>Natureza</b>	<b>Contratação</b>	<b>Duração</b>
Asseguração de <i>covenants</i> financeiros	28/12/2016	Exercícios de 2017 a 2021
Serviços de <i>compliance</i> tributário - Escrituração Contábil-Fiscal (ECF)	28/12/2016	Exercícios de 2017 a 2021
Revisão da ECD Contábil do ano calendário 2019	01/06/2020	24 meses

Contratamos um total de R\$ 312 mil referentes aos serviços descritos acima, o que equivale a cerca de 11% dos honorários de auditoria externa das demonstrações financeiras societárias e regulatórias, de revisão das informações intermediárias e de auditoria de *Sox* referentes ao exercício social de 2021 da Companhia e suas controladas.

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

Conforme previsto pela Instrução CVM 381/03, a KPMG declarou à Administração da CPFL Energia que, em razão do escopo e dos processos executados, a prestação dos serviços supramencionados não afetam a independência e a objetividade necessárias ao desempenho dos serviços de auditoria externa.

**3. Informações financ. selecionadas / 3.1 - Informações financeiras - Consolidado**

<b>(Reais Unidade)</b>	<b>Exercício social (31/12/2021)</b>	<b>Exercício social (31/12/2020)</b>	<b>Exercício social (31/12/2019)</b>
Patrimônio Líquido	16.805.879.000,00	14.235.778.000,00	13.283.238.000,00
Ativo Total	66.119.878.000,00	49.106.884.000,00	44.078.293.000,00
Rec. Liq./Rec. Intermed. Fin./Prem. Seg. Ganhos	39.210.148.000,00	30.898.458.000,00	29.932.474.000,00
Resultado Bruto	6.886.135.000,00	4.703.710.000,00	4.363.450.000,00
Resultado Líquido	4.853.751.000,00	3.706.986.000,00	2.748.297.000,00
Número de Ações, Ex-Tesouraria Unidade	1.152.254.440	1.152.254.440	1.152.254.440
Valor Patrimonial da Ação (Reais Unidade)	14,585215	12,354717	11,528042
Resultado Básico por Ação	4,120660	3,161757	2,484463
Resultado Diluído por Ação	4,12	3,16	2,47

**3. Informações financ. selecionadas / 3.2 - Medições não contábeis**

**(Valores apresentados em milhares de reais a partir desta seção,  
exceto quando indicado de outra forma)**

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

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

A Companhia divulgou nos últimos três exercícios sociais as seguintes medições não contábeis:

CONSOLIDADO (em milhares de reais)	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
	2021	2020	2019
EBITDA	9.159.934	6.779.894	6.394.172
Endividamento total	24.934.021	21.279.883	18.909.574
Endividamento bruto	23.677.443	19.196.465	18.294.038
Endividamento líquido	21.477.491	15.277.679	16.356.875

**EBITDA**

O EBITDA (*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization*) é calculado a partir do lucro líquido ou prejuízo do exercício, acrescido pelo imposto sobre o lucro, resultado financeiro, depreciação e amortização e amortização de mais valia de ativos. O EBITDA fornece uma medida gerencial útil do desempenho das empresas do grupo CPFL Energia e a definição de EBITDA utilizada pela Companhia pode não ser comparável àquelas utilizadas por outras empresas. Ressalta-se que o EBITDA não é uma medida de desempenho financeiro segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil, nem pelas Normas Internacionais de Relatório Financeiro – *International Financial Reporting Standards* (IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standard Board* (IASB) e tampouco deve ser considerado isoladamente ou como alternativa a outros indicadores financeiros, como o lucro líquido ou seus fluxos de caixa operacionais, ou como medida de liquidez ou performance da Companhia ou base para a distribuição de dividendos. O EBITDA está sendo apresentado de acordo com a Instrução da CVM nº 527, de 4 de outubro de 2012.

**Endividamento Total, Endividamento Bruto e Endividamento Líquido**

O Endividamento Total representa a soma das dívidas financeiras da Companhia (empréstimos e financiamentos, debêntures).

O Endividamento Bruto representa a soma das dívidas financeiras da Companhia (empréstimos e financiamentos, debêntures e a posição líquida de derivativos), sendo o Endividamento Total líquido dos derivativos.

O Endividamento Líquido representa o montante total de dívidas financeiras da Companhia (Endividamento Bruto), líquido da posição de caixa e equivalentes de caixa em cada data-base.

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

CONSOLIDADO (em milhares de reais)	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
	2021	2020	2019
<b>Lucro líquido contábil</b>	<b>4.853.751</b>	<b>3.706.986</b>	<b>2.748.297</b>
Impostos sobre o lucro	1.761.708	1.090.356	1.237.996

### 3. Informações financ. selecionadas / 3.2 - Medições não contábeis

Resultado financeiro	792.482	315.974	726.247
Depreciação e amortização	1.751.414	1.665.999	1.681.053
Amortização de mais valia de ativos	579	579	579
<b>EBITDA</b>	<b>9.159.934</b>	<b>6.779.894</b>	<b>6.394.172</b>

CONSOLIDADO (em milhares de reais)	Saldo em 31 de dezembro de		
	2021	2020	2019
Empréstimos e financiamentos	14.462.869	11.422.035	10.363.296
Debêntures	7.953.002	7.448.303	8.546.278
Mútuo passivo consolidado	2.518.150	2.409.545	-
<b>Endividamento total</b>	<b>24.934.021</b>	<b>21.279.883</b>	<b>18.909.574</b>
Derivativos	(1.256.578)	(2.083.418)	(615.536)
<b>Endividamento bruto</b>	<b>23.677.443</b>	<b>19.196.465</b>	<b>18.294.038</b>
Caixa e Equivalentes de Caixa	(2.199.952)	(3.918.786)	(1.937.163)
<b>Endividamento líquido</b>	<b>21.477.491</b>	<b>15.277.679</b>	<b>16.356.875</b>

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

#### **EBITDA**

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

#### **Endividamento Total, Endividamento Bruto e Endividamento Líquido**

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

**3. Informações financ. selecionadas / 3.3 - Eventos subsequentes às DFs****3.3 Identificar e comentar qualquer evento subsequente às últimas demonstrações financeiras de encerramento de exercício social que as altere substancialmente.****Novas Captações**

A partir de 1º de janeiro de 2022 e até o momento da aprovação destas demonstrações financeiras, foram adicionadas às dívidas as captações abaixo:

Modalidade	Mês da liberação	Valor liberado	Pagamento de juros	Amortização de principal	Taxa efetiva anual	Destinação do recurso	Condições restritivas
<b>Moeda nacional</b>							
<b>Debêntures</b>							
CPFL Paulista	jan/22	750.000	Semestral	02 parcelas anuais a partir de dezembro de 2027	CDI + 1,50%	Capital de giro	(a)
CPFL Piratininga	jan/22	250.000	Semestral	02 parcelas anuais a partir de dezembro de 2027	CDI + 1,50%	Capital de giro	(a)
<b>FINEM</b>							
CPFL Paulista	fev/22	200.587	Trimestral	Final	IPCA + 4,27%	Plano de investimento	(b)
CPFL Paulista	fev/22	62.521	Trimestral até 07/2023	Mensal após 07/2023	IPCA + 4,27%	Plano de investimento	(b)
RGE	fev/22	226.532	Trimestral	Final	IPCA + 4,27%	Plano de investimento	(b)
RGE	fev/22	70.607	Trimestral até 07/2023	Mensal após 07/2023	IPCA + 4,27%	Plano de investimento	(b)
CPFL Santa Cruz	fev/22	48.945	Trimestral Até 07/23	Mensal Após 07/23	IPCA + 4,27%	Plano de investimento	(b)

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

(b) (i) Índices exigidos nas demonstrações financeiras da controlada: Dívida líquida dividida pelo EBITDA ajustado menor ou igual a 4. (ii) Índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Energia: Dívida líquida dividida pelo EBITDA menor ou igual a 3,75 e patrimônio líquido dividido pelo total entre o patrimônio líquido e dívida líquida maior ou igual a 0,28.

**Oferta Pública de Aquisição da Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica**

Em 25 de fevereiro de 2022, foi concedido pela CVM, por meio do Ofício nº 93/2022/CVM/SRE/GER-1, o registro e a autorização para a realização da oferta pública unificada de aquisição obrigatória de ações ordinárias por alienação de controle e voluntária de ações preferenciais de emissão da Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica ("CEEE-T" e "OPA", respectivamente).

Em 7 de março de 2022, foi divulgado o "Edital de Oferta Pública Unificada de Aquisição de Ações Ordinárias e Preferenciais de Emissão da Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica" ("Edital"), contendo todos os termos e condições da OPA, realizada pela controlada da Companhia, CPFL Comercialização de Energia Cone Sul Ltda. ("CPFL Cone Sul"), em atendimento à obrigação de realização de oferta pública de aquisição em virtude de alienação do controle da CEEE-T, de acordo com o disposto no artigo 254-A da Lei das S.A., e na Lei nº 6.385, de 7 de dezembro de 1976, observadas as regras estabelecidas na Instrução da CVM nº 361, de 5 de março de 2002.

Conforme indicado no Edital, o leilão da OPA foi realizado na B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão no dia 6 de abril de 2022. Como resultado do Leilão, a CPFL Cone Sul adquiriu 3.095.570 ações ordinárias (representativas de 32,56%) e 109.251 ações preferenciais (representativas de 72,08%) de emissão da CEEE-T, ambas valoradas ao preço unitário de R\$ 349,29.

A partir de tal aquisição, a CPFL Cone Sul passou a deter 9.476.391 ações ordinárias (representativas de 99,68% do total desta espécie) e 110.338 ações preferenciais (representativas de 72,80% do total desta espécie) de emissão da CEEE-T.

### 3. Informações financ. selecionadas / 3.4 - Política destinação de resultados

**3.4 Descrever a política de destinação dos resultados dos 3 últimos exercícios sociais, indicando:**

	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2019
<b>a) Regras sobre retenção de lucros</b>	<p>De acordo com a Lei das Sociedades por Ações e com o Estatuto Social da Companhia, o lucro líquido do exercício terá obrigatoriamente a seguinte destinação:</p> <p>a) 5% (cinco por cento) para a formação da reserva legal, até atingir 20% (vinte por cento) do capital social subscrito;</p> <p>b) pagamento de dividendo obrigatório;</p> <p>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.</p> <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> <p>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>	<p>De acordo com a Lei das Sociedades por Ações e com o Estatuto Social da Companhia, o lucro líquido do exercício terá obrigatoriamente a seguinte destinação:</p> <p>a) 5% (cinco por cento) para a formação da reserva legal, até atingir 20% (vinte por cento) do capital social subscrito;</p> <p>b) pagamento de dividendo obrigatório;</p> <p>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.</p> <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> <p>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>	<p>De acordo com a Lei das Sociedades por Ações e com o Estatuto Social da Companhia, o lucro líquido do exercício terá obrigatoriamente a seguinte destinação:</p> <p>a) 5% (cinco por cento) para a formação da reserva legal, até atingir 20% (vinte por cento) do capital social subscrito;</p> <p>b) pagamento de dividendo obrigatório;</p> <p>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.</p> <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> <p>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> <p>Em 2019, amparada na Lei das Sociedades por Ações, considerando o atual cenário com uma incipiente retomada econômica e, também considerando as incertezas quanto à hidrologia, a Companhia constituiu</p>

### 3. Informações financ. selecionadas / 3.4 - Política destinação de resultados

			Reserva Estatutária – Reforço de Capital de Giro.
<b>a.i) Valores das Retenções de Lucros</b>	R\$ 0	R\$ 1.756.879.740,89	R\$ 518.794.902,71
<b>a.ii) Percentuais em relação aos lucros totais declarados</b>	0%	50%	20%
<b>b) Regras sobre distribuição de dividendos</b>	<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>As regras sobre a distribuição de dividendos apresentadas referem-se aos três exercícios sociais.</p>		
<b>c) Periodicidade das distribuições de dividendos</b>	<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 ao nosso Conselho de Administração a prerrogativa de declarar dividendos intermediários à conta de lucros apurados no balanço semestral ou, observadas as disposições legais, apurado em períodos menores que o semestre, ou, ainda, à conta de lucros acumulados ou reservas de lucros existentes no último balanço anual ou semestral. O Conselho de Administração poderá, também, declarar juros sobre o capital próprio e imputá-los ao pagamento do dividendo mínimo obrigatório.</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> <p>A periodicidade das distribuições de dividendos apresentada refere-se aos três exercícios sociais.</p>		
<b>d) Eventuais restrições à distribuição de dividendos impostas por legislação ou regulamentação especial aplicável ao emissor, assim como contratos, decisões judiciais, administrativas ou arbitrais</b>	<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. Existem três situações que merecem destaque: (i) regra geral; (ii) Centrais Elétricas da Paraíba S.A. ("EPASA"); e (iii) controladas e outras 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>Para o empréstimo do empreendimento controlado em conjunto pela CPFL Geração, EPASA (ainda em vigor), junto ao BNDES – modalidade FINEM – em caso de descumprimento de cláusulas restritivas financeiras, fica proibida a distribuição de dividendos acima do mínimo obrigatório até que o índice seja restabelecido.</p>		

**3. Informações financ. selecionadas / 3.4 - Política destinação de resultados**

	<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>
<b>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</b>	<p>A política está divulgada no item 3.9 deste formulário de referência.</p>

**3. Informações financ. selecionadas / 3.5 - Distribuição de dividendos**

(Reais Unidade)	Últ. Inf. Contábil 31/12/2022	Exercício social 31/12/2021	Exercício social 31/12/2020	Exercício social 31/12/2019
Lucro líquido ajustado		4.510.646.364,51	3.460.991.742,08	2.567.537.506,96
Dividendo distribuído em relação ao lucro líquido ajustado (%)		0,000000	50,000000	80,823731
Taxa de retorno em relação ao patrimônio líquido do emissor (%)		31,348116	26,142419	20,798767
Dividendo distribuído total		4.510.646.364,51	1.730.495.871,10	2.075.179.610,86
Lucro líquido retido		0,00	1.730.495.870,98	492.357.896,10
Data da aprovação da retenção		29/04/2022	30/04/2021	27/07/2020

Lucro líquido retido	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo
<b>Dividendo Obrigatório</b>								
Ordinária			4.510.646.364,51		865.247.935,55		641.884.376,74	
<b>Outros</b>								
Ordinária					865.247.935,55		1.433.295.234,12	

### 3. Informações financ. selecionadas / 3.6 - Dividendos-Lucros Retidos/Reservas

<b>3.6 Informar se, nos 3 últimos exercícios sociais, foram declarados dividendos a conta de lucros retidos ou reservas constituídas em exercícios sociais anteriores.</b>
--

A Companhia aprovou na 452ª Reunião do Conselho de Administração, realizada em 12 de agosto de 2021, a declaração de dividendos à conta de reserva de capital de giro, no montante de R\$ 1.730.495.871,10 (um bilhão, setecentos e trinta milhões, quatrocentos e noventa e cinco mil, oitocentos e setenta e um reais e dez centavos), utilizando-se do saldo da Reserva de Reforço de Capital de Giro, com base na última Demonstração Financeira aprovada, nos termos do parágrafo segundo, do artigo 204, da Lei 6.404/76, correspondente a R\$ 1,501834847 por ação ordinária, pagos durante o exercício de 2021.

**3. Informações financ. selecionadas / 3.7 - Nível de endividamento**

<b>Exercício Social</b>	<b>Soma do Passivo Circulante e Não Circulante</b>	<b>Tipo de índice</b>	<b>Índice de endividamento</b>	<b>Descrição e motivo da utilização de outro índice</b>
<b>31/12/2021</b>	4.931.400.000,00	Índice de Endividamento	2,93433030	

**3. Informações financ. selecionadas / 3.8 - Obrigações**

<b>Exercício social (31/12/2021)</b>							
Tipo de Obrigação	Tipo de Garantia	Descrever outras garantias ou privilégios	Inferior a um ano	Um a três anos	Três a cinco anos	Superior a cinco anos	Total
Títulos de dívida	Garantia Real		106.008.714,00	0,00	0,00	0,00	106.008.714,00
Financiamento	Garantia Real		368.361.313,00	929.618.088,00	953.205.180,00	2.876.088.414,00	5.127.272.995,00
Financiamento	Quirografárias		10.514.798,00	10.826.973,00	9.381.283,00	25.303.100,00	56.026.154,00
Títulos de dívida	Quirografárias		1.682.116.286,00	4.186.395.732,00	544.571.545,00	1.433.910.624,00	7.846.994.187,00
Empréstimo	Quirografárias		1.867.834.890,00	5.148.255.592,00	2.263.479.362,00	0,00	9.279.569.844,00
<b>Total</b>			<b>4.034.836.001,00</b>	<b>10.275.096.385,00</b>	<b>3.770.637.370,00</b>	<b>4.335.302.138,00</b>	<b>22.415.871.894,00</b>
<b>Observação</b>							

### 3. Informações financ. selecionadas / 3.9 - Outras inf. relev. - Inf. Financeiras

#### 3.9 Outras informações que o emissor julgue relevantes.

A Companhia possui uma Política de Dividendos, aprovada pelo Conselho de Administração em 21 de maio de 2019 e atualizada em 16 de dezembro de 2021.

Tal política estabelece que seja distribuído como dividendo, no mínimo, 50% do lucro líquido ajustado, de acordo com a Lei das Sociedades por Ações. Ademais, a política também estabelece os fatores que influenciarão nos valores das distribuições, dentre os quais destacam-se a condição financeira da Companhia, suas perspectivas futuras, as condições macroeconômicas, revisões e reajustes tarifários, mudanças regulatórias e a estratégia de crescimento da Companhia, bem como demais fatores considerados relevantes pelo Conselho de Administração e pelos acionistas. Esta política também destaca que certas obrigações constantes dos contratos financeiros da Companhia podem limitar o valor dos dividendos e/ou dos juros sobre o capital próprio que poderão ser distribuídos, sendo que, de acordo com o planejamento tributário da Companhia, pode-se determinar que a distribuição de juros sobre o capital próprio, no futuro, seja do seu interesse.

Além disso, de acordo com o Estatuto Social, o Conselho de Administração poderá aprovar a distribuição de dividendos e/ou de juros sobre o capital próprio, com base nas demonstrações financeiras anuais ou semestrais da Companhia, bem como nas demonstrações financeiras relativas a períodos mais curtos. A distribuição poderá ser baseada, ainda, em lucros auferidos registrados ou em lucros destinados a contas de reservas sem fins lucrativos, contidas nas demonstrações financeiras anuais ou semestrais. Com relação à declaração de dividendos anuais, inclusive dividendos em valor superior ao valor mínimo obrigatório, dependerá da aprovação pelo voto da maioria dos acionistas da Companhia.

A Política de Dividendos da Companhia encontra-se disponível para consulta no site da Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") (<http://sistemas.cvm.gov.br>), bem como no site de Relações com Investidores da Companhia (<https://cpfl.riweb.com.br/>).

#### **Exclusão do ICMS da base de cálculo de PIS e COFINS**

Algumas subsidiárias da Companhia são partes de processos judiciais contra a União Federal com o objetivo de (i) excluir o Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação ("ICMS") da base tributável das contribuições sociais do PIS e COFINS (devidos por elas com base nas receitas auferidas); e (ii) restituir os valores do PIS e COFINS anteriormente pagos.

Os registros contábeis dos créditos fiscais e/ou contas a pagar aos consumidores das subsidiárias da Companhia já foram realizados..

Importante salientar que, baseada na opinião de seus assessores legais, a Companhia entende que a necessidade de reembolso aos consumidores dos montantes recebidos após o trânsito em julgado de ação judicial está limitada ao prazo prescricional dos últimos 10 anos. Tal posicionamento foi inclusive externado pela Companhia através de contribuição apresentada no processo da Consulta Pública da ANEEL nº 05/2021 ("Consulta Pública"), ainda sem conclusão pela Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL").

Logo, a decisão contábil da Companhia de, neste momento, não registrar qualquer crédito tributário em favor das subsidiárias de Distribuição de Energia, não significa qualquer renúncia de direito, mas serve tão somente para refletir o posicionamento da referida Consulta Pública em andamento pela ANEEL.

#### *CPFL Brasil e CPFL Serviços*

No caso da CPFL Brasil e CPFL Serviços, considerando que os créditos de PIS e COFINS relacionados às respectivas ações judiciais não são provenientes de cobranças efetuadas por meio de tarifas reguladas (e, como tal, repassadas aos nossos Consumidores Finais), entendemos que a totalidade dos créditos fiscais de PIS e COFINS a serem ressarcidos pela Receita Federal do Brasil pertencem integralmente as empresas.

### 3. Informações financ. selecionadas / 3.9 - Outras inf. relev. - Inf. Financeiras

#### CPFL Santa Cruz

Em 2019, a subsidiária de distribuição, CPFL Santa Cruz, obteve decisão transitada em julgado favorável relacionada aos processos originais de quatro companhias incorporadas em dezembro de 2017 (CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari e CPFL Mococa). Como resultado, a subsidiária registrou um crédito fiscal utilizando por critério a exclusão do ICMS efetivamente recolhido da base de cálculo das referidas contribuições — metodologia de cálculo prevista na “Solução de Consulta da Receita Federal nº 13/2018” – e reconheceu um passivo relacionado aos créditos fiscais de PIS e COFINS, que precisam ser reembolsados aos consumidores finais relevantes pelo período máximo de 10 anos.

A habilitação do crédito sobre o valor da Exclusão do ICMS perante a Receita Federal do Brasil e o deferimento para utilização, ocorreram em 2020, com valor habilitado de R\$ 191.163.640,15, valor este relativo ao ICMS Faturado, do período de junho/2005 a janeiro/2019 (data do trânsito em julgado) e atualizado até dezembro/2019. Em 2020 iniciaram as compensações do crédito de PIS e COFINS.

Em razão do atual posicionamento da ANEEL sobre o tema, ocorreu alteração do reconhecimento contábil, revertendo o que havia sido contabilizado contra resultado em 2019, para passivo com consumidores. Embora, a Companhia não concorde e mantenha seu entendimento original quanto ao direito sobre os créditos de períodos anteriores aos últimos 10 anos.

Nos termos do CPC 25 item 33 que discorre sobre o conceito de classificação de ativo considerado “praticamente certo”, em junho de 2021 a Companhia registrou ativo de tributos a compensar e passivo com consumidores no montante de R\$ 127.079 (R\$ 129.373 em 31 de dezembro de 2021), relacionado a CPFL Santa Cruz (empresa incorporada em dezembro de 2017), embora a ação desta empresa ainda não tenha transitado em julgado. Nessa mesma data, a Companhia registrou ainda a diferença do crédito calculado com base no critério de exclusão do ICMS pago, para o ICMS efetivamente destacado em suas faturas de energia no montante de R\$ 23.399.375,98.

Em março de 2021 no reajuste tarifário foi considerada a antecipação da reversão dos valores oriundos de créditos decorrentes da referida ação judicial, como componente financeiro negativo extraordinário de R\$ 20.241, e os valores compensados durante o ano de 2021 no montante de R\$ 58.695.

Portanto, para o período encerrado em 31 de dezembro de 2021, a CPFL Santa Cruz possui um ativo de tributos a compensar de R\$ 248.933, e um passivo com consumidor de R\$ 307.540.

#### RGE Sul

Informamos que em 2021, a empresa RGE Sul obteve decisão transitada em julgado favorável, a qual reconheceu o direito de a Companhia excluir o ICMS faturado (destacado em notas fiscais) da base de cálculo do PIS e COFINS. Como resultado a subsidiária registrou um crédito fiscal de e um passivo (devolução aos consumidores) de R\$ 2.197.769, este último em razão do atual posicionamento da ANEEL na Consulta Pública nº 05/2021, ainda em andamento. Embora, como já mencionado, a Companhia não concorde e mantenha seu entendimento original quanto ao direito sobre os créditos de períodos anteriores aos últimos 10 anos.

Informamos que em 2021, a Companhia obteve o trânsito em julgado em sua ação judicial, tendo sido reconhecido o seu direito à não inclusão dos valores do ICMS faturado na base de cálculo do PIS e da COFINS, bem como, de reaver valores recolhidos anteriormente (a partir de junho de 2002). Como resultado em 2021 a Companhia registrou ativo de tributos a compensar e passivo com consumidores outras contas a pagar no montante de R\$ 2.242.636. Em junho de 2021 foi considerada no reajuste tarifário a antecipação da reversão dos valores oriundos de créditos decorrentes da referida ação judicial, como componente financeiro negativo extraordinário de R\$ 228.800.

Do montante destacado anteriormente já foram compensados R\$ 236.556 ao longo de 2021.

Tendo em vista (i) a decisão de maio de 2021 do Supremo Tribunal Federal (“STF”) que rejeitou os embargos de declaração opostos pela Fazenda Nacional nos autos do RE nº 574.706 a qual não modulou os efeitos de sua decisão para os contribuintes que já tivessem ações judiciais apresentadas

**3. Informações financ. selecionadas / 3.9 - Outras inf. relev. - Inf. Financeiras**

anteriormente a 15 de março de 2017, e (ii) nos termos do item 33 do CPC 25, que discorre sobre o conceito de classificação de ativo considerado "praticamente certo", no 2º trimestre 2021 a Companhia registrou ativo de tributos a compensar e passivo com consumidores no montante de R\$ 739.273, relacionado a RGE (empresa incorporada em dezembro de 2018), embora a ação desta empresa ainda não tenha transitado em julgado.

*CPFL Paulista*

Tendo em vista (i) a decisão de maio de 2021 do Supremo Tribunal Federal que rejeitou os embargos de declaração opostos pela Fazenda Nacional nos autos do RE nº 574.706 a qual não modulou os efeitos de sua decisão para os contribuintes que já tivessem ações judiciais apresentadas anteriormente a 15 de março de 2017, e (ii) os termos do item 33 do CPC 25, que discorre sobre o conceito de classificação de ativo considerado "praticamente certo", foram reconhecidos em junho de 2021 os créditos de PIS e COFINS, através do registro de ativo de tributos a compensar e passivo com consumidores em outras contas a pagar no montante de R\$ 4.087.795.

Em 18 de outubro de 2021, a subsidiária de distribuição, Paulista, obteve decisão transitada em julgado, a qual reconheceu o direito de a Companhia excluir o ICMS faturado (destacado em notas fiscais) da base de cálculo do PIS e COFINS. Crédito tributário e passivo (devolução aos consumidores) já reconhecidos em demonstrações financeiras.

*CPFL Piratininga*

Tendo em vista (i) a decisão de maio de 2021 do Supremo Tribunal Federal que rejeitou os embargos de declaração opostos pela Fazenda Nacional nos autos do RE nº 574.706 a qual não modulou os efeitos de sua decisão para os contribuintes que já tivessem ações judiciais apresentadas anteriormente a 15 de março de 2017, e (ii) os termos do item 33 do CPC 25, que discorre sobre o conceito de classificação de ativo considerado "praticamente certo", foram reconhecidos em junho de 2021 os créditos de PIS e COFINS, através do registro de ativo de tributos a compensar e passivo com consumidores em outras contas a pagar no montante de R\$ 1.816.859.

Em outubro de 2021, a Companhia obteve o trânsito em julgado em sua ação judicial, tendo sido reconhecido o seu direito à não inclusão dos valores do ICMS faturado na base de cálculo do PIS e COFINS, bem como, de reaver valores recolhidos anteriormente (a partir de junho de 2005), porém a Companhia já havia registrado ativo de tributos a compensar e passivo com consumidores dada à similaridade do caso à decisão do Supremo Tribunal Federal.

Os valores abaixo referem-se a exclusão do ICMS da base das contribuições de PIS/COFINS, Grupo CPFL Energia, conforme entendimento firmado pelo STF em maio de 2021.

Companhia	Data da ação	Benefício potencial para CPFL	Potencial ressarcimento aos consumidores	Valor potencial de PIS/COFINS pago a maior ("impostos recuperáveis")	Valor Devolvido por RTA	Compensações realizadas pelas empresas
		R\$ mil	R\$ mil	R\$ mil	R\$ mil	R\$ mil
CPFL Serviços	junho de 2010	3.450.695,91	-	3.450.695,91	-	3.425.639,09
CPFL Brasil	junho de 2010	86.449.334,57	-	86.449.334,57	-	-
CPFL Paulista	junho de 2010	1.586.430.601,09	2.658.959.672,79	4.245.390.273,88	-	-
CPFL Piratininga	junho de 2010	749.411.741,47	1.133.278.528,29	1.882.690.269,77	-	-
RGE	março de 2017	-	755.850.146,52	755.850.146,52	-	-
RGE Sul	junho de 2007	672.790.746,78	1.569.845.075,83	2.242.635.822,61	228.800.000,00	236.555.864,42
Santa Cruz	junho de 2010	59.334.686,68	70.039.122,64	129.373.809,32	-	-
Santa Cruz*	junho de 2010	46.728.248,44	151.678.268,01	198.406.516,45	20.240.583,24	78.846.817,90

**3. Informações financ. selecionadas / 3.9 - Outras inf. relev. - Inf. Financeiras**

<b>TOTAL</b>	<b>3.204.596.054,94</b>	<b>6.339.650.814,08</b>	<b>9.544.246.869,03</b>	<b>249.040.583,00</b>	<b>318.828.321,39</b>
--------------	-------------------------	-------------------------	-------------------------	-----------------------	-----------------------

**Ações Judiciais que Impugnam as Notas Técnicas n.º 23/2003-SEM/ANEEL e 81/2003-SFF/ANEEL**

Em 2004, nossa subsidiária de comercialização, a CPFL Brasil, ajuizou ações visando proibir a aplicação retroativa dos critérios estabelecidos nas Notas Técnicas nº 23/2003-SEM/ANEEL e 81/2003-SFF/ANEEL, para que os preços dos contratos de compra de energia elétrica anteriormente firmados e o repasse resultante para as tarifas permaneçam regidos pelas resoluções da Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL") que regem o chamado "valor normativo" por ocasião da celebração dos contratos de compra. Os dois processos movidos pela CPFL Brasil contestam os chamados contratos de autonegociação firmados com nossas subsidiárias de distribuição, a CPFL Piratininga e a CPFL Paulista, e a probabilidade de perda para os dois processos é possível. Um desses processos está, atualmente, no Tribunal, aguardando decisão sobre o recurso. No segundo processo já sobreveio decisão favorável em relação ao recurso do autor. Na ocasião, o Tribunal determinou o reestabelecimento da regra normativa que estava em vigor no momento da celebração dos contratos, permitindo a contratação e o repasse correspondente conforme acordado pelas partes. Atualmente, esse processo encontra-se aguardando decisão das Cortes Superiores.

A tabela abaixo apresenta os valores estimados envolvidos com relação aos dois processos de autonegociação, conforme divulgado pela ANEEL nos processos correspondentes em 2020. Esses valores foram reajustados de acordo com o Índice Geral de Preços – Mercado, calculado e divulgado pela Fundação Getúlio Vargas ("IGP-M/FGV") e referem-se à diferença na receita contratual que resultaria de uma decisão favorável no respectivo processo que, eventualmente, restabeleceria o preço contratual original na sua totalidade, em benefício da CPFL Brasil. Caso a decisão favorável sobre tais ações se torne definitiva, os valores reais da diferença contratual serão objeto de um procedimento específico de determinação judicial por meio do cálculo do valor da indenização. **Como resultado, os valores apresentados na tabela abaixo são meramente ilustrativos e permanecem totalmente sujeitos a revisão e eventual alteração até que seja tomada uma decisão final para cada processo judicial em andamento.** Sob nenhuma circunstância as estimativas estabelecidas neste instrumento devem ser consideradas uma declaração, garantia ou previsão de que alcançaremos ou provavelmente alcançaremos um resultado futuro específico e, portanto, o leitor não deve confiar indevidamente nessas estimativas.

<u>Nº do Processo</u>	<u>Valor histórico divulgado pela ANEEL</u>	<u>Valor reajustado (IGP-M/FGV)</u>
4975-46.2004.4.01.3400 (2004.34.00.004988-3) CPFL Brasil x CPFL Paulista	R\$ 1.368.997.568,48	R\$ 4.220.643.506,43 (dezembro/2021)
14862-54.2004.4.01.3400 (2004.34.00.014895-2) CPFL Brasil x CPFL Piratininga	R\$ 381.045.306,60	R\$ 1.112.447.976,79 (dezembro/2021)

**Não esperamos atualizar ou revisar essas estimativas para refletir as circunstâncias existentes após a data deste Formulário de Referência. Estas estimativas não constituem uma garantia de que obter sucesso nas ações acima e nos beneficiar dos valores descritos na tabela acima.**

**Informações complementares ao item 3.8**

- (i) Financiamentos com garantia quirográfaria referem-se essencialmente a montantes apresentados como Mensuradas ao Custo Pré-fixadas, linhas de crédito de Empréstimos Bancários na nota explicativa nº 18 das Demonstrações Financeiras da Companhia para o exercício findo em 31 de dezembro de 2021;

### 3. Informações financ. selecionadas / 3.9 - Outras inf. relev. - Inf. Financeiras

- (ii) Financiamentos com garantia real referem-se essencialmente a montantes apresentados como Mensuradas ao Custo, linhas de crédito de FINEM, FINAME e FINEP, e custos com captação, na nota explicativa nº 18 das Demonstrações Financeiras da Companhia para o exercício findo em 31 de dezembro de 2021;
- (iii) Empréstimos com garantia quirografária referem-se aos contratos de empréstimos em moeda estrangeira, bem como os valores de ajuste ao valor justo e custos com captação, apresentados na nota explicativa nº 18 das Demonstrações Financeiras da Companhia para o exercício findo em 31 de dezembro de 2021; e
- (iv) Títulos de dívida com garantias real e quirografária referem-se essencialmente aos montantes apresentados como Debêntures na nota explicativa nº 19 das Demonstrações Financeiras da Companhia para o exercício findo em 31 de dezembro de 2021.

O Grupo CPFL possui determinados contratos financeiros que estabelecem que qualquer inadimplemento pecuniário acima de R\$ 50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais) em valor individual ou agregado, ou equivalente em outras moedas, podem resultar no *cross-default* de suas dívidas.

## 4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

### 4. Fatores de risco

#### 4.1 Descrever fatores de risco que possam influenciar a decisão de investimento, em especial, aqueles relacionados:

O investimento nos valores mobiliários de nossa emissão envolve a exposição a determinados riscos. Nossos investidores atuais e potenciais devem considerar e analisar detalhadamente as informações contidas neste Formulário de Referência, os riscos e incertezas descritos nesta seção, nas nossas informações financeiras e as respectivas notas explicativas antes de decidir manter ou investir em valores mobiliários de nossa emissão. Os nossos negócios, situação financeira, fluxo de caixa, liquidez, negócios futuros e/ou resultados operacionais poderão ser material e adversamente afetados por quaisquer dos riscos listados abaixo. O preço de mercado das ações poderá cair em razão da ocorrência de qualquer um dos fatores de risco listados abaixo ou de outros fatores de risco por nós não previstos, hipóteses em que poderá haver perda no investimento nos valores mobiliários de nossa emissão aos seus titulares. Os riscos descritos abaixo são aqueles que atualmente nós conhecemos e acreditamos que, na data deste Formulário de Referência, poderá nos afetar negativamente. Riscos adicionais atualmente desconhecidos por nós ou que atualmente são julgados irrelevantes por nós também podem afetar nossos negócios, condição financeira, resultados operacionais, fluxo de caixa, negócios futuros e o preço de mercado de nossas ações.

Nesta seção, quando afirmamos que um risco, incerteza ou problema poderá, poderia ou terá um efeito adverso ou negativo sobre nós, ou expressões similares, significa que tal risco, incerteza ou problema poderia ou poderá afetar adversa ou negativamente nossos negócios, condição financeira, resultados operacionais, fluxo de caixa, liquidez, negócios futuros de nossas subsidiárias e o preço de mercado de nossas ações, bem como o preço de outros valores mobiliários que venham a ser emitidos por nós. 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 a CPFL Energia S.A. e suas controladas diretas e indiretas (exceto se o contexto exigir de outra maneira).

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

#### **a. ao emissor;**

#### ***A expansão do nosso negócio por meio de aquisições cria riscos que poderão reduzir os benefícios que esperamos obter com essas operações***

Regularmente analisamos oportunidades para adquirir outras empresas dedicadas às atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, tal como quando adquirimos a Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-T ("CPFL Transmissão"), em outubro de 2021, ou mesmo ampliar nossa atuação no setor elétrico por meio de novos empreendimentos em atividades nas quais já atuamos ou por meio de participações bem-sucedidas em leilões da Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"), além de realizar investimentos sem direito a controle em empresas do setor. Tais aquisições ou novos empreendimentos envolvem riscos e desafios relacionados à realização das premissas que foram assumidas para projetar a rentabilidade futura do negócio, incluindo a execução da integração das operações, sistemas, funcionários, equipamentos e clientes entre as companhias adquiridas e à geração de retorno esperado sobre os investimentos e a exposição aos passivos dessas companhias e novos empreendimentos. Assim, a integração dos nossos negócios com os negócios das companhias adquiridas e a captação de suas sinergias, além da estruturação e execução de novos empreendimentos podem, também, exigir mais recursos e tempo do que inicialmente esperado.

Essas aquisições também podem exigir a aprovação do Conselho Administrativo de Defesa Econômica ("CADE"), da ANEEL e eventuais entidades financeiras credoras, observado que as decisões de qualquer um desses órgãos pode prejudicar os nossos negócios e até mesmo anular a transação.

## 4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

Se adquirirmos outras empresas de energia elétrica, ou iniciarmos novos empreendimentos no setor em que atuamos, isso poderá aumentar a nossa alavancagem ou reduzir o nosso lucro. Além disso, podemos não ser capazes de implementar com eficiência os novos empreendimentos ou integrar as atividades das empresas adquiridas visando obter economias de escala e ganhos de eficiência esperados, que sempre norteiam essas aquisições.

As aquisições também apresentam o risco de exposição da Companhia, na qualidade de sucessora, a responsabilidades relativas a processos pré-existentes envolvendo uma empresa adquirida ou demandas judiciais relativas a fatos ocorridos anteriormente à sua aquisição. O procedimento de auditoria legal (*due diligence*) conduzido com relação a uma aquisição, e quaisquer garantias contratuais ou indenizações que a Companhia possa receber dos vendedores de tais empresas adquiridas, poderão não ser suficientes para proteger ou compensar a Companhia por responsabilidades reais. Obrigações substanciais associadas a uma aquisição, inclusive relacionadas a assuntos trabalhistas ou ambientais, poderiam afetar de maneira adversa a reputação e o desempenho financeiro da Companhia, reduzindo os benefícios da aquisição. O insucesso de quaisquer dessas medidas pode afetar de maneira adversa a nossa situação financeira e o resultado de nossas operações.

### ***Nosso negócio está sujeito a ciberataques e violações de segurança e privacidade.***

O nosso negócio realiza 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. Embora sejam tomadas medidas de proteção adequadas, vê-se 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, 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.

***Incidentes de segurança envolvendo nossos bancos de dados, que contêm dados pessoais dos nossos clientes, fornecedores e funcionários, assim como a Lei Geral de Proteção de Dados Pessoais, e outros acontecimentos envolvendo o cenário legal de proteção e***

## 4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

### ***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.

Em 2018, foi sancionada a Lei Geral de Proteção de Dados Pessoais (Lei nº 13.709/2018 – “LGPD”), que entrou em vigor em 18 de setembro de 2020, com exceção dos artigos 51, 53 e 54 da LGPD, que tratam das sanções administrativas, que entraram em vigor em 1º de agosto de 2021, na forma da Lei nº 14.010/2020. 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 traz profundas mudanças na regulamentação do tratamento de dados pessoais no Brasil, com 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. A LGPD 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. A LGPD traz ainda, a autorização para criação da Autoridade Nacional de Proteção de Dados, que terá poderes e responsabilidades análogas às autoridades europeias de proteção de dados, será responsável por (i) investigar, compreendendo o poder de emitir normas e procedimentos, deliberar sobre a interpretação da LGPD e solicitar informações de controladores e processadores; (ii) execução, nos casos de descumprimento da lei, por meio de processo administrativo; e (iii) 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 a Companhia não esteja em conformidade com a LGPD, poderá estar sujeita 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 que se refere a infração pelo período máximo de seis 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 seis meses, prorrogáveis por igual período; e/ou proibição parcial ou total do exercício de atividades relacionadas a tratamento de dados.

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

## 4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

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 ou 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.

***Adotamos um regime de teletrabalho parcial para os nossos colaboradores. Esse regime pode afetar nossa produtividade, ocasionar eventuais erros e atrasos nas nossas operações, bem como causar outras interrupções nos negócios.***

No ano de 2022, após a revogação das medidas restritivas que visavam reduzir a propagação da Covid-19, fizemos a transição de um ambiente de trabalho integralmente remoto para um formato híbrido de trabalho que permite aos nossos colaboradores realizarem teletrabalho (*homeoffice*) por 2 (dois) dias na semana. Esse ambiente de trabalho remoto pode ter um impacto negativo na execução de nossos planos de negócios e operações. Por exemplo, se ocorrer um desastre natural, queda de energia, problema de conectividade ou outro evento que afetar a capacidade de nossos colaboradores de trabalhar remotamente, poderá ser difícil ou, em certos casos, impossível para nós continuarmos nossos negócios por um período de tempo.

Adicionalmente, com o advento do teletrabalho, os riscos relacionados a ataques cibernéticos aumentaram significativamente, uma vez que o acesso aos nossos sistemas via internet, nos expõe a potenciais ameaças de ataques cibernéticos e perda de dados. Neste sentido, a adoção do trabalho remoto pode resultar em vulnerabilidades de privacidade do cliente, segurança de TI e fraude, que, se exploradas, podem resultar em custos de recuperação significativos e danos à nossa reputação.

***Podemos ser afetados substancialmente por violações ao nosso Código de Conduta Ética, à Lei Anticorrupção e leis semelhantes.***

O não cumprimento por nossos diretores, administradores e colaboradores, bem como por controladas, controladoras ou coligadas solidariamente, 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 ou violações à lei por qualquer colaborador, controlada, controladora, coligada ou por qualquer terceiro que atue em nome de tais partes, interesse ou benefício e poderemos, no futuro, descobrir algum caso no qual tenha ocorrido falha no cumprimento às leis, regulações 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"), introduziu 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 e 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 cinco 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 (dez) anos.

## 4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

Adicionalmente, diversos contratos financeiros celebrados pela Companhia e suas controladas contêm cláusulas que exigem o cumprimento da Lei Anticorrupção. Dessa forma, o descumprimento da Lei Anticorrupção pela Companhia ou suas controladas pode representar um evento de inadimplemento no âmbito de tais contratos e, conseqüentemente, provocar o vencimento antecipado das dívidas.

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 ou representantes, o que pode vir a afetar adversamente os negócios da Companhia de forma relevante tanto em relação ao seu aspecto financeiro e operacional, quanto em relação à sua imagem.

***Eventual processo de liquidação da nossa Companhia ou de suas controladas pode ser conduzido em bases consolidadas.***

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 seu 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.

***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 e seus administradores são ou podem vir a ser réus em processos judiciais, administrativos e arbitrais de natureza cível, criminal, tributária, trabalhista, regulatória e ambiental, 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 e seus administradores podem estar sujeitos a contingências por outros motivos que a obriguem a despender valores significativos, que afetem a condução regular dos seus negócios ou, ainda, resultem na suspensão ou inabilitação dos seus administradores para o exercício de seus cargos. Decisões contrárias aos nossos interesses e de nossos administradores poderão causar um efeito adverso em nossa reputação, negócios, condição financeira e resultados operacionais.

**A ocorrência de um desastre natural, epidemia generalizada de saúde, pandemia ou outros surtos pode prejudicar significativamente nossos negócios, situação financeira e resultados operacionais. Além disso, a disseminação de doenças transmissíveis em escala global, como a pandemia da COVID-19, pode afetar o sentimento de investimento, reduzir nossa mão-de-obra temporariamente, causar interrupções e resultar em volatilidade esporádica nos mercados globais. Como resultado, a economia e as perspectivas brasileiras podem ser afetadas e, conseqüentemente, nossos negócios, condição financeira e preço de negociação de nossas ações ordinárias podem ser adversamente afetados.**

Desastres naturais, como incêndios ou inundações, o surto de uma epidemia ou pandemia generalizada de saúde, como a pandemia da COVID-19 ou outros eventos, como guerras, atos de terrorismo, eventos políticos, acidentes ambientais, falta de energia ou interrupções na comunicação pode prejudicar significativamente nossos negócios. A ocorrência de um desastre ou evento similar pode afetar significativamente nossos negócios e operações. Esses eventos também podem nos levar a fechar temporariamente nossas instalações operacionais, o que prejudicaria gravemente nossas operações e prejudicaria seriamente nossos negócios, situação financeira e resultados operacionais. Além disso, nossas vendas líquidas podem ser significativamente reduzidas na medida em que um desastre natural, epidemia ou pandemia de saúde, ou outro evento importante prejudique a economia do Brasil ou de outras jurisdições em que operamos. Nossas operações também podem ser gravemente interrompidas se nossos consumidores, prestadores de serviços ou outros participantes forem afetados por desastres naturais, epidemias ou pandemias generalizadas de saúde ou outros eventos importantes.

#### 4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

Além disso, a disseminação de doenças transmissíveis em escala global, como a pandemia da COVID-19, pode afetar o sentimento de investimento, causar interrupções e resultar em volatilidade nos mercados globais, potencialmente afetando a economia e as perspectivas brasileiras. Em dezembro de 2019, uma nova variedade de coronavírus foi identificada em Wuhan, China, e casos de pacientes infectados foram relatados em outras jurisdições, incluindo casos registrados no Brasil, inclusive no Estado de São Paulo, onde temos nossa sede, entre outros locais. Em 11 de março de 2020, a Organização Mundial da Saúde ("OMS") designou a COVID-19 como uma pandemia. A disseminação desse vírus causou certas interrupções nos negócios, no mercado e nas viagens em todo o mundo e particularmente nas regiões infectadas.

Aumentos no número de pacientes infectados no Brasil afetaram adversamente a economia brasileira e mundial, bem como os mercados financeiros. Novos aumentos no número de pacientes infectados no Brasil ou a determinação de políticas públicas com o intuito de combater ou restringir a disseminação do vírus podem fazer com que esses impactos sejam mais graves e afetem de forma mais aguda a economia brasileira e os mercados financeiros, consequentemente afetando de forma adversa nossa condição financeira, resultados operacionais e o preço de negociação de nossas ações ordinárias. Por exemplo, residentes brasileiros, incluindo nossos funcionários, que estão com suspeita de terem contraído uma doença transmissível como a COVID-19, estão sujeitos a quarentena. Isso pode acarretar em redução temporária de quadro de colaboradores essenciais ao atendimento de serviços comerciais e emergenciais, o que pode afetar nossos indicadores de prazo regulamentados e, consequentemente, impactar nossos resultados financeiros.

Caso a pandemia da COVID-19 se agrave ou uma nova onda da doença se dissemine globalmente ou pelo Brasil, a sociedade brasileira como um todo pode voltar a enfrentar níveis mais severos ou mais brandos de quarentenas, de forma que o comércio e indústria diminuam suas atividades e operações. Comercialmente, isso pode afetar adversamente nossas receitas e lucro operacional.

Além disso, contamos com terceiros para fornecer equipamentos utilizados em nossas instalações, bem como para conduzir parte de nossas operações, e a falha de um ou mais fornecedores poderá afetar nossas atividades, condição financeira e resultados das operações de maneira adversa. Qualquer surto adicional poderia restringir as atividades econômicas em geral nas regiões afetadas no Brasil, resultando em volume de negócios reduzido, fechamento temporário das instalações de nossas ou de outras empresas ou, de outra forma, interromper nossas operações comerciais. Além disso, é comum verificarmos em momentos de crises econômicas, como a que o país está enfrentando também em razão da pandemia da COVID-19, um aumento nas instalações clandestinas de energia elétrica ("gato") e também nas taxas de inadimplemento de clientes.

Embora atualmente seja esperado que qualquer interrupção causada seja temporária, há incerteza quanto à possibilidade de qualquer nova intervenção do governo ou outras medidas, ou à possibilidade de outros efeitos econômicos no mercado de ações, taxas de câmbio e outros. Além disso, a pandemia da COVID-19 já interrompeu os padrões de consumo e comércio, cadeias de suprimentos e processos de produção em escala global. Os principais impactos que as distribuidoras de energia enfrentaram e podem enfrentar neste contexto são a redução do nível de arrecadação, com consequente aumento da inadimplência e a redução do consumo de energia elétrica. O primeiro, influenciado pelo cenário econômico combinado com a impossibilidade de as distribuidoras suspenderem o fornecimento de energia elétrica, conforme determinado na Resolução Normativa nº 878/2020, e o segundo, diretamente relacionado ao isolamento social decretado pelo Poder Executivo.

No atual momento, não podemos estimar o alcance total das consequências da pandemia da COVID-19 nos nossos negócios, condição financeira e resultados operacionais, incluindo os de nossos consumidores.

##### **b. a seu controlador, direto ou indireto, ou grupo de controle;**

***Os interesses de nossos controladores podem conflitar com os interesses dos demais acionistas.***

## 4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

A Companhia conta com um acionista controlador, que atualmente detêm 83,71% do nosso capital social.

O acionista controlador tem poderes para, entre outros, eleger a maioria dos membros do Conselho de Administração e Conselho Fiscal, 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 o pagamento de quaisquer dividendos futuros.

Nosso acionista controlador poderá tomar medidas que podem ser contrárias aos interesses dos demais acionistas, 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 acionistas minoritários. Para mais informações sobre o acionista controlador, vide item 15 deste Formulário de Referência.

### **c. a seus acionistas;**

***O desenvolvimento e a percepção de risco em outros países, inclusive nos Estados Unidos e nos países de economia emergente, poderão afetar adversamente o preço de mercado dos valores mobiliários brasileiros, inclusive das nossas ações ordinárias.***

O valor de mercado de valores mobiliários das emissoras brasileiras é afetado pela economia e condições de mercado de outros países, inclusive dos Estados Unidos, da União Europeia, e de países de economia emergente. A crise financeira global que começou em 2008 levou a consequências significativas, incluindo volatilidade do mercado de ações e de crédito, indisponibilidade de crédito, altas taxas de juros, desaceleração da economia de uma forma geral, taxas de câmbio voláteis e pressões inflacionárias. A recuperação mundial dessa crise tem sido mais lenta do que o esperado nos últimos anos, com resultados das maiores economias emergentes da China, Brasil e Índia mais baixos do que os esperados. A União Europeia também continua a apresentar baixo crescimento do Produto Interno Bruto ("PIB").

Em 11 de março de 2020, a OMS designou a COVID-19 como uma pandemia. A disseminação desse vírus causou certas interrupções nos negócios, no mercado e nas viagens em todo o mundo e particularmente nas regiões infectadas. Embora atualmente seja esperado que qualquer interrupção das operações seja temporária, há incerteza quanto à possibilidade de qualquer nova intervenção do governo ou outras medidas, ou à possibilidade de outros efeitos econômicos no mercado de ações, taxas de câmbio e outros. Para obter mais informações sobre riscos relacionados à COVID-19, consulte o item "A ocorrência de um desastre natural, epidemia generalizada de saúde, pandemia ou outros surtos pode prejudicar significativamente nossos negócios, situação financeira e resultados operacionais. Além disso, a disseminação de doenças transmissíveis em escala global, como a pandemia da COVID-19, pode afetar o sentimento de investimento, causar interrupções e resultar em volatilidade esporádica nos mercados globais. Como resultado, a economia e as perspectivas brasileiras podem ser afetadas e, conseqüentemente, nossos negócios, condição financeira e preço de negociação de nossas ações ordinárias podem ser adversamente afetados" deste Formulário de Referência.

Ainda que as condições econômicas em outros países variem significativamente em relação às condições econômicas no Brasil, a reação do investidor frente ao desenvolvimento desses países, incluindo a disseminação da pandemia da COVID-19 e seus efeitos econômicos em outros países, pode ter um efeito adverso sobre o valor de mercado dos valores mobiliários das emissoras brasileiras. As crises nos Estados Unidos, na União Europeia, na China ou nos países de economia emergente podem reduzir o interesse do investidor em valores mobiliários emitidos no Brasil, inclusive em relação aos nossos. Isto poderia afetar adversamente o preço de negociação das nossas ações ordinárias, bem como dificultar o nosso acesso ao mercado de capitais e o financiamento das nossas operações no futuro, em termos aceitáveis ou de qualquer modo.

***Futuras captações por meio de emissões de valores mobiliários decorrentes de necessidade de capital adicional poderão resultar em diluição de participação do investidor nas ações***

## 4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

***de nossa emissão, podendo ter um efeito adverso na cotação dos valores mobiliários de nossa emissão.***

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

### **d. a suas controladas e coligadas;**

***As tarifas que cobramos pelo fornecimento de energia elétrica a consumidores cativos e as tarifas de uso do sistema de distribuição que cobramos de consumidores livres e especiais são determinadas pela ANEEL em conformidade com contratos de concessão celebrados com o governo brasileiro, podendo afetar adversamente a nossa receita operacional caso a ANEEL estabeleça tarifas de maneira que não nos seja favorável.***

Nossas tarifas são determinadas de acordo com contratos de concessão celebrados com o governo brasileiro e em conformidade com os regulamentos e decisões da ANEEL, sendo estas determinadas discricionariamente pela ANEEL, conforme estabelecido no contrato de concessão e na legislação vigente.

Nossos contratos de concessão e a legislação brasileira estabelecem um mecanismo que admite três tipos de reajustes tarifários: (i) reajuste tarifário anual ("RTA"); (ii) revisão tarifária periódica ("RTP"); e (iii) revisão tarifária extraordinária ("RTE"). Temos o direito de requerer, a cada ano, o RTA, que é destinado a compensar certos efeitos da inflação sobre as tarifas e repassar aos consumidores essas alterações de nossa estrutura de custos que estão fora do nosso controle, tais como o custo da energia elétrica que compramos e certos encargos regulatórios, incluindo encargos do uso da rede de transmissão e distribuição. Ademais, a ANEEL costuma realizar a RTP a cada quatro ou cinco anos (nos termos de cada contrato de concessão). Dessa forma, ela visa identificar a variação dos nossos custos, bem como determinar um fator de redução baseado em nossa eficiência operacional que será aplicado em comparação com o índice dos nossos RTAs correntes. As RTEs podem ser realizadas a qualquer tempo, ou podem ser por nós pleiteadas. As RTEs podem afetar negativamente os nossos resultados operacionais ou posição financeira. Outrora, todas as revisões das metodologias eram abordadas em ciclos estabelecidos, tais como as ocorridas em 2008-2010 e 2010-2014. Em 2015 a ANEEL alterou esse procedimento, para possibilitar a revisão das metodologias aplicáveis ao setor elétrico de tempos em tempos, item por item. Das nossas distribuidoras, ocorreu RTP no ano de 2021 somente para a concessão da CPFL Santa Cruz, com alteração média em 9,95%. Foram feitas RTPs para a CPFL Piratininga em outubro de 2019, resultando em uma alteração média de -7,80%, para a CPFL Paulista, para a RGE Sul, em abril de 2018 e para a RGE em junho de 2018, resultando em ajustes médios de 16,90% (CPFL Paulista), 22,47% (RGE Sul) e 20,58% (RGE). Não podemos prever se a ANEEL estabelecerá tarifas que nos beneficiem. Além disso, atualmente possuímos processos judiciais em andamento que discutem a revisão tarifária. Um eventual resultado desfavorável desses processos pode resultar na alteração das tarifas atualmente aplicadas, tendo um impacto adverso nos nossos negócios e nos resultados de nossas operações.

#### 4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

***Nós 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.***

Nós 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.

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 ou suspensões no pagamento de dividendos poderão afetar a nossa condição financeira. 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, 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.

***Nosso negócio de distribuição pode ser requerido a reembolsar clientes por até dez anos no caso de cobranças imprecisas.***

As regulamentações aplicáveis a cobranças incorretas, especialmente aquelas referentes a períodos de prescrição, conforme estabelecido no Artigo 113, II, da Resolução Normativa ANEEL nº 414, de 9 de setembro de 2010 ("Resolução ANEEL 414"), foram 7 suspensas por liminar concedida em 18 de dezembro de 2018, e aplicada pela ANEEL em 4 de janeiro de 2019. O texto original do Artigo 113, II, estipulava o prazo prescricional para reembolso dos consumidores, em caso de cobranças incorretas em até 36 meses. O novo período de prescrição a ser aplicado pela ANEEL, por força da referida liminar, é de dez anos.

A Resolução Normativa ANEEL nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021, revogou a Resolução ANEEL 414 e estabeleceu, por meio do Artigo 323, II, o prazo prescricional para solicitação de reembolso de cobranças incorretas em 60 meses. Mesmo com a publicação do novo texto, irá prevalecer o prazo de 10 anos estipulado pela referida liminar. Se a liminar continuar em vigor, teremos que reembolsar os clientes em caso de cobranças incorretas por um período de dez anos, o que poderia representar um custo significativo e afetar negativamente nossos resultados financeiros.

***Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio.***

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 doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento;
- embargos às atividades de construção;
- restrições à operação das instalações e equipamentos existentes;

#### 4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

- 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.

As concessões de distribuição detidas pelas nossas antigas subsidiárias CPFL Santa Cruz, CPFL Jaguari, CPFL Mococa, CPFL Leste Paulista e CPFL Sul Paulista (atualmente incorporada pela CPFL Santa Cruz) foram outorgadas originalmente em 1999, para um período de 16 anos, tendo esse período sido recentemente prorrogado até julho de 2045. As referidas prorrogações foram concedidas à luz do Decreto nº 7.805/12, da Lei nº 12.783/13 e do Decreto nº 8.461/15, estando sujeitas, portanto, às suas metas e padrões estabelecidos pelas autoridades brasileiras. Essas metas e normas estão inclusas nos aditamentos aos contratos de concessão. Ainda não há precedente que nos permita avaliar como as autoridades brasileiras agirão sob essas novas leis e regulamentações, que incluem certas variáveis que estão fora do nosso controle e que podem afetar a nossa capacidade de atingir integralmente essas metas. Caso nós não consigamos alcançar essas metas, as nossas concessões de distribuição e, portanto, as nossas receitas e nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais poderiam ser afetadas de forma relevante.

As licenças, permissões e autorizações exigíveis e aplicáveis às nossas atividades são emitidas por órgãos públicos como prefeituras e agências ambientais e devem ser mantidas válidas. Quando necessário, essas licenças e autorizações devem ser renovadas com as autoridades públicas competentes.

Nós não podemos garantir que iremos obter e/ou 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.

***Em nosso negócio de distribuição, somos obrigados a prever a demanda por energia no mercado. Se a demanda efetiva for diferente daquela por nós prevista, podemos ser***

#### 4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

***forçados a comprar ou vender energia no mercado spot a preços que podem gerar custos adicionais, que podemos não ser capazes de repassar integralmente aos consumidores.***

Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, um distribuidor de energia elétrica está obrigado a contratar antecipadamente, por meio de licitações públicas, 100% da energia elétrica que foi prevista para as suas respectivas áreas de concessão e está autorizado a repassar até 105% do custo desta energia aos consumidores. A demanda superestimada ou subestimada pode gerar impactos adversos, quando fora dos limites regulatórios de 100% e 105% (limites estes que podem ser acrescidos de eventuais sobras ou exposições involuntárias homologadas pela ANEEL). Se subestimarmos a demanda e comprarmos energia elétrica em quantidade menor do que as nossas necessidades, de forma que venhamos a ser considerados responsáveis nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico e da legislação aplicável, podemos ser forçados a comprar energia adicional no mercado *spot* a preços voláteis e que podem ser substancialmente maiores do que aqueles previstos em contratos de compra de longo prazo. Poderemos ser impedidos de repassar integralmente esses custos adicionais aos consumidores e ficaríamos também sujeitos a penalidades, nos termos da regulamentação aplicável. Por outro lado, se superestimarmos a demanda e comprarmos energia elétrica em quantidade maior do que as nossas necessidades, podemos ser obrigados a vender a energia excedente a preços substancialmente menores do que aqueles nos termos de nossas concessões. Em qualquer uma das circunstâncias, se houver diferenças significativas entre as nossas necessidades previstas e a demanda real de energia, nossos resultados das operações podem ser afetados negativamente. Desde agosto de 2017, o Decreto nº 9.143/17 permite que as companhias de distribuição negociem o excedente de energia com consumidores livres e outros agentes do Mercado Livre (geradoras, comercializadoras e autoprodutoras). Essa faculdade já foi substituída pelo Mecanismo de Venda de Excedentes, que foi introduzido pela Resolução Normativa nº 824/2018 da ANEEL e entrou em vigor em janeiro de 2019, atualmente regulado pela Resolução Normativa nº 1.009/2022 da ANEEL.

Para obter mais informações sobre riscos relacionados a desastres naturais ou pandemias, que podem ocasionar diferenças significativas entre nossas necessidades previstas e a demanda real de energia, vide item "A ocorrência de um desastre natural, epidemia generalizada de saúde, pandemia ou outros surtos pode prejudicar significativamente nossos negócios, situação financeira e resultados operacionais. Além disso, a disseminação de doenças transmissíveis em escala global, como a pandemia da COVID-19, pode afetar o sentimento de investimento, causar interrupções e resultar em volatilidade esporádica nos mercados globais. Consequentemente, a economia e as perspectivas brasileiras podem ser afetadas e, consequentemente, nossos negócios, condição financeira e preço de negociação de nossas ações ordinárias podem ser adversamente afetados" deste Formulário de Referência.

***A ANEEL está revisando o regulamento das condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e tais revisões poderiam afetar de maneira adversa nossa distribuição.***

Estabelecida pela Resolução Normativa ANEEL nº 482, de 17 de abril de 2012 ("Resolução ANEEL 482"), a regulamentação permite que os consumidores cativos gerem energia e injetem qualquer excedente de energia no sistema de distribuição, em troca de créditos de energia que podem ser usados para compensar o consumo futuro nos próximos 60 meses. Esta Resolução foi aditada em 2015 para permitir a geração compartilhada de energia, segundo a qual um grupo de consumidores poderia gerar energia em um local remoto dentro da mesma área de concessão de distribuição e dividir os créditos de energia entre os seus membros.

A ANEEL realizou audiências públicas para revisar a Resolução ANEEL 482, em especial em relação às parcelas a serem pagas às concessionárias de distribuição sobre os valores líquidos da energia. Todavia, na esfera legislativa, também foram conduzidas discussões sobre o tema tendo os trâmites se encerrado ao final de 2021. Dessa forma, por meio da Lei nº 14.300/2022 foi instituído o Marco Legal de Micro e Minigeração Distribuída ("MMGD"), no qual está previsto uma transição para as novas regras que mitigariam distorções no mercado. Ainda, caberá a ANEEL regulamentar os dispositivos da lei, bem como valorar os benefícios sistêmicos da MMGD segundo as diretrizes a serem estabelecidas pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Caso o contexto de expansão de conexões de MMGD, considerando o período de transição, se configurar desfavorável para nós, nossos resultados de operações poderão ser afetados de maneira adversa.

## 4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

Além disso, consumidores cativos classificados como Grupo B estão sujeitos atualmente ao pagamento de tarifas de distribuição que incluem o consumo de energia e também o uso do sistema de distribuição. A ANEEL está realizando audiências públicas para avaliar os impactos regulatórios de uma possível mudança na estrutura de tarifas desses consumidores para uma estrutura binomial, que segregaria as tarifas pagas pelo consumo de energia e as tarifas pagas pelo uso do sistema de distribuição. Se essa estrutura binomial for implementada de uma maneira que seja desfavorável para nós, nossos resultados de operações poderão ser afetados de maneira adversa.

***As atividades de comercialização estão sujeitas a perdas potenciais devido a variações de curto prazo nos preços de energia no mercado spot. Adicionalmente, poderemos não ser capazes de comprar energia em quantidade suficiente para honrar com os nossos contratos de venda, o que pode nos deixar expostos no mercado spot a preços substancialmente elevados 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 de curto prazo, significativamente mais altos 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 CPFL tem em seu portfólio diversas usinas cujos contratos de vendas são executados diretamente à 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 7.9 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.

***A construção, ampliação e operação das nossas instalações e equipamentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica envolvem riscos significativos que podem ensejar perda de receita ou aumento de despesas.***

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

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

#### 4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

- interrupções de fornecimento;
- greves;
- paralisações trabalhistas;
- perturbação social;
- interferências climáticas e hidrológicas;
- 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; e
- indisponibilidade de financiamento adequado.

Se vivenciarmos esses ou outros problemas, poderemos não ser capazes de gerar 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.

***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.***

Planejamos investir R\$1.236 milhões em nossas atividades de geração, R\$17.606 milhões em nossas atividades de distribuição, R\$260 milhões em nossas atividades de comercialização e atividades de serviços e R\$1.937 milhões em nossas atividades de transmissão durante o período de 2022 a 2026. 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, sendo que a impossibilidade de o fazer poderá afetar de maneira adversa e relevante a nossa operação e o desenvolvimento dos nossos negócios.

Pretendemos realizar investimentos no valor total de R\$4.797 milhões em 2022, R\$4.181 milhões em 2023, R\$3.896 milhões em 2024, R\$4.154 milhões em 2025 e R\$4.010 milhões em 2026. Já assumimos contratualmente compromissos em relação à parte desses investimentos, especialmente em projetos de geração. Nossa capacidade de concluir o programa de investimento acima previsto 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.

## 4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - 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.***

Nos termos da legislação brasileira, temos responsabilidade objetiva por perdas e danos, diretos e indiretos, decorrentes da prestação inadequada de serviços de distribuição de energia elétrica. Além disso, nossas distribuidoras, transmissoras e geradoras 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.

***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 2021, tínhamos um endividamento total de R\$ 22.416 milhões. O nosso grau de endividamento aumenta 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 adicionais, periodicamente, para financiar aquisições, investimentos, *joint ventures* ou para outros propósitos, sujeitos às restrições aplicáveis aos nossos financiamentos atuais, tal como quando adquirimos a CPFL Transmissão, em outubro de 2021. Caso incorramos em endividamentos adicionais, os riscos relacionados ao nosso endividamento podem aumentar.

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

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

- aumento de nossa vulnerabilidade às condições econômicas, financeiras e setoriais negativas em geral; e
- necessidade de que nós 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 nossa geração de caixa decorrente de nossas operações poderá não ser suficiente para pagar o valor de principal, juros e outros valores devidos relacionados a suas 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 sua dívida tão logo vencida ou se torne devida. Caso nós 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 nós estarmos inadimplentes nos termos de qualquer um de nossos contratos de financiamento, os saldos devedores nos termos desses contratos (incluindo principal, juros e quaisquer

## 4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

multas) poderão ser antecipados, o que poderá acionar as disposições sobre inadimplemento cruzado ou antecipação (*cross default/cross acceleration*) nos termos de nossos outros contratos de financiamento e, em vista de nosso nível significativo de endividamento, afetar substancial e negativamente a nossa situação financeira. No passado, fomos incapazes de cumprir com certas cláusulas específicas e solicitamos e obtivemos *waivers* com relação ao cumprimento de determinados *covenants* de índice de cobertura de dívida. Nós podemos, no futuro, não conseguir cumprir com tais ou outras cláusulas aplicáveis e seremos obrigados a solicitar novos *waivers*. Não podemos garantir que seremos bem-sucedidos em cumprir com tais obrigações e, caso não consigamos cumprir tais obrigações, na obtenção ou renovação de tais *waivers*.

Para mais informações sobre nosso endividamento, vide item 10.1.f deste Formulário de Referência.

### **e. a seus fornecedores;**

***Custos de contratação podem variar de acordo com a demanda de mercado devido à limitação do número de fornecedores.***

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 e das redes de transmissão e distribuição de energia elétrica; e/ou (iii) reduzir temporariamente a disponibilidade/capacidade de geração de energia elétrica das suas centrais e de suas redes de transmissão e distribuição 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.

***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 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 dano aos nossos equipamentos ou a seus componentes enquanto estiverem em trânsito ou armazenamento, desastres naturais ou a ocorrência de uma enfermidade ou doença contagiosa, como a pandemia da COVID-19, 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

## 4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

serviços de transmissão e geração de energia elétrica 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. Em particular, podemos ter uma escassez de alguns dos principais equipamentos usados em nossas atividades devido a interrupções causadas pela pandemia da COVID-19, principalmente na China, onde alguns desses equipamentos são fabricados. Quaisquer complicações operacionais contínuas causadas pela pandemia da COVID-19, incluindo período prolongado de viagem, fechamento de locais de trabalho, restrições comerciais e outras restrições similares poderão resultar em mais escassez ou interrupção do serviço. 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 ou previdenciárias, 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.

### **f. a seus clientes;**

***O nível de inadimplência dos nossos consumidores poderia afetar adversamente os nossos negócios, resultados operacionais e/ou situação financeira.***

O nível de inadimplência de nossos consumidores pode ser afetado por variáveis da economia como nível de renda, desemprego, taxa de juros, inflação e preço de energia. A atual situação macroeconômica brasileira, associada ao aumento das tarifas de energia elétrica nos últimos anos e à pandemia da COVID-19, que levou a um período prolongado de fechamento de locais de trabalho, paralisações comerciais e outras restrições semelhantes, pode representar um aumento no risco de inadimplemento dos nossos consumidores. A ANEEL também introduziu recentemente medidas que restringem nossa capacidade de suspender o serviço após a inadimplência do consumidor por um período específico. Para mais informações sobre a pandemia da COVID-19, vide item "A ocorrência de um desastre natural, epidemia generalizada de saúde, pandemia ou outros surtos pode prejudicar significativamente nossos negócios, situação financeira e resultados operacionais. Além disso, a disseminação de doenças transmissíveis em escala global, como a pandemia da COVID-19, pode afetar o sentimento de investimento, causar interrupções e resultar em volatilidade esporádica nos mercados globais. Consequentemente, a economia e as perspectivas brasileiras podem ser afetadas e, consequentemente, nossos negócios, condição financeira e preço de negociação de nossas ações ordinárias podem ser adversamente afetados" deste Formulário de Referência.

Não podemos garantir que as medidas para melhorar a cobrança de pagamentos que implementamos serão suficientes e efetivas para manter o atual nível de inadimplência dos nossos clientes. Caso o índice de inadimplência aumente, os nossos negócios, condições financeiras e resultados operacionais poderão ser adversamente afetados, bem como a capacidade de cumprir nossas obrigações contratuais.

### **g. aos setores da economia nos quais o emissor atua;**

***Estamos expostos a aumentos das taxas de juros praticadas pelo mercado e a riscos cambiais.***

O custo da energia comprada da Usina de Itaipu ("Itaipu"), uma hidrelétrica que é uma das nossas principais fornecedoras, está atrelado à variação cambial do Dólar norte-americano. O preço da energia elétrica de Itaipu aumenta ou diminui de acordo com a variação da taxa de câmbio entre o Real e o Dólar norte-americano. Além disso, as alterações no preço da energia elétrica gerada por Itaipu estão sujeitas ao mecanismo de recuperação de custos da Parcela A, segundo o qual nossas tarifas são reajustadas anualmente para contemplar os ganhos ou perdas dessas compras de Itaipu. Nossos fluxos de caixa podem ser afetados de maneira adversa pelas taxas de câmbio voláteis devido à divergência

## 4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

entre a data da compra de energia elétrica de Itaipu e a data em que nossas tarifas são reajustadas por meio do mecanismo de recuperação de custos da Parcela A. Para mais informações sobre o risco de flutuações de taxas de juros e riscos cambiais, vide item 4.2 deste Formulário de Referência.

Adicionalmente, desastres naturais, o surto de uma epidemia ou pandemia de saúde generalizada ou outros eventos, como guerras, atos de terrorismo, eventos políticos e acidentes ambientais, podem causar volatilidade esporádica nos mercados globais e resultar em taxas de câmbio voláteis. Para mais informações, vide item "A ocorrência de um desastre natural, epidemia ou pandemia generalizada de saúde ou outros surtos podem prejudicar significativamente nossos negócios, situação financeira e resultados operacionais. Além disso, a disseminação de doenças transmissíveis em escala global, como a pandemia da COVID-19, pode afetar o sentimento de investimento, causar interrupções e resultar em volatilidade esporádica nos mercados globais. Consequentemente, a economia e as perspectivas brasileiras podem ser afetadas e, consequentemente, nossos negócios, condição financeira e preço de negociação de nossas ações ordinárias podem ser adversamente afetados" deste Formulário de Referência.

### ***A instabilidade da taxa de câmbio poderá afetar adversamente a nossa condição financeira, resultados operacionais e o preço das nossas ações ordinárias.***

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\$ 4,030 em 31 de dezembro de 2019, R\$ 5,196 em 31 de dezembro de 2020 e R\$ 5,580 em 31 de dezembro de 2021. Em 28 de fevereiro de 2022, a taxa de câmbio era de R\$ 5,1394 por US\$1,00. O Real poderá continuar a flutuar significativamente em comparação com o Dólar norte-americano no futuro.

A depreciação do Real eleva o custo de serviço da nossa dívida em moeda estrangeira e os custos de aquisição de energia elétrica de Itaipu, a usina hidrelétrica que é uma das nossas principais fornecedoras e que corrige os preços de energia elétrica parcialmente com base em custos atrelados ao Dólar norte-americano. 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 substancial e adversamente afetar o crescimento da economia brasileira e do nosso negócio, condições financeiras e resultados operacionais, assim como nossa capacidade de cumprir nossas obrigações contratuais.

A depreciação do Real também reduz o valor em Dólar norte-americano das distribuições e dividendos atribuíveis às ações ordinárias e o equivalente em Dólares norte-americanos ao preço de mercado de nossas ações.

Para mais informações qualitativas e quantitativas em relação à instabilidade de taxa de câmbio que afetam nossos negócios, vide item 4.2 deste Formulário de Referência.

### ***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 28 de fevereiro de 2022, a taxa básica de juros no Brasil, ou SELIC, variou entre 2,95% por ano e 10,67% por ano.

## 4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

Segundo o Índice Nacional de Preços ao Consumidor ("IPCA"), a taxa de inflação foi de 10,0%, 4,5% e 4,3% em 2021, 2020 e 2019, respectivamente. Em 28 de fevereiro de 2022, a inflação acumulada no período de 12 meses imediatamente anterior foi de 10,54%. 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 e o preço de nossas ações ordinárias. No passado, as intervenções do governo brasileiro incluíram a manutenção de uma política monetária restritiva com altas taxas de juros que restringiam a disponibilidade de crédito e reduziam o crescimento econômico, causando volatilidade nas taxas de juros. A taxa SELIC oscilou de 4,5% em 31 de dezembro de 2019 para 9,15% em 31 de dezembro de 2021, conforme estabelecido pelo Conselho Monetário Nacional ("CMN"). 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, conseqüentemente, 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, talvez não possamos reajustar os preços que cobramos de nossos clientes para compensar os possíveis impactos da inflação sobre nossas despesas, inclusive 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.

### **h. à regulação dos setores em que o emissor atue;**

***Estamos sujeitos a ampla regulação do nosso negócio, o que fundamentalmente afeta a nossa performance financeira.***

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.

Nossos negócios estão sujeitos à extensa regulação de várias autoridades regulatórias brasileiras, particularmente da ANEEL. A ANEEL regula as políticas e diretrizes do Governo Federal 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 distribuição do Grupo CPFL.

Assim, se fizermos investimentos de capital adicionais e não esperados, conforme a ordem da ANEEL, e não nos for permitido reajustar nossas tarifas de maneira correspondente, ou se a ANEEL não autorizar o reembolso de todos os custos ou, ainda, se a ANEEL modificar a regulação relativa a ajustes tarifários, poderemos ser adversamente afetados.

Adicionalmente, tanto a implementação da nossa estratégia de crescimento, como a condução dos nossos negócios 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. Muito embora o segmento de comercialização de energia atue diretamente com o ambiente de livre contratação de energia, está sujeito às normas e regras atinentes ao setor e deve, do mesmo modo, segui-las. Dessa forma, quaisquer alterações legais e/ou normativas podem afetar direta ou indiretamente a performance financeira dos negócios de mercado.

## 4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

### ***Não podemos assegurar a renovação e/ou a prorrogação das nossas concessões e autorizações.***

Conduzimos nossas atividades de geração, transmissão e distribuição 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.

### ***Não temos certeza quanto à revisão da Energia Assegurada nas nossas usinas geradoras de energia.***

O Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, estabeleceu que a Energia Assegurada das usinas de geração seria revista a cada cinco 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 nº 515/2015 emitida pelo MME, 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 não resultaram em reduções nos níveis de Energia Assegurada das PCHs da CPFL Geração, mas resultaram em reduções para as PCHs da CPFL Renováveis, que está sujeita a discussão judicial. A partir de 2017, o Decreto 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 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.

### ***A estrutura regulatória sob a qual operamos está sujeita a contestação legal.***

O governo brasileiro implementou mudanças fundamentais na regulação do setor elétrico, por meio da legislação aprovada em 2004, conhecida como a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico ou Novo Marco

## 4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

Regulatório. Contestações quanto à constitucionalidade da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico ainda estão pendentes perante o Supremo Tribunal Federal. Não é possível estimar a data da decisão final desses processos. Se totalidade ou parte da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico for declarada inconstitucional, haverá consequências incertas quanto à validade da atual regulação e quanto ao desenvolvimento da estrutura regulatória. O resultado dos processos legais pode ter um impacto adverso em todo o setor energético, incluindo nos nossos negócios e nos resultados de nossas operações.

Caso a estrutura regulatória sob a qual operamos seja revisada de modo a exigir que passemos a conduzir nosso negócio de maneira substancialmente diferente das nossas operações atuais, as nossas operações, resultados financeiros e capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais podem ser adversamente afetados.

***Estamos sujeitos a regulamentação ambiental e de saúde 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 e 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 ambiental e de saúde 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.

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.

## 4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

Caso a regulamentação ambiental e 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.

***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. Nossas subsidiárias de distribuição e a subsidiária de comercialização, a CPFL Brasil, são partes em processos judiciais que tratam da exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e COFINS pagos por essas entidades. Se formos bem-sucedidos em tais processos, esperamos obter um crédito tributário de parte dos valores de PIS e COFINS pagos em excesso, enquanto os valores restantes podem ter que ser devolvidos aos consumidores. Se as autoridades administrativas ou judiciais tiverem um entendimento diferente do nosso sobre o uso do crédito tributário, talvez tenhamos que devolver o valor total dos pagamentos excedentes aos consumidores, o que não dará origem aos benefícios que esperamos. Além disso, nossos resultados operacionais e condição financeira podem ser afetados negativamente se determinados incentivos fiscais não forem mantidos ou renovados. Talvez não consigamos cobrar impostos e taxas aplicáveis ou cumprir com as leis tributárias, o que poderá resultar em mais multas e apuração de tributos.

### **i. aos países estrangeiros onde o emissor atue;**

Não aplicável, tendo em vista que nós e nossas controladas somente atuamos em território brasileiro.

### **j. a questões socioambientais;**

***Nossos resultados operacionais dependem das condições hidrológicas existentes. As condições hidrológicas desfavoráveis podem afetar os nossos resultados operacionais.***

Dependemos das condições hidrológicas prevalentes no Brasil. Em 2021, de acordo com os dados da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE"), 62,8% (71,7% em 2020) da energia elétrica no Brasil foi fornecida por usinas hidroelétricas.

O Brasil está sujeito a condições hidrológicas de grande variabilidade, em geral decorrentes de desvios em média do índice pluviométrico. 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 Mecanismo de Realocação de Energia ("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 risco GSF, que resulta na exposição do gerador hidrelétrico ao PLD no MCP. Cabe ressaltar que, do ponto de vista tarifário, o segmento de distribuição também é afetado nessas circunstâncias devido a seus contratos com usinas cotistas. 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.

No segmento de distribuição, poderá haver custos extraordinários na aquisição de energia quando o CMSE determina ao ONS o despacho de usinas termoeletricas fora da ordem de mérito, como, por exemplo, Encargo de Serviço do Sistema ("ESS"), relacionados à segurança energética. Esses custos adicionais poderão ser repassados pelas distribuidoras aos consumidores por meio de reajuste ou revisão tarifária periódicas, nos termos da legislação aplicável. Contudo, haverá uma incompatibilidade de fluxo de caixa no período intermediário, uma vez que as distribuidoras terão que arcar com estes custos imediatamente, enquanto as tarifas somente serão reajustadas anualmente.

## 4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

Em janeiro de 2015, o setor elétrico começou a implementar um mecanismo de “bandeiras tarifárias” mensais, em que as faturas dos consumidores podem estar sujeitas a acréscimos tarifários mensais, quando os custos de fornecimento atingirem certos níveis, permitindo que os consumidores adaptem seu consumo aos custos de energia. As receitas cobradas sob o sistema das bandeiras tarifárias são reembolsadas às companhias distribuidoras com base no seu custo de energia relativo ao período. Devido às condições hidrológicas desfavoráveis observadas de 2013 a 2015, bandeiras tarifárias vermelhas foram aplicadas durante o ano de 2015, desde a introdução deste sistema, em janeiro de 2015. Em 2016, devido a uma melhora nas condições hidrológicas, bandeiras tarifárias verdes foram aplicadas na maioria dos meses do ano, porém o ano de 2017 foi marcado principalmente por bandeiras tarifárias amarela e vermelha. Em novembro de 2017, a ANEEL realizou uma audiência pública para revisar a metodologia das bandeiras tarifárias. De acordo com a nova metodologia, as bandeiras tarifárias vermelhas foram aplicadas em novembro e dezembro de 2017. Em 2018, as bandeiras verdes foram aplicadas de janeiro a abril e novamente em dezembro. As amarelas foram adotadas em maio e novembro, e as vermelhas foram aplicadas de junho a outubro. Em abril de 2018, a metodologia para calcular as tarifas adicionais ocasionadas pelas bandeiras foi revisada de modo a considerar a falta de geração de energia hidroelétrica (fator GSF). De junho a outubro de 2018, a bandeira de tarifas chegou ao seu nível mais alto, cobrando um adicional de R\$50 por MWh consumido devido às condições hidrológicas desfavoráveis e aos altos preços de mercado.

Em maio de 2019, por meio da Resolução Homologatória da ANEEL nº 2.551, a ANEEL revisou a metodologia utilizada para calcular tarifas adicionais decorrentes de aplicações de bandeira tarifária para considerar a previsão de geração hidráulica total do MRE, conforme definido pelo Programa Mensal Operacional (PMO), ajustado pelos fatores de redução da CCEE pelo volume médio de garantia física projetado para as bandeiras tarifárias e aplicado à média mensal do PLD para o nível da bandeira tarifária, determinado pela CCEE após o acionamento das faixas de preço. Os valores tarifários válidos de junho de 2019 a novembro de 2019 foram de R\$15 por MWh nas bandeiras tarifárias amarelas, R\$40 por MWh nas bandeiras tarifárias vermelhas de estágio 1 e R\$60 por MWh nas bandeiras tarifárias vermelhas de estágio 2. Em outubro de 2019, a ANEEL abriu a consulta pública nº 27 para revisar os valores das bandeiras tarifárias, removendo, a partir de novembro de 2019, o sistema de arredondamento aplicado aos valores até então. A partir de novembro de 2019, os valores atuais da bandeira tarifária serão: R\$13,43 por MWh nas bandeiras tarifárias amarelas, R\$41,69 por MWh nas bandeiras tarifárias vermelhas de estágio 1 e R\$62,43 por MWh nas bandeiras tarifárias vermelhas de estágio 2. Em 2020, os valores de adicionais de bandeiras foram mantidos no mesmo nível de 2019.

Em junho de 2021, foram revisados os valores de adicionais das bandeiras tarifárias, na mesma metodologia utilizada até então. Os valores aprovados para aplicação a partir de julho de 2021 foram de R\$18,74 por MWh nas bandeiras tarifárias amarelas, R\$39,71 por MWh nas bandeiras tarifárias vermelhas de estágio 1 e R\$94,92 por MWh nas bandeiras tarifárias vermelhas de estágio 2.

No final de agosto de 2021, foi criado um patamar extraordinário de bandeira tarifária Bandeira Escassez Hídrica, por determinação da Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (“CREG”) para custear com recursos da bandeira tarifária os custos excepcionais do acionamento de usinas térmicas e da importação de energia. O valor de adicional da bandeira Escassez Hídrica foi definido de R\$14,20 a cada 100 quilowatt-hora consumidos. Essa cobrança valerá para todos os consumidores do Sistema Interligado Nacional de setembro de 2021 a abril de 2022, com exceção dos beneficiários da tarifa social.

Ao longo do ano de 2021, as bandeiras tarifárias amarelas foram aplicadas de janeiro a abril, as bandeiras tarifárias vermelhas de estágio 1 foram aplicadas no mês de maio, as bandeiras tarifárias vermelhas de estágio 2 foram aplicadas de junho a agosto, e a Bandeira Escassez Hídrica foi aplicada de setembro a dezembro. Este mecanismo pode ser insuficiente para cobrir os custos de fornecimento de energia termoeletrica e a exposição no mercado *spot* devido às condições hidrológicas desfavoráveis (fator GSF), e as distribuidoras ainda enfrentem o risco de descasamentos no fluxo de caixa no curto prazo.

Se as condições hidrológicas não forem satisfatórias ou o sistema de bandeiras tarifárias for alterado, nossas operações e resultados financeiros poderão ser afetados de maneira adversa, bem como nossa capacidade de cumprir com as obrigações contratuais.

## 4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - 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, conseqüentemente, 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, que ocorre de dezembro a abril, quanto durante o período seco, que ocorre de maio a novembro, 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 15,0% a 25,0% 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.

No ano 2021 o Brasil registrou o menor índice de volumes pluviométricos dos últimos 90 anos. Tal situação levou o governo federal a instituir medidas de enfrentamento e minimização dos impactos. Em 28 de junho de 2021, por meio da Medida Provisória ("MP") nº 1.055, a CREG foi criada como forma de atuar no enfrentamento da crise hidroenergética, do ano de 2021. Em 31 de agosto de 2021, a CREG emitiu as Resoluções nº 2/2021 e nº 3/2021, instituindo o Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica e determinando à ANEEL a implementação de patamar específico de Bandeira Tarifária, denominado Bandeira Escassez Hídrica, no valor de R\$ 142,00/MWh. Em 13 de dezembro de 2021, a Medida Provisória nº 1.078 dispôs sobre medidas destinadas ao enfrentamento dos impactos financeiros no setor elétrico decorrentes da situação de escassez hídrica, autorizando-se a contratação de operação financeira para fazer face aos impactos financeiros decorrentes da implementação de medidas de enfrentamento da crise hidroenergética e dos diferimentos aplicados nos processos tarifários anteriores à liberação dos recursos da operação financeira. Em 13 de janeiro de 2022, o Decreto nº 10.939 regulamentou a MP nº 1.078/2021, sobre medidas destinadas ao enfrentamento dos impactos financeiros no setor elétrico decorrentes da situação de escassez hídrica. E, por meio do Ofício nº 13/2022 – DR/ANEEL1, de 01 de fevereiro de 2022, foi solicitado à CCEE, gestora da Conta Covid, avaliação do atendimento das condições pactuadas nas operações financeiras anteriores contratadas pela CCEE com recursos da CDE, tendo em vista a criação da Conta Escassez Hídrica autorizada pelo Decreto nº 10.939/2022.

***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.***

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

## 4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

resultar em danos econômicos, sociais, regulatórios, ambientais e potencial perda de vidas humanas 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.

***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.***

A não observância das leis e regulamentos ambientais pode resultar na obrigação de reparar danos ambientais, na imposição de sanções de natureza penal e administrativa, bem como na obrigação de responder por prejuízos causados a terceiros, incluindo eventuais comunidades localizadas no entorno dessas áreas, o que resultará em aumento de despesas, investimentos inesperados e risco à reputação da Companhia.

Considerando que a legislação ambiental e sua aplicação pelas autoridades brasileiras podem vir a se tornar mais severas, podemos incorrer em despesas adicionais relevantes relacionadas ao compliance ambiental. Ademais, as demoras ou indeferimentos, por parte dos órgãos ambientais licenciadores, na emissão ou renovação de licenças poderão afetar os nossos resultados operacionais de forma negativa.

Ainda, nossas atividades podem causar significativos impactos e danos ao meio ambiente. 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

#### 4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

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.

***Podemos não ser bem sucedidos na aplicação e execução dos compromissos divulgados referentes a nossos compromissos ESG, o que pode ter efeito adverso em nossos negócios e resultados.***

O mercado tem se mostrado cada vez mais preocupado com a forma como a empresa avalia os riscos ESG e os gerencia para proteger e liberar oportunidades de geração de valor. Diante deste cenário, realizamos o mapeamento dos principais temas relacionados a adaptação dos impactos das mudanças climáticas, práticas de gestão ambiental e dever de cuidado, condições de trabalho e segurança, respeito pelos direitos humanos, práticas antissuborno e corrupção e conformidade com as leis e regulamentos relevantes. No desdobramento desse mapeamento, foram estabelecidos compromissos para o atingimento do patamar desejado na gestão da ESG.

Além dos compromissos que assumimos, houve um aumento nas regras e regulamentos ESG aplicáveis ao nosso negócio e esperamos que essa tendência continue. 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 nós. Qualquer um desses desenvolvimentos pode ter um efeito adverso relevante sobre nossos negócios, condição financeira e resultados operacionais.

## 4. Fatores de risco / 4.2 - Descrição - Riscos de Mercado

### 4.2 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.

Além dos riscos indicados no item 4.1 deste Formulário de Referência, informamos que, conforme descrito em nossas demonstrações financeiras, estamos sujeitos aos riscos de mercado abaixo descritos.

#### **Risco de Taxa de Câmbio**

O risco de taxa de câmbio decorre da possibilidade da Companhia e suas subsidiárias virem a incorrer em perdas e em restrições de caixa por conta de flutuações nas taxas de câmbio, aumentando os saldos de passivo denominados em moeda estrangeira ou reduzindo parcela da receita decorrente da correção anual de parte da tarifa baseada na variação do dólar dos contratos de venda de energia. A quantificação desses riscos está apresentada na análise de sensibilidade abaixo.

Adicionalmente, as subsidiárias da Companhia estão expostas em suas atividades operacionais à variação cambial na compra de energia elétrica de Itaipu. O mecanismo de compensação (CVA) protege as controladas de distribuição de eventuais perdas econômicas.

#### **Análise de sensibilidade**

Considerando que a manutenção da exposição cambial líquida existente em 31 de dezembro de 2021 fosse mantida, a simulação dos efeitos consolidados por tipo de instrumento financeiro, para três cenários distintos seria:

Instrumentos	Exposição (a)	Risco	Consolidado		
			Depreciação cambial (b)	Receita (despesa)	
				Depreciação cambial de 25%(c)	Depreciação cambial de 50%(c)
Instrumentos financeiros passivos	(5.404.376)		(568.668)	(2.061.929)	(3.555.189)
Derivativos - swap plain vanilla/NDF	5.299.099		557.590	2.021.762	3.485.934
	<b>(105.277)</b>	alta dólar	<b>(11.078)</b>	<b>(40.167)</b>	<b>(69.255)</b>
Instrumentos financeiros passivos	(2.363.608)		(273.798)	385.553	1.044.905
Derivativos - swap plain vanilla	2.398.268		277.813	(391.207)	(1.060.227)
	<b>34.660</b>	baixa euro	<b>4.015</b>	<b>(5.654)</b>	<b>(15.322)</b>
<b>Total</b>	<b>(70.617)</b>		<b>(7.063)</b>	<b>(45.821)</b>	<b>(84.577)</b>
Efeitos no resultado abrangente acumulado			1.026	3.111	5.197
Efeitos no resultado do exercício			(8.089)	(48.932)	(89.774)
Instrumentos	Exposição (US\$ mil)	Risco	Despesa no resultado		
			Depreciação cambial (d)	Depreciação cambial de 25% (d)	Depreciação cambial de 50% (d)
Termo de Mercadoria (alumínio)	3.002 (d)	baixa alumínio (US\$/ton)	-	(2.706)	(3.443)
NDF Dólar	4.326 (d)	baixa dólar	-	(6.030)	(12.060)

(a) A taxa de cambio considerada em 31.12.2021 foi de R\$ 5,58 para o dólar e R\$ 6,33 para o euro.  
(b) Conforme curvas de câmbio obtidas em informações disponibilizadas pela B3 S.A., sendo a taxa de cambio considerada de R\$ 6,17 e R\$ 7,06 e a depreciação cambial de 10,52% e 11,58%, do dólar e do euro respectivamente em 31.12.2021.  
(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.  
(d) Devido às características destes derivativos o notional está apresentado em dólar norte-americano, e a taxa base de desvalorização considerando o vencimento de cada contrato.

Em função da exposição cambial líquida do Dólar ser um passivo, o risco é alta do Dólar, portanto o câmbio é depreciado em 25% e 50% em relação ao câmbio provável. Para o Euro e demais instrumentos, por serem um ativo, o risco é baixa do Dólar e do Euro, portanto, o câmbio é apreciado em 25% e 50% em relação ao câmbio provável.

#### **Risco de Taxa de Juros e de Indexadores de Inflação**

## 4. Fatores de risco / 4.2 - Descrição - Riscos de Mercado

O risco de taxa de juros e de indexadores de inflação é oriundo da possibilidade de o Grupo vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros e nos indexadores de inflação que aumentem as despesas financeiras relativas a ativos e passivos financeiros setoriais, empréstimos, financiamentos e debêntures. A quantificação desse risco está apresentada na análise de sensibilidade abaixo.

### Análise de sensibilidade

Supondo que o cenário de exposição líquida dos instrumentos financeiros indexados a taxas de juros variáveis em 31 de dezembro de 2021 fosse mantido, a despesa financeira líquida para os próximos 12 meses para cada um dos três cenários definidos seria:

Instrumentos	Exposição	Risco	Taxa no período	Taxa cenário provável (a)	Consolidado		
					Receita (despesa)		
					Cenário provável	Elevação/Redução de índice em 25% (b)	Elevação/Redução de índice em 50% (b)
Instrumentos financeiros ativos	1.822.257				222.133	277.666	333.200
Instrumentos financeiros passivos	(6.221.078)				(758.349)	(947.937)	(1.137.524)
Derivativos - swap plain vanilla	(8.074.337)				(984.262)	(1.230.327)	(1.476.393)
	<b>(12.473.158)</b>	alta CDI	4,40%	12,19%	<b>(1.520.478)</b>	<b>(1.900.598)</b>	<b>(2.280.717)</b>
Instrumentos financeiros passivos	(186.535)				(12.367)	(15.459)	(18.551)
	<b>(186.535)</b>	alta IGP-M	17,79%	6,63%	<b>(12.367)</b>	<b>(15.459)</b>	<b>(18.551)</b>
Instrumentos financeiros passivos	(455.448)				(27.691)	(34.614)	(41.537)
	<b>(455.449)</b>	alta TJLP	4,80%	6,08%	<b>(27.691)</b>	<b>(34.614)</b>	<b>(41.537)</b>
Instrumentos financeiros passivos	(7.498.282)				(404.907)	(303.680)	(202.454)
Derivativos - swap plain vanilla	1.512.837				81.693	61.270	40.847
Instrumentos financeiros ativos	13.393.375				723.242	542.432	361.621
	<b>7.407.930</b>	baixa IPCA	10,06%	5,40%	<b>400.028</b>	<b>300.022</b>	<b>200.014</b>
Ativos e passivos financeiros setoriais	3.190.475				388.919	291.689	194.459
	<b>3.190.475</b>	baixa SELIC	4,40%	12,19%	<b>388.919</b>	<b>291.689</b>	<b>194.459</b>
<b>Total</b>	<b>(2.516.737)</b>				<b>(771.589)</b>	<b>(1.358.960)</b>	<b>(1.946.332)</b>
<b>Efeitos no resultado abrangente acumulado</b>					213	(263)	(740)
<b>Efeitos no resultado do exercício</b>					<b>(771.802)</b>	<b>(1.358.697)</b>	<b>(1.945.592)</b>

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

(b) Conforme requerimento da Instrução CVM n° 475/2008, os percentuais de elevação foram aplicados sobre os índices no cenário provável.

### **Risco de Crédito**

O risco de crédito surge da possibilidade de as controladas virem a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes. É o risco de a Companhia e suas subsidiárias incorrerem em perdas financeiras caso um cliente ou uma contraparte em um instrumento financeiro falhe em cumprir com suas obrigações contratuais. Esse risco é principalmente proveniente das contas a receber de consumidores, concessionárias e permissionárias e de instrumentos financeiros.

O risco de crédito que gera a Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa ("PCLD") representou um impacto no exercício de 2021 em 1% (R\$ 332 milhões) da Receita Operacional Líquida Consolidada.

Caso a inadimplência dos clientes da Companhia aumente, nossas operações e seus resultados financeiros podem ser adversamente afetados, assim como nossa capacidade de adimplir com nossas obrigações contratuais.

### **Risco de Sub/Sobrecontratação das Distribuidoras**

O risco de sub/sobrecontratação das distribuidoras é o risco inerente ao negócio de distribuição de energia no mercado brasileiro ao qual as distribuidoras do Grupo CPFL e todas as distribuidoras do mercado estão expostas.

As distribuidoras podem ficar impossibilitadas de repassar integralmente os custos de suas compras de energia elétrica em duas situações: (i) quando o volume de energia contratada for superior a 105% da energia demandada pelos consumidores (acrescido de eventuais montantes de sobras involuntárias homologados pela ANEEL); e (ii) quando o nível de contratos for inferior a 100% desta energia demandada (acrescido de eventuais montantes de exposições involuntárias homologados pela ANEEL). No primeiro caso a energia contratada acima dos 105% é vendida na CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) e não é repassada aos consumidores, ou seja, em cenários de PLD (Preço de Liquidação das Diferenças) inferior ao preço de compra desses contratos, há uma perda para a concessão. No segundo caso, além de as distribuidoras serem obrigadas a adquirir energia ao valor do

## 4. Fatores de risco / 4.2 - Descrição - Riscos de Mercado

PLD na CCEE e não possuem garantias de repasse integral na tarifa dos consumidores, há uma penalidade por insuficiência de lastro contratual.

### ***Risco de Mercado das Comercializadoras***

O risco de mercado das comercializadoras decorre da possibilidade das comercializadoras incorrerem em perdas financeiras por conta de variações nos preços que irão valorar as posições de sobras e/ou déficits de energia de seu portfólio no mercado livre, que são marcadas ao preço de mercado da energia.

### ***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.

Em 2021 foram observadas chuvas abaixo do normal, principalmente no segundo semestre, levando a uma redução dos níveis de armazenamento nos reservatórios, o risco quanto à escassez de energia hídrica das geradoras representou um impacto negativo de R\$ 396 milhões (R\$ 159 milhões das Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e R\$ 237 milhões nas demais geradoras), sendo este o impacto nas demonstrações consolidadas da Companhia.

### ***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. Essas cláusulas restritivas podem vir a limitar a capacidade da Companhia de condução do curso normal das suas operações caso não sejam atendidas nas periodicidades exigidas contratualmente ou se não obtida a anuência prévia dos credores para o não atendimento.

Caso um descumprimento venha a ocorrer, poderá ocorrer aceleração das dívidas da Companhia, podendo causar um impacto adverso negativo em seus negócios e resultados operacionais, assim como sua capacidade de adimplir com suas obrigações contratuais.

### ***Risco Regulatório***

As tarifas de fornecimento de energia elétrica cobradas pelas controladas de distribuição dos consumidores cativos são fixadas pela ANEEL, de acordo com a periodicidade prevista nos contratos de concessão celebrados com o Governo Federal e em conformidade com a metodologia de revisão tarifária periódica estabelecida para o ciclo tarifário.

Uma vez homologada essa metodologia, a ANEEL determina as tarifas a serem cobradas pelas distribuidoras dos consumidores finais. As tarifas assim fixadas, conforme disposto na Lei nº 8.987/1995, devem assegurar o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão no momento da revisão tarifária, mas podem gerar reajustes menores em relação ao esperado pelas controladas de distribuição.

**4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes**

**4.3 Descrever os processos judiciais, administrativos ou arbitrais em que o emissor ou suas controladas sejam parte, discriminando entre trabalhistas, tributários, cíveis 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 2021. 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 em que a imagem da Companhia ou de suas controladas possa ser afetada de maneira adversa.

Estão descritos a seguir os detalhes dos processos em que a Companhia ou suas controladas são parte, que não estão sob sigilo e que são considerados relevantes para os negócios da Companhia em 31 de dezembro de 2021.

**PROCESSOS FISCAIS****Plano de pensão – CPFL Paulista**

A CPFL Paulista tem como um dos principais temas as discussões sobre a dedutibilidade para imposto de renda das despesas reconhecidas em 1997 referente à novação de dívida relativa ao plano de pensão dos funcionários da controlada CPFL Paulista perante a Vivest (antiga Fundação Cesp) no montante estimado em R\$ 1,517 bilhões, havendo depósitos judiciais no valor de R\$ 23,7 milhões e garantias financeiras (seguros e fianças bancárias), nos termos exigidos pela legislação processual. Adicionalmente, discute-se juros que incidiram sobre depósito judicial levantado pela Companhia no montante de R\$ 262,5 milhões e que se encontram depositados em juízo. Em 23 de maio, 06 de junho e 17 de setembro de 2019, o recurso especial do principal processo foi julgado perante a Segunda Turma de Direito Público do Superior Tribunal de Justiça (STJ) de maneira desfavorável para a Companhia, cuja decisão foi publicada em seu integral teor em 26 de junho de 2020, sobre a qual foram opostos embargos de declaração em 04 de agosto de 2020, que aguardam julgamento. Adicionalmente, a Companhia possui um recurso extraordinário em tramitação no Supremo Tribunal Federal (STF). Em 3 de agosto de 2021, foi proferida decisão monocrática, por um dos Ministros da Segunda Turma, negando provimento ao agravo e não admitindo o recurso extraordinário com base em aspectos formais e processuais, sem avaliação do mérito do caso. Referida decisão foi objeto de recurso para o colegiado da Segunda Turma, quando todos os demais Ministros terão a oportunidade de avaliar o recurso. Consequentemente, com base no atual estágio de tramitação do processo, tanto no STJ quanto no STF e com base na opinião de seus assessores legais, a Companhia permanece confiante nos fundamentos jurídicos apresentados e continuará os defendendo perante o Poder Judiciário, mantendo o prognóstico de risco de perda dos processos como não provável, bem como continuará tentando evitar possíveis saídas de caixa caso venha a ser requerida a substituir as garantias financeiras existentes por depósito em dinheiro, sendo que os principais estão destacados abaixo:

*(Valores em R\$ mil)*

<b>Execução Fiscal nº 0014813-89.2004.4.03.6105 (2004.61.05.014813-3) – IRPJ</b>	
a) Juízo	3ª Vara Federal de Campinas
b) Instância	3ª Instância (judicial)
c) Data de instauração	19/11/2004
d) Partes no processo	Autor: Fazenda Nacional Réu: CPFL Paulista de Força e Luz
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 809.123
f) Principais fatos	Ação de natureza fiscal ajuizada pela Fazenda Nacional objetivando contestar a dedutibilidade de despesas

#### 4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

	<p>reconhecidas em 1997, relacionadas a um déficit do fundo de pensão da Vivest, logo após o ajuizamento de Mandado de Segurança pela Companhia para discussão do tema (0005656-29.2003.4.03.6105). Com base em uma opinião favorável recebida da Receita Federal, a Companhia deduziu tais despesas para fins da apuração de valores devidos a título de imposto de renda. Ocorre que a Receita Federal, por intermédio da Delegacia de Campinas, modificou o entendimento anteriormente emitido pelo Secretário de Receita Federal, não reconhecendo a novação e, conseqüentemente negando a sua dedutibilidade. Houve a fiscalização e lavratura de vários Autos de Infração contra a dedutibilidade tomada pela CPFL. No processo de execução em questão, realizamos depósito judicial no valor de R\$ 360 milhões em 2007 (R\$ 667 milhões atualizados para 31 de dezembro de 2015) para garantia do débito, o qual permitiu à Companhia prosseguir com os embargos à execução. Em janeiro de 2016, a Companhia obteve decisão judicial que autorizou a substituição do depósito judicial por garantia financeira (seguro garantia), permitindo a realização do levantamento (saque) do valor integralmente depositado. Posteriormente, a Companhia veio a depositar em dinheiro os juros relacionados ao depósito inicial (R\$ 248 em 31/12/2019). Durante o trâmite do processo foi proferida sentença determinando a manutenção do débito, contra a qual a Companhia interpôs apelação. O referido recurso teve seu provimento negado, em 12/01/2015. A CPFL Paulista ingressou com os recursos especial e extraordinário, sendo o primeiro admitido e encaminhado ao Superior Tribunal de Justiça (STJ), para julgamento e o segundo inadmitido, no qual houve interposição de agravo, ainda sem julgamento perante o Supremo Tribunal Federal (STF). No dia 17/09/2019, o recurso especial dos Embargos à Execução da referida Execução Fiscal, em conjunto com o Recurso Especial do Mandado de Segurança n.º 0005656-29.2003.4.03.6105, foram julgados perante a Segunda Turma de Direito Público do STJ de maneira desfavorável para a Companhia, mantendo-se a exigibilidade da autuação fiscal.</p> <p>Após publicação do acórdão foram opostos embargos de declaração em 04/08/2020, os quais aguardam julgamento. A União requereu a execução antecipada da garantia para que a Companhia depositasse o valor discutido, o que foi deferido pelo TRF3, todavia em 06/08/2020 obtivemos suspensão dessa ordem diretamente no STJ. Não foi interposto recurso em face de tal decisão.</p>
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada CPFL Paulista no valor de R\$ 809.123, que representa 2,1% da Receita Líquida consolidada da Companhia.

(Valores em R\$ mil)

<b>Execução Fiscal nº 0014812-07.2004.4.03.6105 (2004.61.05.014812-1) – CSLL</b>	
a) Juízo	3ª Vara Federal de Campinas
b) Instância	2ª Instância (judicial)
c) Data de instauração	19/11/2004
d) Partes no processo	Autor: Fazenda Nacional

#### 4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

	Réu: CPFL Paulista de Força e Luz
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 213.961
f) Principais fatos	<p>Ação de natureza fiscal ajuizada pela Fazenda Nacional objetivando contestar a dedutibilidade de despesas reconhecidas em 1997, relacionadas a um déficit do fundo de pensão da Vivest. Com base em uma opinião favorável recebida da Receita Federal, a controlada CPFL Paulista deduziu tais despesas para fins da apuração de valores devidos a título de imposto de renda. Para garantia desse processo, a controlada apresentou seguro garantia. Foi proferida sentença determinando a manutenção do débito. Posteriormente, a controlada CPFL Paulista interpôs Apelação. O Recurso foi parcialmente provido, apenas para determinar o sobrestamento dos presentes embargos até o julgamento definitivo do mandado de segurança nº 0005656-29.2003.4.03.6105 A Fazenda apresentou embargos infringentes, o qual foi julgado prejudicado para determinar o retorno dos autos à 6ª Turma do TRF, a fim de que seja colhido o voto do terceiro Desembargador, referente à suspensão dos embargos à execução. Em 06/02/2020 foi expedida certidão de digitalização dos autos e remessa para processamento na subsecretaria dos feitos da vice-presidência. Em 07/06/2021 houve redistribuição dos autos, os quais foram certificados como "petição cível". Em 05/11/2021 houve expedição de certidão com alteração da classe processual como "apelação cível" e redistribuição por dependência ao Des. Paulo Domingues. Os autos foram conclusos para julgamento.</p>
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada CPFL Paulista no valor de R\$ 213.961, que representa 0,5% da Receita Líquida consolidada da Companhia, sem maiores impactos nas operações do grupo.

(Valores em R\$ mil)

<b>Execução Fiscal nº 0000330-78.2009.4.03.6105 (2009.61.05.000330-0) – IRPJ, CSLL</b>	
a) Juízo	3ª Vara Federal de Campinas
b) Instância	2ª Instância (judicial)
c) Data de instauração	08/01/2009
d) Partes no processo	Autor: Fazenda Nacional Réu: CPFL Paulista de Força e Luz
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 105.892
f) Principais fatos	<p>Ação de natureza fiscal ajuizada pela Fazenda Nacional objetivando contestar a dedutibilidade de despesas reconhecidas em 1997, relacionadas a um déficit do fundo de pensão da Vivest. Com base em uma opinião favorável recebida da Receita Federal, a controlada CPFL Paulista deduziu tais despesas para fins da apuração de valores devidos a título de imposto de renda. Para garantia desse processo, a controlada obteve fianças bancárias e ingressou com embargos à execução. O embargo foi julgado improcedente. Assim, a CPFL Paulista apresentou recurso de apelação, o qual, teve seu provimento negado. Foi interposto Recurso Especial, o qual aguarda julgamento. Em 06/10/2021, foi proferida decisão inadmitindo o Recurso</p>

**4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes**

	Especial, desta forma, em 29.10.2021 juntamos agravo em Recurso Especial, o qual estamos aguardando julgamento.
G) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada CPFL Paulista no valor de R\$ 105.892, que representa 0,3% da Receita Líquida consolidada da Companhia, sem maiores impactos nas operações do grupo.

*(Valores em R\$ mil)*

<b>Execução Fiscal nº 0004593-90.2008.4.03.6105 (2008.61.05.004593-3) – IRPJ, CSLL, PIS e COFINS</b>	
a) Juízo	5ª Vara Federal de Campinas
b) Instância	3ª Instância (judicial)
c) Data de instauração	05/05/2008
d) Partes no processo	Autor: Fazenda Nacional Réu: CPFL Paulista
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 76.262
f) Principais fatos	Ação de natureza fiscal ajuizada pela Fazenda Nacional objetivando contestar a dedutibilidade de despesas reconhecidas em 1997, relacionadas a um déficit do fundo de pensão da Vivest. Com base em uma opinião favorável recebida da Receita Federal, a controlada CPFL Paulista deduziu tais despesas para fins da apuração de valores devidos a título de imposto de renda. Para garantia desse processo, a controlada obteve fiança bancária, contudo em 2011, foi necessário ser substituída por depósito no valor de R\$ 54 milhões, evitando o risco de ter qualquer ativo penhorado pelas autoridades fiscais. Em janeiro de 2016, a controlada obteve decisão judicial que autorizou a substituição do depósito judicial por garantia financeira (carta de fiança), permitindo o levantamento do respectivo valor depositado em favor da controlada em 2016. Foi proferida sentença determinando a manutenção do débito. Posteriormente, a controlada CPFL Paulista interpôs Apelação, o qual foi julgado improcedente. Assim, a CPFL Paulista ingressou com os recursos especial e extraordinário, os quais aguardam julgamento. Apresentado Agravo de Despacho Denegatório de RE e REsp. AREsp distribuído sob o número nº 1300033. Os autos estão conclusos com o relator, Min. Francisco Falcão, desde 15/07/2019. Em 27/08/2020 foi comunicada a decisão de extensão da SLS n. 2759, dando ciência da decisão obtida no STJ afastando o pedido da União de execução antecipada da garantia
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Valor depositado em juízo e registro no resultado contábil da controlada CPFL Paulista no valor de R\$ 76.262, que representa 0,2% de nossa Receita Líquida consolidada, sem maiores impactos nas operações do grupo.

*(Valores em R\$ mil)*

<b>Processo Fiscal nº 0023157-39.2016.4.03.6105 (10830.720420/2007-71) – IRPJ, CSLL, PIS e COFINS</b>	
a) Juízo	5ª Vara Federal de Campinas
b) Instância	2ª Instância (Judicial)

**4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes**

c) Data de instauração	06/12/2016
d) Partes no processo	Autor: Fazenda Nacional Réu: Companhia Paulista de Força e Luz
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 95.389
f) Principais fatos	Ação de natureza fiscal ajuizada pela Receita Federal do Brasil objetivando contestar a dedutibilidade de despesas reconhecidas em 1997, relacionadas a um déficit do fundo de pensão da Vivest. Com base em uma opinião favorável recebida da Receita Federal, a Companhia deduziu tais despesas para fins da apuração de valores devidos a título de imposto de renda. Ocorre que a Receita Federal, por intermédio da Delegacia de Campinas, modificou o entendimento anteriormente emitido pelo Secretário de Receita Federal, não reconhecendo a novação e, conseqüentemente negando a sua dedutibilidade. Houve a fiscalização e lavratura de vários Autos de Infração contra a dedutibilidade tomada pela CPFL. No presente caso, foi ajuizada Execução Fiscal em virtude de suposta compensação de saldo negativo de IRPJ/99 com IRPJ (set. a out/03), CSLL (out/03), COFINS (nov/03), PIS (nov/03). A empresa ingressou com Embargos à Execução. Foi proferida sentença de improcedência dos Embargos. Ingressamos com Recurso de Apelação o qual aguarda julgamento. Em 23.07.2021, foi proferida decisão monocrática dando parcial provimento à apelação apenas para afastar a condenação ao pagamento dos honorários advocatícios. Em 13.08.2021 a CPFL interpôs agravo interno, o qual foi negado provimento em 02.12.2021. Em 15.12.2021 a CPFL opôs embargos de declaração, os quais estamos aguardando julgamento.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil no valor de R\$ 95.389 que representa 0,2% da Receita Líquida da Companhia, sem maiores impactos nas operações da Companhia.

*(Valores em R\$ mil)*

<b>Execução Fiscal nº 0005997-98.2016.4.03.6105 – IRPJ, CSLL, PIS e COFINS.</b>	
a) Juízo	3ª Vara federal de Campinas/SP
b) Instância	2ª Instância (Judicial)
c) Data de instauração	28/03/2016
d) Partes no processo	Autor: Fazenda Nacional Réu: CPFL Paulista
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 188.840
f) Principais fatos	Ação de natureza fiscal ajuizada pela Receita Federal do Brasil objetivando contestar a dedutibilidade de despesas reconhecidas em 1997, relacionadas a um déficit do fundo de pensão da Vivest. Com base em uma opinião favorável recebida da Receita Federal, a Companhia deduziu tais despesas para fins da apuração de valores devidos a título de imposto de renda. Ocorre que a Receita Federal, por intermédio da Delegacia de Campinas, modificou o entendimento anteriormente emitido pelo Secretário de Receita Federal, não reconhecendo a novação e, conseqüentemente negando a sua dedutibilidade. Houve a

#### 4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

	fiscalização e lavratura de vários Autos de Infração contra a dedutibilidade tomada pela CPFL. Após discussão administrativa infrutífera, os autos de infração foram inscritos em dívida ativa e ajuizados. A execução fiscal em tela tem por objeto a cobrança de diversos supostos débitos. A CPFL Paulista apresentou embargos à execução. Foi proferida sentença determinando a manutenção do débito. Posteriormente, a CPFL Paulista recorreu, interpondo apelação, a qual foi julgado de forma desfavorável à Companhia. Interposto agravo interno, ao qual foi negado provimento. Opusemos Embargos de declaração que foram rejeitados com imposição de multa. Em 03/11/2020 interpusemos Recurso Especial. Em 24.09.2021 o Recurso Especial foi inadmitido e a CPFL interpôs, em 18.10.2021, agravo em recurso especial. A União apresentou contraminuta e os autos foram remetidos ao STJ para julgamento.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil no valor de R\$ 188.840, que representa 0,5% da Receita Líquida consolidada da Companhia, sem maiores impactos nas operações da Companhia.

- **Plano de Pensão: CPFL Piratininga**

(Valores em R\$ mil)

<b>Execução Fiscal nº 0014567-73.2016.4.03.6105 (10830.001019/2007-39) – IRPJ/CSLL (Ação Ordinária vinculada nº 0013251-25.2016.4.03.6105).</b>	
a) Juízo	5ª Vara Federal de Campinas/SP
b) Instância	2ª Instância (judicial)
c) Data de instauração	12/08/2016
d) Partes no processo	Autor: Fazenda Nacional Réu: CPFL Piratininga
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 239.596
f) Principais fatos	A controlada CPFL Piratininga recebeu uma autuação fiscal relacionada à dedutibilidade de despesas provenientes dos pagamentos previstos no acordo financeiro firmado para o equacionamento do déficit com o fundo de pensão da Vivest. Foi indeferida a Impugnação apresentada pela empresa. Assim, a CPFL Piratininga ingressou com recurso voluntário, o qual foi indeferido. A Companhia ingressou com recurso especial, o qual foi indeferido. Finalizada a discussão da esfera administrativa, a Companhia ingressou com Ação Ordinária, objetivando o cancelamento do julgamento ocorrido na instância administrativa. Foi proferida sentença de 1ª instância parcialmente procedente para determinar o retorno dos autos à instância administrativa. A União ingressou com recurso de apelação, o qual aguarda julgamento. Paralelamente, a Fazenda ajuizou execução fiscal. Foi determinada a suspensão da execução fiscal, até que a Ação Ordinária apresentada pela CPFL seja julgada. Nesta ação anulatória, a Companhia obteve sentença favorável, porém sem a concessão do pedido de suspensão da exigibilidade do débito nesta execução e sem

#### 4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

	<p>condenação de custas, portanto a Companhia apresentou recurso de Apelação, assim como a Fazenda, mas esta busca a reforma integral da sentença. Atualmente, a Companhia aguarda o julgamento das Apelações e do pedido de tutela reativação da suspensão.</p> <p>Apresentamos petição para requerer o sobrestamento dos autos até o final da ação ordinária nº 0013251-25.2016.403.6105, pedido que foi acolhido pelo juízo. Em 2021, os autos permanecem sobrestados.</p>
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda em esfera judicial, o impacto será de desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada CPFL Piratininga no valor de R\$ 239.596, que representa 0,6% da Receita Líquida consolidada.

- **Processo fiscal IRPJ/CSLL – RGE**

(Valores em R\$ mil)

<b>Execução Fiscal n.º 5012003-49.2012.404.7107 – IRPJ / CSLL</b>	
a) Juízo	5ª Vara Federal de Caxias do Sul
b) Instância	2ª Instância (Judicial)
c) Data de instauração	16/08/2012
d) Partes no processo	Autor: Fazenda Nacional Réu: RGE
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 578.611
f) Principais fatos	<p>A Fazenda Nacional ajuizou ação de natureza fiscal em face da controlada RGE referente a supostos débitos fiscais, relativos a fatos geradores ocorridos no período de 1999 a 2003, decorrentes de: (1) excesso de amortização de ágio; (2) excesso de depreciação de bens submetidos a reavaliação; e (3) valores relacionados a atualização monetária da Conta de Compensação de Variação de itens da Parcela A ("CVA"), que foram excluídos da base de cálculo do IRPJ e da CSLL, anteriormente discutidos no processo administrativo nº 11080.009008/2004-47. A controlada RGE ofereceu seguro garantia, interpondo embargos à execução, tendo sido deferida a realização de perícia contábil, cujo resultado foi favorável à RGE. Foi proferida sentença que julgou parcialmente procedente o feito, exonerando o crédito apenas com relação a temática da depreciação de bens do ativo, sendo mantida as questões referentes a amortização do ágio e a conta CVA. Apresentamos Recurso de Apelação ao TRF4. A União Federal também apresentou Recurso de Apelação, contra o qual apresentamos Contrarrazões. Aguardamos julgamento dos recursos de Apelação. Em 2021, ainda estamos aguardando julgamento da apelação nos autos dos embargos à execução fiscal e a execução fiscal permanece sobrestada.</p>
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda na esfera judicial, ocorreria desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada RGE no valor de R\$ 578.611, que representa 1,5% da Receita Líquida consolidada da Companhia.

#### 4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

(Valores em R\$ mil)

Execução Fiscal nº 5010363-98.2018.4.04.7107 - Ações Ordinárias vinculadas nº 5007595-05.2018.4.04.7107 (IRPJ) e 0059600-10.2016.4.01.3400 (CSLL)	
a) Juízo	5ª Vara Federal de Caxias do Sul
b) Instância	1ª Instância (judicial)
c) Data de instauração	07/08/2015
d) Partes no processo	Autor: Fazenda Nacional Réu: RGE Sul
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 140.841
f) Principais fatos	<p>Execução Fiscal ajuizada para cobrança dos processos administrativos que estavam suspensos por meio da Ação Ordinária 5007595-05.2018.4.04.7107 (nº antigo 0043678-60.2015.4.01.3400), quais sejam nºs 11020.722512/2011-70 e 11080.007273/2009-03, finalizados na esfera administrativa por haver conexão entre esta ação e a Execução Fiscal nº 5012003-49.2012.4.04.7107.</p> <p>Estes processos administrativos visam a cobrança dos valores de IRPJ dos anos de 2004, 2006, 2007, decorrentes da não homologação de compensações realizadas pela Companhia por suposta insuficiência dos prejuízos fiscais apurados.</p> <p>A insuficiência do prejuízo fiscal se dá pela compensação de ofício promovida pela Receita Federal destes créditos com débitos de IRPJ/CSLL objeto de discussão na Execução Fiscal nº 5012003-49.2012.4.04.7107, glosa de despesas de amortização de ágio, de excesso de depreciação de bens submetidos à reavaliação e de atualizações monetárias da conta de CVA.</p> <p>A RGE Sul apresentou exceção de pré-executividade requerendo a extinção da execução por força da existência de causa suspensiva da exigibilidade desses débitos (decisão judicial proferida na ação ordinária 5007595-05.2018.4.04.7107), o que impede o ajuizamento do executivo fiscal. Aguarda-se a análise da exceção de pré-executividade apresentada. Na ação ordinária, há decisão determinando que os débitos permaneçam suspensos até que haja decisão final nos autos da Execução Fiscal nº 5012003-49.2012.4.04.7107, onde discute-se o processo administrativo nº 11080.009008/2004-47, do qual decorrem estes processos administrativos em pauta. Diante disso, a Fazenda Nacional interpôs o Agravo de Instrumento contra a decisão que deferiu a tutela de urgência concedida à Companhia, que apresentou contrarrazões. Atualmente, aguarda-se julgamento. O processo permanece suspenso. Em 2021, a EF permanece sobrestada.</p>
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda em esfera judicial, o impacto será de desembolso de caixa e registro no resultado contábil da Companhia no valor de R\$ 140.841, que representa cerca de 0,4% da Receita Líquida consolidada da Companhia.

**4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes***(Valores em R\$ mil)*

<b>Processo Administrativo Fiscal n.º 11020.721280/2013-02 – IRPJ / CSLL</b>	
a) Juízo	Receita Federal do Brasil
b) Instância	3ª Instância (Administrativa)
c) Data de instauração	09/05/2013
d) Partes no processo	Autor: Receita Federal Réu: RGE SUL
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 314.138
f) Principais fatos	A Delegacia da Receita Federal autuou a RGE pela exclusão supostamente indevida de valores da base de cálculo ajustada do IR e CSLL decorrente das aquisições da RGE pelas Empresas do Grupo CPFL, relativos aos anos-base 2007 a 2011, cumulados com juros de mora e multa agravada, pelo suposto aproveitamento indevido do ágio pago na aquisição de 67% da RGE pela CPFL Paulista, em razão de ausência de razões econômicas ou negociais que acarretaram a transferência de ágio à CPFL Serra, antiga Ipê Energia. Apresentada impugnação ao débito, que restou parcialmente acolhida. O recuso voluntário da CPFL foi integralmente procedente, para anular a autuação. A Fazenda apresentou recurso especial relativo apenas à parte da autuação, o qual foi parcialmente admitido. Em decorrência desta decisão, a Fazenda interpôs Agravo, que foi rejeitado. Após a análise do Recurso Especial interposto pela Fazenda, bem como das Contrarrazões apresentadas pela RGE, foi dado provimento ao Recurso Especial, de modo que os autos retornaram ao colegiado de origem. Em face desta decisão, a RGE apresentou Embargos de Declaração, os quais aguardam julgamento. A parcela da autuação que não foi objeto de recurso da Fazenda já se considera definitivamente anulada. Em 2021 continuamos aguardando julgamento dos embargos de declaração.
g) Chance de perda	Possível, contudo, existe uma parcela que é remota, equivalente a R\$ 131.994 (dez/2021) relativa à tese da Impossibilidade de aplicação da multa qualificada de 150%, bem como da tese da decadência dos créditos tributários relativos ao ano-calendário de 2007 além da tese do erro na apuração das bases de cálculo do IRPJ e CSLL, mantendo-se somente como POSSÍVEL, correspondente a R\$ 182.144 (dez/2021), relativos à tese da amortização do ágio gerado na aquisição da RGE pelo Grupo CPFL.
h) Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda, ocorreria desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada RGE no valor de R\$ 314.138 que representa 0,8% de nossa Receita Líquida consolidada, sem maiores impactos nas operações do grupo.

- **ICMS Subvenção – RGE Sul**

**4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes***(Valores em R\$ mil)*

<b>Processos ns.º 5022100-71.2020.8.21.0010 (42238374) e 5009715-85.2021.8.21.0033 (42238382)</b>	
a) Juízo	Secretaria da Fazenda Estadual do RS
b) Instância	1ª Instância Judicial e 1ª Instância Judicial (antecipatória de garantia)
c) Data de instauração	24 e 26/12/2018
d) Partes no processo	Autor: Fazenda do Estado do Rio Grande do Sul Réu: RGE Sul
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 397.257
(f) Principais fatos	<p>A Fazenda do Estado do Rio Grande do Sul autuou a RGE Sul (e antiga RGE) sob o argumento de que deveria integrar a base de cálculo do ICMS a parte subvencionada de algumas contas de energia elétrica de consumidores que possuem o benefício tarifário, de fevereiro/2013 a agosto/2018. Na autuação, a Fazenda do Estado desconsidera que as parcelas de subvenção recebidas pelas distribuidoras de energia elétrica do Governo Federal são realizadas à título de indenização do valor total cobrado, em razão do desequilíbrio contratual resultante da fixação de descontos para determinadas classes de consumidores, bem como de que o valor das contas não integra o valor subvencionado.</p> <p>Em 1ª Instância, as Impugnações foram julgadas improcedentes, o que motivou a interposição de Recurso Voluntário. Em 2ª Instância, os recursos foram também julgados improcedentes. Peticionamos em ambos os casos, Pedidos de Esclarecimentos, os quais não foram acolhidos. Interpusemos então, Recurso Extraordinário ao TARF e em 3ª instância, os recursos foram julgados parcialmente procedentes, somente para excluir os valores decaídos (jan a nov/2013), mantendo-se a autuação quanto ao mérito. Em relação ao Processo nº 4.223.838-2, após o julgamento, ingressamos com a Ação Antecipatória de Garantia, oferecendo Apólice de Seguro, que foi aceita, agora aguardamos o ajuizamento da Execução Fiscal para discussão do mérito na fase judicial. Em relação ao Processo n. 4.223.837-4, após recebimento do acórdão administrativo, ingressamos com ação Antecipatória de Garantia, oferecendo a Apólice de Seguro, que foi aceita. A Fazenda do Estado do RS ajuizou a Execução Fiscal 5022100-71.2020.8.21.0010, em janeiro/2021, opusemos Embargos à Execução Fiscal. Aguarda-se julgamento.</p>
(g) Chance de perda	Possível
(h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil no valor de R\$ 397.257 que representa 1,0% da Receita Líquida consolidada da Companhia no exercício social findo em 31 de dezembro de 2021, sem maiores impactos nas operações da Companhia.

- **Processo fiscal PIS e COFINS – CPFL Geração**

#### 4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

(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\$ 610.430
f) Principais fatos	A controlada CPFL Geração recebeu auto de infração lavrado para cobrança da diferença dos valores recolhidos a título de PIS e COFINS, do período de abril de 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 2021, a EF permanece sobrestada e continuamos aguardando o julgamento da apelação nos autos dos embargos à execução fiscal.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	O impacto será de desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada CPFL Geração no valor de R\$ 610.430, que representa 1,6% da Receita Líquida consolidada da Companhia.

- **Processo fiscal IRPJ/CSLL – CPFL Geração**

(Valores em R\$ mil)

Execução Fiscal nº 5010652-86.2020.4.03.6105 (16643.720027/2012-39) – IRPJ / CSLL	
a) Juízo	5ª Vara Federal de Campinas
b) Instância	1ª Instância (Judicial)
c) Data de instauração	06/10/2020
d) Partes no processo	Autor: Fazenda Nacional Réu: CPFL Geração
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 368.710

#### 4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

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.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Possibilidade de julgamento em esfera judicial, com o impacto de desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada CPFL Geração no valor de R\$ 368.710, que representa 0,9% de nossa Receita Líquida consolidada.

(Valores em R\$ mil)

<b>Processo Administrativo Fiscal nº 16561.720238/2016-13 - IRPJ/CSLL</b>	
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\$ 607.526
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 2021, permanecemos aguardando julgamento do recurso voluntário.

#### 4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Possibilidade de julgamento em esfera judicial, com o impacto de desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada CPFL Geração no valor de R\$ 607.526, que representa 1,6% de nossa Receita Líquida consolidada.

- INDEDUTIBILIDADE DA CSLL – CPFL Piratininga**

(Valores em R\$ mil)

<b>Mandado de Segurança nº 0002005-38.2002.4.03.6100 – CSLL</b>	
a) Juízo	19ª Vara Federal de São Paulo
b) Instância	1ª Instância (judicial)
c) Data de instauração	30/01/2002
d) Partes no processo	Autor: CPFL Piratininga Réu: Receita Federal do Brasil
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 173.355
f) Principais fatos	<p>Mandado de Segurança com o objetivo de assegurar a CPFL Piratininga o direito à dedução integral do valor da Contribuição Social sobre o Lucro (CSLL) da base de cálculo do Imposto sobre a Renda (IR), referente ao ano-base de 2002 e nos seguintes, afastando, desta forma, o artigo 1º da Lei nº 9.316/96. Para suspensão da exigibilidade do crédito tributário controvertido, a CPFL Piratininga realizou o depósito judicial dos valores relativos aos períodos de 2004 a 2015. O pedido do Mandado de Segurança foi julgado improcedente, com a denegação da ordem, ao fundamento de que o artigo 1º da Lei nº 9.136/96 não padece de inconstitucionalidade. A CPFL Piratininga ingressou com Recurso de Apelação, ao qual foi negado provimento. A CPFL Piratininga apresentou recursos especial e extraordinário, aos quais foi negado seguimento. O processo transitou em julgado e os autos retornaram ao juízo de origem, para cumprimento de sentença.</p> <p>A CPFL Piratininga apresentou ao juízo laudo produzido pelos auditores independentes, em conjunto com manifestação, a fim de demonstrar que a conversão em renda do montante depositado não poderia ser levada a termo com base na integralidade dos depósitos judiciais, tendo em vista que os depósitos relativos aos períodos de 2004 a 2015 foram realizados com base no valor apurado no regime de lucro real com base em estimativa mensal. Conseqüentemente, o montante depositado teria superado o valor do Imposto de Renda efetivamente devido no exercício. A União concordou com nosso pedido de levantamento/conversão, de acordo com os percentuais do saldo do depósito judicial e foi proferido despacho judicial em fevereiro/22 em que o Juiz intima a CEF para que esta informe acerca do cumprimento dos Ofícios.</p>
g) Chance de perda	Provável R\$ 160.956 - Possível: R\$ 12.165 - Remoto R\$ 0,234

#### 4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

h) Análise do impacto em caso de perda	Conversão em renda do depósito judicial no valor de R\$ 173.355 efetuado pela empresa para quitação dos tributos exigidos, que representa 0,4% de nossa Receita Líquida, sem maiores impactos nas operações do grupo.
--	---

#### IRPJ/CSLL – Sul Geradora Participações S/A

(Valores em R\$ mil)

Ação Ordinária nº 0023094-29.2016.4.03.6100 (19515.001221/2004-65) – IRPJ/CSLL	
a) Juízo	9ª Vara Federal de São Paulo/SP
b) Instância	1ª Instância (judicial)
c) Data de instauração	28/10/2016
d) Partes no processo	Autor: Sul Geradora Participações S/A Réu: União Federal
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 159.923
f) Principais fatos	Auto de infração que visa obter valores de IRF sobre o pagamento de juros decorrente de uma operação de pré-pagamento de exportação. O Fisco alega que a empresa utilizou os recursos obtidos na operação para adquirir créditos contra empresas do próprio grupo econômico e não para o financiamento de suas exportações. Apresentamos Impugnação, a qual foi julgada improcedente. Ingressamos com recurso voluntário, sendo tal julgado procedente. A Receita Federal interpôs recurso especial. Referido recurso foi provido, mantendo-se a autuação. Finalizada a discussão na esfera administrativa, a empresa ingressou com ação ordinária visando o cancelamento do débito. Atualmente, aguarda-se sentença. Em 2021, o processo foi determinada perícia nos autos. Em 06.12.2021 apresentamos petição requerendo dilação do prazo por 30 dias para apresentação da documentação requerida pelo sr. perito.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada Sul Geradora no valor de R\$ 159.923, que representa 0,4% da Receita Líquida consolidada da Companhia.

- **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	CPFL Geração x Município de São Miguel do Gostoso
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 153.977

#### 4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

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.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada CPFL Geração no valor de R\$ 153.977, que representa 0,4% de nossa Receita Líquida consolidada.

#### IRFF Jantus - CPFL Renováveis

Auto de Infração (Autos nº 16561-720.073/2016-71)	
a) Juízo	Receita Federal do Brasil
b) Instância	1ª Instância (administrativa)
c) Data de instauração	19/08/2016
d) Partes no processo	Receita Federal do Brasil e CPFL Energias Renováveis
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 356.870
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.
G) Chance de perda	Possível.
h) Análise do impacto em caso de perda	A perda do processo em questão implicará no pagamento dos valores envolvidos. Contudo, há a possibilidade de ajuizamento de ação judicial posteriormente.

**4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes****PROCESSOS CÍVEIS****1) Procon Campinas – CPFL Paulista**

<b>Ação Civil Pública nº 0004689-71.2009.4.03.6105 (61.05.004689-9)</b>	
a) Juízo	8ª Vara Federal de Campinas
b) Instância	2ª Instância
c) Data de instauração	16/04/2009
d) Partes no processo	Autor: PROCON Campinas Réu: CPFL Paulista
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	Indeterminado
f) Principais fatos	Ação civil pública objetivando a suspensão dos efeitos do reajuste tarifário autorizado pela ANEEL à controlada CPFL Paulista para o ano de 2009. Foi deferida, liminarmente, a antecipação dos efeitos da tutela jurisdicional determinando o reajuste apenas com base no índice inflacionário medido pelo IGP-M na ordem de 6,27%. A controlada obteve, perante o TRF, a cassação da determinação. Houve sentença julgando improcedente o pedido, sobre a qual foram opostos embargos para o fim de confirmar a revogação da liminar, permanecendo, então, vigentes os índices homologados pela ANEEL. A CPFL Paulista aguarda julgamento da apelação interposta pela parte contrária.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Imensurável, por se tratar de reajuste pretérito na tarifa, sem possibilidade de estimativa de como seria o recálculo da tarifa aplicada pela controlada CPFL Paulista.

**2) ABRADÉE – ANEEL**

<b>Ação Ordinária n.º 0039494-18.2002.4.01.3400 (2002.34.00.039564-0)</b>	
a) Juízo	3ª Vara Federal do Distrito Federal
b) Instância	2ª Instância
c) Data de instauração	12/12/2002
d) Partes no processo	Autor: ABRADÉE Réu: ANEEL
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	Neste momento, não é possível estimar os valores envolvidos no processo.
f) Principais fatos	As controladas CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE, bem como outras empresas brasileiras de distribuição, por meio da ABRADÉE, são autoras de um processo contra a ANEEL questionando a base para a remuneração dos ativos da concessão desde o primeiro ciclo de revisão tarifária. Após manifestação das partes sobre o laudo pericial (que constata o desequilíbrio econômico-financeiro alegado pela ABRADÉE) e apresentação de alegações finais, foi prolatada sentença julgando improcedente os pedidos. Atualmente, os autos se encontram aguardando o julgamento da apelação interposta pela ABRADÉE.
g) Chance de perda	Possível

#### 4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

h) Análise do impacto em caso de perda	Eventual pagamento de custas processuais e honorários de sucumbência arbitrados pelo tribunal, visto tratar-se de processo ativo. Eventuais custos serão rateados entre as associadas da ABRADDEE (representadas na ação).
--	--

#### 3) Estado do Rio Grande do Sul

(Valores em R\$ mil)

Processo nº 3709601-03.2005.8.21.0001	
a) Juízo	7ª Vara da Fazenda
b) Instância	1ª Instância
c) Data de instauração	22/02/2001
d) Partes no processo	Autor: Estado do Rio Grande do Sul Réus: RGE e outros
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 424.637
f) Principais fatos	<p>Ação declaratória de improbidade administrativa ajuizada pelo Estado do RS e CEEE em 22/02/2001 discutindo o processo de reestruturação societária da CEEE para posterior privatização, figurando também como réus o Secretário Estadual de Minas e Energia, o Presidente da CEEE, o Diretor Financeiro da CEEE, o Diretor Administrativo da CCODEE (RGE) e CNNDDEE (RGE Sul) e os contadores que assinaram o laudo de avaliação. A discussão gira acerca de 3 pontos especificamente em relação à RGE e RGE Sul, quais sejam: 1) A avaliação e integralização do capital social dos ativos/passivos transferidos às novas empresas através de rubricas contábeis "conta corrente" (R\$ 26 milhões para a RGE e R\$ 24 milhões para a RGE SUL). 2) O pagamento de créditos das contas correntes através da transferência de imóveis à RGE Sul e RGE. 3) A Repartição das receitas dos clientes nas áreas de concessão das novas empresas criadas a partir de 12/08/1997, sendo que a CEEE afirma prejuízo pois nesse período suportou todos os custos da operação sem ter direito a respectiva receita; Classificação de risco remoto, na medida em que os argumentos apresentados pela RGE na sua manifestação preliminar, bem como na sua Contestação são bastante robustos e contrapõem todas as alegações contidas na Inicial. Todas as demais defesas apresentadas também seguem a mesma linha no sentido de demonstrar que as operações realizadas são perfeitamente legais. Foram apresentados, por alguns dos réus, pareceres contábeis para demonstrar a regularidade dos procedimentos realizados na contabilidade da CEEE e das suas subsidiárias, os quais contrapõem o laudo que fundamenta a Inicial. Todavia, somente uma perícia judicial, imparcial, poderá elucidar as questões levantadas pelos autores e pelos réus, inclusive sobre eventual dolo/culpa dos réus, enriquecimento ilícito e prejuízo ao erário. Portanto, até o presente momento, não há nos autos novos elementos capazes de alterar a</p>

#### 4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

	avaliação anteriormente realizada; Processo em fase de instrução (perícia). Em 19/10/2021, o juiz concedeu prazo para que as partes se manifestem sobre eventual possibilidade de autocomposição. O Estado se posicionou no sentido de ter interesse na composição, desde que haja ressarcimento integral do dano. Foi enviado memorando interno com considerações sobre possíveis desdobramentos da reforma da lei de improbidade administrativa na ação. Foi protocolada petição requerendo dilação de prazo para manifestação sobre autocomposição.
g) Chance de perda	Remota
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil no valor de R\$ 424.637, que representa 1,1% da Receita Líquida da Companhia no exercício social findo em 31 de dezembro de 2021, sem maiores impactos nas operações da Companhia.

#### 4) Despacho nº 288

(Valores em R\$ mil)

Processos 0026448-59.2002.4.01.3400 / 0002231-15.2003.4.01.3400	
<b>(a) Juízo</b>	15ª Vara Federal (Cível) de Brasília
<b>(b) Instância</b>	2ª Instância
<b>(c) Data de instauração</b>	23/08/2002
<b>(d) Partes no processo</b>	Autores: ANEEL e Distribuidoras Réu: RGE Sul Distribuidora de Energia S.A
<b>(e) Valores, bens ou direitos envolvidos</b>	R\$ 372.812
<b>(f) Principais fatos</b>	<p>Em 16 de maio de 2002, a ANEEL publicou o Despacho ANEEL nº 288, que introduziu alterações em certas regras de comercialização do então existente Mercado Atacadista de Energia – MAE. Tais alterações reconheciam a Companhia como devedora no mercado de curto prazo. A Companhia ajuizou ação anulatória em relação a tal Despacho (processo nº 0026448-59.2002.4.01.3400), requerendo que as regras de exposição no MAE fossem mantidas, mantendo-se a sua contabilização e permitindo-se sua liquidação.</p> <p>A última atualização referente ao processo foi em 15 de janeiro de 2016, data em que foi publicada uma nova decisão de segunda instância negando os recursos de embargos de declaração opostos pela Companhia, demais agentes de mercado e ANEEL contra a decisão favorável de mérito à RGE Sul. Ainda no Tribunal Regional Federal da 1ª Região, as partes requeridas apresentaram recurso de embargos infringentes, visando à modificação do mérito da decisão anterior. Os recursos aguardam julgamento. Em relação ao mesmo fato, há também o processo 0002231-15.2003.4.01.3400 que ataca as ilegalidades da forma de liquidação do mercado (Despacho 346).</p>

#### 4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

	Portanto, o objeto desta demanda (ilegalidade do procedimento) está contido no objeto geral do processo 0026448-59.2002.4.01.3400).
<b>(g) Chance de perda</b>	Remoto
<b>(h) Análise do impacto em caso de perda</b>	Em caso de perda, a "AES Brasil" suportará o ônus dos impactos, bem como, em caso de ganho, a "AES Brasil" receberá os montantes decorrentes da liquidação dos montantes suspensos pelo Despacho 288, considerando que as partes estabeleceram que o desfecho dessa ação ficaria excepcionado no instrumento de aquisição da AES Sul.

#### PROCESSOS CÍVEIS - Ambiental

##### 1) Semesa x Alberto Vieira Borges

(Valores em R\$ mil)

Ação Indenizatória nº 0003354-76.2011.8.09.0113	
a) Juízo	2ª Vara Cível de Niquelândia/GO667-7
b) Instância	1ª Instância
c) Data de instauração	21/01/2011
d) Partes no processo	Autores: Alberto Vieira Borges e Espólio de Marcia Torrano Grecco Borges Réus: SEMESA S.A., Eletrobrás Furnas e Grupo VBC Energia S.A.
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 3.000.031
f) Principais fatos	Alegam os Autores que foram desapropriados de parte de uma de suas propriedades em 28/12/1987, para a construção da Usina Hidrelétrica de Serra da Mesa - Goiás, tendo figurado como desapropriante Furnas Centrais Elétricas. A título de indenização receberam o valor de Crz\$ 4.300.000,00, supostamente excluindo-se a madeira proveniente das árvores da área expropriada. Acreditando estarem diante de uma oportunidade de negócios, com a extração da madeira da área a ser inundada, os Autores investiram no setor madeireiro e em outros segmentos, contudo, tiveram suas expectativas frustradas devido a não demarcação de sua propriedade por parte de Furnas, bem como devido ao embate realizado entre a Furnas e os órgãos ambientais, que perdurou por anos e culminou com o alagamento da região sem que pudessem extrair a madeira a que faziam jus. Assim, pleiteiam indenização por danos materiais, morais e lucros cessantes. Processo em fase recursal, haja vista improcedência da ação por prescrição, confirmada no Tribunal. Aguarda-se julgamento de recurso interposto pelo Autor em 3ª instância.
g) Chance de perda	Remota
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro contábil no resultado da Companhia.

**4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes****2) Semesa X Apego***(Valores em R\$ mil)*

<b>Processo Cível nº 0018587-42.2004.4.01.3500 (Ambiental)</b>	
a) Juízo	Tribunal Regional Federal – 1ª Região
b) Instância	2ª Instância
c) Data de instauração	18/10/2004
d) Partes no processo	Associação dos Pescadores Esportivos do Estado de Goiás - APEGO e outros x 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\$ 493.618
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) Chance de perda	Possível (R\$ 42.413) e Remota (R\$ 451.205)
h) Análise do impacto em caso de perda	Adotar medidas mitigadoras dos impactos ambientais e desembolso de caixa e registro no resultado contábil da Companhia.

**3) AÇÃO AMBIENTAL – PARQUE DA SERRA DO MAR**

<b>Ação Civil Pública nº 0001673-23.2015.8.26.0157</b>	
a) Juízo	3ª Vara da Comarca de Cubatão – SP
b) Instância	1ª Instância
c) Data de instauração	09/03/2015
d) Partes no processo	Autor: Ministério Público do Estado de São Paulo Réu: CPFL Piratininga

**4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes**

e) Valores, bens ou direitos envolvidos	Neste momento, não é possível estimar os valores envolvidos no processo.
f) Principais fatos	Ação Civil Pública Ambiental ajuizada pelo Ministério Público do Estado de São Paulo que questiona as supressões de vegetação nas faixas de domínio das 10 Linhas de transmissão situadas no Parque Estadual da Serra do Mar, sob o argumento de que a vegetação suprimida se caracterizaria como sendo do bioma Mata Atlântica e que a supressão de vegetação estaria em desacordo com os padrões e recomendações técnicas consideradas adequadas pelo Autor. Pretende que a CPFL seja obrigada a: (i) não realizar o corte raso para a manutenção das faixas de servidão das linhas de transmissão objeto desta ação; (ii) promover o corte seletivo de vegetação; (iii) obter licença para desmate junto à CETESB e não intervenha em APP, salvo mediante autorização do órgão ambiental; (iv) implantar estrutura para impedimento de pouso de aves, mediante a instalação de "bird flapper" a cada 10m; e (v) providencie a fiscalização permanente das faixas da LTs. Processo em fase instrutória e está em fase de prova pericial.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Adotar medidas mitigadoras dos impactos ambientais supostamente causados.

**4) RODOVIAS DAS COLINAS***(Valores em R\$ mil)*

<b>Processo nº 0000933-68.2013.8.26.0114</b>	
a) Juízo	6ª Vara Cível de Campinas – SP
b) Instância	1ª Instância (judicial) – Liquidação de Sentença
c) Data de Citação	17/01/2013
d) Partes no processo	Rodovia das Colinas S.A. X Companhia Piratininga de Força e Luz
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 229.553
f) Principais fatos	Trata-se de ação de cobrança, proposta em janeiro de 2003, na qual a Autora requer o pagamento dos valores correspondentes a todas as ocupações da faixa de domínio das rodovias sob concessão da Colinas, a qual a CPFL restou vencida no mérito. Em sede de liquidação de sentença, considerando que o valor envolvido nesta ação é inestimável, em maio de 2015, foi deferida a realização de perícia judicial. Em out/2018 o perito juntou o laudo no processo apontando um valor de R\$ 20 milhões. Apresentamos nossa impugnação – Juiz ordenou a manifestação do perito para prestar os esclarecimentos. Em janeiro de 2020, foi apresentado novo laudo pericial com indicação de cálculo na monta de R\$ 135 milhões. Em 12/03/2020 apresentamos nova impugnação ao cálculo com auxílio da assessoria da FGV. Atualmente, aguarda-se o prosseguimento da prova pericial e a manifestação do Perito à impugnação da CPFL.

#### 4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil da Companhia no valor de R\$ 229.553, que representa 0,6% de nossa Receita Líquida, sem maiores impactos nas nossas operações.

#### PROCESSOS TRABALHISTAS

- **Terceirização – RGE**

(Valores em R\$ mil)

Ação civil pública nº 0020876-43.2015.5.04.0024	
a) Juízo	24ª Vara do Trabalho de Porto Alegre
b) Instância	3ª Instância (recursal)
c) Data de instauração	03/07/2015
d) Partes no processo	Autor: Ministério Público do Trabalho Réu: RGE
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 294.372
f) Principais fatos	<p>Ação Civil Pública, proposta pelo Ministério Público do Trabalho, a qual requer a condenação da RGE devido à utilização de terceirização ilícita de mão-de-obra por fazer parte da atividade-fim da empresa. Pede em caráter provisório, a antecipação dos efeitos da tutela para a imediata cessação da intermediação de mão-de-obra para a realização da atividade fim sob pena de multa fixa no valor de R\$ 50 mil por trabalhador utilizado. Em caráter definitivo, requer a confirmação da antecipação dos efeitos da tutela para não utilizar intermediação de mão-de-obra relacionada à atividade fim da reclamada, sob pena de multa de R\$ 50 mil por trabalhador utilizado. Condenação da ré ao pagamento de R\$ 150 milhões a título de dano moral coletivo. Em 18/08/2015 foi indeferido o pedido de antecipação de tutela formulado pelo Ministério Público. Em 01/02/2017 foi publicada sentença que julgou a ação procedente em parte para condenar a RGE a abster-se de utilizar intermediação de mão-de-obra para a realização de sua atividade fim, assim consideradas somente aquelas expressamente indicadas na inicial, sob pena de pagamento de multa de R\$ 50 mil por trabalhador utilizado nessas atividades não contratado diretamente como empregado, a partir de 180 dias após o trânsito em julgado da decisão. Ainda, condenada a empresa a publicar em jornal de circulação nacional, no prazo de 15 dias após o trânsito em julgado desta ação, de extrato da condenação (parte dispositiva do julgado), sob pena de multa de R\$ 5 mil por dia. Em março de 2018, o tribunal proferiu uma decisão nos recursos apresentados por ambas as partes, negando provimento ao Recurso Ordinário da RGE e deu provimento parcial ao Recurso Ordinário do Ministério Público, para condenar a RGE ao pagamento de indenização por dano moral coletivo no montante de R\$ 1 milhão. A RGE opôs Embargos de Declaração contra a decisão, os quais não foram acolhidos pelo tribunal. Por fim, em julho de 2018, a RGE interpôs Recurso de Revista, que foi denegado</p>

#### 4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

	<p>seguimento. Interpusemos Agravo de Instrumento ao Recurso de Revista, o qual aguarda julgamento. Uma nova lei de Reforma Trabalhista promulgada em 11 de novembro de 2017 agora permite as atividades de terceirização que deram origem ao pedido inicial. Em 26/11/2019 foi constituída provisão no valor de R\$ 1 milhão, correspondente à condenação no pagamento de indenização por dano moral, com fundamento em parecer elaborado por escritório externo.</p>
g) Chance de perda	Provável: R\$ 1.250 – Remoto: R\$ 293.122
h) Análise do impacto em caso de perda	Proibição da terceirização – primarização da totalidade da mão-de-obra envolvida na operação, especialmente nas atividades descritas, bem como pagamento de indenização e multa pela terceirização ilegal.

##### **4.3.1 Indicar o valor total provisionado, se houver, dos processos descritos no item 4.3**

Em 31 de dezembro de 2021, o valor total provisionado pela Companhia referente aos processos descritos no item 4.3 classificados como de perda provável era de R\$ R\$ 164.406 mil referentes aos processos fiscal e trabalhista.

#### 4. Fatores de risco / 4.4 - Processos não sigilosos – Adm/Contr/Invest

**4.4 Descrever os processos judiciais, administrativos ou arbitrais, que não estejam sob sigilo, em que o emissor ou suas controladas sejam parte e cujas partes contrárias sejam administradores ou ex-administradores, controladores ou ex-controladores ou investidores do emissor ou de suas controladas, informando:**

Na data da apresentação deste Formulário de Referência, não é de conhecimento da Companhia ou de suas controladas a existência de processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos em que a Companhia ou suas controladas sejam parte e cujas partes contrárias sejam administradores, ex-administradores, controladores, ex-controladores ou investidores da Companhia e de suas controladas.

## 4. Fatores de risco / 4.4 - Processos não sigilosos – Adm/Contr/Invest

### **4.4.1 Indicar o valor total provisionado, se houver, dos processos descritos no item 4.4**

Não aplicável. Conforme indicado no item 4.4, a Companhia e suas controladas não têm conhecimento da existência de processos existentes em tais termos.

#### 4. Fatores de risco / 4.5 - Processos sigilosos relevantes

**4.5 Em relação aos processos sigilosos relevantes em que o emissor ou suas controladas sejam parte e que não tenham sido divulgados nos itens 4.3 e 4.4 acima, analisar o impacto em caso de perda e informar os valores envolvidos.**

A CPFL Brasil, CPFL Bio Pedra, CPFL Bio Buriti, CPFL Bio Ipê e CPFL Renováveis são partes passivas de um procedimento arbitral, de natureza cível, com valor de causa total atualizado de R\$ 263.384, sendo que foi requerida a exclusão da CPFL Brasil do polo passivo, por não ser parte legítima. O prognóstico de perda deste procedimento foi classificado em parte como provável e parte como possível. O impacto financeiro dessa arbitragem foi contingenciado na CPFL Bio Pedra e Bio Buriti. Não há impacto financeiro para a CPFL Brasil, em razão do termo de responsabilidade e de assunção de dívidas assinado pela CPFL Renováveis. O risco de perda para a CPFL Brasil, CPFL Renováveis e CPFL Bio Ipê está classificado como remoto.

**4. Fatores de risco / 4.6 - Processos repetitivos ou conexos**

**4.6 Descrever os processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, baseados em fatos e causas jurídicas semelhantes, que não estejam sob sigilo e que em conjunto sejam relevantes, em que o emissor ou suas controladas sejam parte, discriminando entre trabalhistas, tributários, cíveis e outros, e indicando:**

Encontram-se identificados neste item do Formulário de Referência todos os processos em andamento, nos quais a Companhia e/ou suas controladas figuram como parte, que não estão classificados como sigilosos e que, quando considerados em conjunto, são considerados relevantes para a Companhia, com a posição atualizada até 31 de dezembro de 2021. 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 em que a imagem da Companhia ou de suas controladas possa ser afetada de maneira adversa.

Apresentamos a seguir os detalhes dos processos repetitivos ou conexos em que somos parte (seja por meio da Companhia ou de suas controladas), que não estão sob sigilo e que, quando considerados em conjunto, são relevantes para os nossos negócios em 31 de dezembro de 2021.

(Valores em R\$ mil)

<b>Trabalhistas</b>	
<b>Valores envolvidos</b>	
<b>Consolidado</b>	<b>R\$ 2.685.277</b>
CPFL Paulista	R\$ 986.324
RGE	R\$ 1.140.613
CPFL Piratininga	R\$ 283.123
CPFL Serviços	R\$ 164.689
CPFL Santa Cruz*	R\$ 57.946
CPFL Atende	R\$ 6.730
CPFL Geração	R\$ -
CPFL Eficiência	R\$ 918
CPFL Energia	R\$ 8.082
CPFL Morro Agudo	R\$ 1.120
Nect	R\$ 5.340
CPFL Renováveis	R\$ 29.342
Outros	R\$ 1.050
* entidade que sofreu processos de reestruturação societária	
Práticas do emissor ou de controlada que causaram respectiva contingência:	
Ações coletivas	Ações nas quais os ex-empregados buscam reintegração aos quadros da Companhia, em razão de suposta inobservância de condição de estabilidade, ou irregularidades na dispensa.
Acidentes	Ações que têm como causa de pedir acidentes de trabalho ocorridos na rede elétrica, envolvendo lesão, morte ou pagamento de pensão bem como doenças ocupacionais equiparadas a acidente de trabalho.
Equiparação salarial	Ações nas quais o reclamante pleiteia a igualdade salarial com outro colaborador em cargo superior, ou com mesmo cargo e diferente remuneração, sob alegação de exercício das mesmas atividades/atribuições. Acarreta pagamento das diferenças

#### 4. Fatores de risco / 4.6 - Processos repetitivos ou conexos

Horas extras	salariais e reflexos sobre as demais verbas do contrato de trabalho.
Terceirização	Reclamações trabalhistas nas quais o reclamante pleiteia o pagamento das horas supostamente excedentes à jornada normal de trabalho, considerando-se como tais as horas extras propriamente ditas, o sobreaviso, e a supressão de intervalo intrajornada.  Ações de ex-empregados das empresas prestadoras de serviços, pleiteando vínculo empregatício, ou responsabilidade subsidiária/solidária da empresa contratante/CPFL, pelas verbas supostamente não pagas pela empresa terceirizada, incluindo verbas contratuais, rescisórias, acidente de trabalho e doença ocupacional.

(Valores em R\$ mil)

Cível (Acidentes / Eletroplessão)	
<b>Valores envolvidos</b>	
<b>Consolidado</b>	<b>R\$ 471.779</b>
RGE	R\$ 333.189
CPFL Paulista	R\$ 106.048
CPFL Piratininga	R\$ 24.403
CPFL Santa Cruz*	R\$ 8.139
* entidades que sofreram processos de reestruturação societária	
Práticas do emissor ou de controlada que causaram tal contingência	
Acidentes com lesão / acidentes com mortes e eletroplessão	Pleiteiam os autores o recebimento de indenização por danos materiais e morais em razão de acidentes com energia elétrica

(Valores em R\$ mil)

Cível (Majoração Tarifária)	
<b>Valores envolvidos</b>	
<b>Consolidado</b>	<b>R\$ 290.530</b>
CPFL Paulista	R\$ 117.336
CPFL Piratininga	R\$ 86.789
RGE	R\$ 84.837
CPFL Santa Cruz*	R\$ 1.568
*entidades que sofreram processos de reestruturação societária	
Prática do emissor ou de controlada que causou tal contingência.	Trata-se de pedidos de restituição dos valores pagos a título de majoração tarifária em decorrência da aplicação das Portarias DNAEE nº 38 e 45, de 1986.

(Valores em R\$ mil)

Tributários	
<b>Valores envolvidos</b>	
<b>Consolidado</b>	<b>R\$ 633.538</b>
CPFL Renováveis	R\$ 633.538

**4. Fatores de risco / 4.6 - Processos repetitivos ou conexos**

Prática do emissor ou de controlada que causou tal contingência.

Cobrança do Imposto Sobre Serviços - ISS sobre Equipamentos durante a construção de parques eólicos.

## 4. Fatores de risco / 4.6 - Processos repetitivos ou conexos

### 4.6.1 Indicar o valor total provisionado, se houver, dos processos descritos no item 4.6

O valor total provisionado referente aos processos descritos no item 4.6 em 31 de dezembro de 2021 é conforme segue:

*(Valores em R\$ mil)*

	<u>Trabalhistas</u>	<u>Cível (Acidentes/ Eletroplessão)</u>	<u>Cível (Majoração Tarifária)</u>	<u>Tributárias</u>
CPFL Paulista	37.288	7.111	29.507	0
RGE *	50.601	31.925	0	0
CPFL Piratininga	11.818	1.164	1.930	0
CPFL Serviços	4.833	0	0	0
CPFL Renováveis	3.696	0	0	306
CPFL Santa Cruz *	10.005	168	91	0
CPFL Atende	40	0	0	0
CPFL Geração	0	0	0	0
CPFL Brasil	0	0	0	0
Outras	162	0	0	0
<b>Consolidado</b>	<b>118.443</b>	<b>40.368</b>	<b>31.528</b>	<b>306</b>
<b>Controladas em conjunto<sup>1</sup></b>				
EPASA	0	50	0	750
Foz do Chapecó	23	0	0	33.977

\*entidade que sofreu processo de reestruturação societária

<sup>1</sup> Valor da provisão nas empresas (sem considerar a participação societária), uma vez que estas não são consolidadas, conforme detalhado nas Demonstrações Financeiras relativas ao exercício de 31 de dezembro de 2020.

## 4. Fatores de risco / 4.7 - Outras contingências relevantes

### 4.7 Descrever outras contingências relevantes não abrangidas pelos itens anteriores.

#### Processos Relacionados aos membros do Conselho de Administração

O Sr. Antônio Kandir, membro independente de nosso Conselho de Administração, está envolvido em um processo perante a CVM por supostas irregularidades relacionadas à administração e gestão do fundo de investimento MAP FIM ("MAP FIM") no período de dezembro de 2010 a maio de 2013. Antônio Kandir atuou como diretor responsável pela atividade de administração de carteiras da Governança e Gestão Investimentos Ltda. ("G&G Investimento"), gestora do MAP FIM durante o período em questão. Em 07 de maio de 2019, o Colegiado da CVM decidiu condenar a G&G Investimento e Antônio Kandir à advertência. Atualmente, o processo encontra-se em fase de recurso no Conselho de Recursos do Sistema Financeiro Nacional ("CRSFN"). Os efeitos da referida sentença estão suspensos até o julgamento do recurso.

O Sr. Anselmo Seto Leal, membro de nosso Conselho de Administração, está envolvido em duas denúncias, pelo Ministério Público, por crimes ambientais envolvendo (i) o lançamento de esgoto in natura, por meio de extravasamento de estações elevatórias em Barra do Garças/MT; e (ii) o descumprimento de cláusula de Termo de Ajuste de Conduta ("TAC") no qual a sociedade, que não tem relação com o Grupo CPFL, na qual era administrador teria se obrigado a realizar a desconexão das redes pluviais ligadas à rede de esgotamento sanitário. O Sr. Anselmo requereu a exclusão liminar do polo passivo das ações, considerando que os fatos foram anteriores à sua posse como administrador da sociedade.

#### 4. Fatores de risco / 4.8 - Regras-país origem/país custodiante

**4.8 Em relação às regras do país de origem do emissor estrangeiro e às regras do país no qual os valores mobiliários do emissor estrangeiro estão custodiados, se diferente do país de origem, identificar:**

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia possui sede no Brasil e seus valores mobiliários encontram-se custodiados no país.

## 5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos

### 5. Política de gerenciamento de riscos e controles internos

#### 5.1 Em relação aos riscos indicados no item 4.1, informar:

- a. Se o emissor possui uma política formalizada de gerenciamento de riscos, destacando, em caso afirmativo, o órgão que a aprovou e a data de sua aprovação, e, em caso negativo, as razões pelas quais o emissor não adotou uma política**

A CPFL Energia possui uma Política de Gestão Corporativa de Riscos aprovada na 140ª Reunião do Conselho de Administração realizada em 29 de julho de 2009, devidamente atualizada em 2019, 2020 e 2021 e encontra-se disponível no site da CPFL Energia em [www.cpfl.com.br/ri](http://www.cpfl.com.br/ri) (“Política de Gestão de Riscos”).

Todos os principais riscos aos quais a Companhia está exposta são consolidados por meio da Política de Gestão de Riscos, representados no Mapa Corporativo de Riscos. A Política de Gestão de Riscos prevê modelos, indicadores e limites de exposição aos riscos, aprovados pelo Conselho de Administração, bem como detalha o tratamento a ser dispensado e reportes necessários em caso de extrapolação das referências de risco. Além disso, aborda a estrutura de gerenciamento de riscos da Companhia, com definição de papéis e responsabilidades.

- b. Os objetivos e estratégias da política de gerenciamento de riscos, quando houver, incluindo:**

**i. os riscos para os quais se busca proteção**

Os riscos para os quais a Companhia busca proteção por meio da Política de Gestão Corporativa de Riscos são:

- Descumprimento dos termos dos contratos de concessão, autorizações ou permissões;
- Impossibilidade de repassar integralmente o custo de compra de energia elétrica ao consumidor e a necessidade de, para satisfazer à demanda, firmar contratos de curto prazo para aquisição de energia elétrica, a preços consideravelmente mais altos do que aqueles estabelecidos nos contratos de longo prazo;
- Riscos de exposição, no negócio de comercialização de energia, decorrente de posições de energia assumidas (comprado ou vendido) e variações de preço no mercado *spot*;
- Riscos inerentes à construção, ampliação e operação das instalações e equipamentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica;
- Impacto adverso na operação de desenvolvimento de negócios decorrente da não conclusão do programa de investimento proposto no cronograma previsto;
- Risco de as apólices de seguro contratadas não serem suficientes para cobrir totalmente as perdas decorrentes da responsabilidade por quaisquer perdas e danos decorrentes da prestação inadequada de serviços de energia elétrica;
- Comprometimento da capacidade de conduzir as atividades operacionais e realizar o pagamento dos financiamentos contratados em virtude do grau de endividamento e das obrigações de serviço de dívidas;
- Efeito adverso sobre os negócios e resultados operacionais de uma escassez de energia elétrica e do racionamento dela decorrente, a exemplo do ocorrido em 2001 e 2002;
- Risco de o nível de inadimplência dos consumidores afetar adversamente os negócios, resultados operacionais e/ou situação financeira;
- Aumento das taxas de juros praticadas pelo mercado e riscos cambiais;
- Risco regulatório;
- Aumento de obrigações e investimentos em decorrência de novas regulamentações ambientais ou de saúde; e
- Efeitos adversos de condições hidrológicas desfavoráveis sobre os resultados operacionais.

## 5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos

Para mais informações sobre esses riscos, vide o item 4.1 deste Formulário de Referência.

### ii. os instrumentos utilizados para proteção

A Companhia considera como mecanismos de proteção aos riscos descritos no item 4.1 deste Formulário de Referência: (i) o monitoramento periódico das exposições frente aos limites aprovados pelo Conselho de Administração; (ii) os planos de mitigação para tratamento das principais exposições; e (iii) o reporte periódico de tais informações aos fóruns competentes, a saber, executivos da Companhia, Conselho de Administração, Comitê de Auditoria e Comitês de Assessoramento.

Desta forma, a Companhia possui como prática, definida na Política de Gestão Corporativa de Riscos, realizar o monitoramento regular dos riscos aos quais está exposta, avaliando o nível de exposição e adotando medidas de mitigação a fim de reduzir os riscos sempre que estes se aproximarem ou extrapolarem os limites estabelecidos.

O monitoramento das exposições é feito através do uso de indicadores e/ou modelos para simulação ou projeção de cenários de risco, com base nas diretrizes previstas na Política de Gestão Corporativa de Riscos. Além disso, a Companhia trabalha com limites de exposição a estes riscos, aprovados pelo Conselho de Administração. Em casos de aumento da exposição ou extrapolação de limites, planos de mitigação devem ser estruturados pelas áreas de negócio, em conjunto com a Diretoria de Auditoria, Riscos, *Compliance* e DPO e, posteriormente, são reportados ao Comitê de Auditoria e Conselho de Administração.

Além disso, a Companhia avalia permanentemente alterações regulatórias, condições ambientais e de mercado, faz uso de mecanismos regulatórios disponíveis e monitora o desempenho de suas operações de forma a mitigar a exposição a eventuais riscos regulatórios, operacionais, ambientais e de mercado.

Outros instrumentos de proteção contratados pela Companhia e suas controladas são *swaps* de moeda ou taxas de juros sem nenhum componente de alavancagem, cláusula de margem, ajustes diários ou ajustes periódicos. Adicionalmente, a Companhia e suas controladas não realizam transações envolvendo derivativos de caráter especulativo.

### iii. a estrutura organizacional de gerenciamento de riscos

A gestão de riscos do Grupo CPFL, nos termos da Política de Gestão Corporativa de Riscos, é conduzida por uma estrutura que envolve: (i) o Conselho de Administração, assessorado pelo Comitê de Auditoria; (ii) a Diretoria Executiva; e (iii) a Diretoria de Auditoria, Riscos, *Compliance* e DPO e as áreas de negócio; com as seguintes atribuições, conforme abaixo.

Compete ao Conselho de Administração da Companhia orientar a condução dos negócios, observando, dentre outros, o monitoramento dos riscos empresariais, exercido através do modelo de gerenciamento corporativo de risco adotado pela Companhia, deliberar sobre as metodologias de limite de risco recomendadas pela Diretoria Executiva, além de conhecer as exposições e planos de mitigação apresentados em caso de eventual ultrapassagem desses limites. Adicionalmente, cabe ao Conselho de Administração, tomar conhecimento e acompanhar eventuais fragilidades de controles e/ou processos, assim como falhas de aderência regulatória relevantes acompanhando planos propostos pela Diretoria Executiva para saná-los.

## 5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos

Cabe aos Comitês de Assessoramento ao Conselho de Administração auxiliar o Conselho de Administração na implementação e revisão da Política de Gestão Corporativa de Riscos. Em especial ao Comitê de Auditoria, desempenhando seu papel de órgão técnico, tomar conhecimento (i) dos modelos de monitoramento dos riscos, (ii) das exposições aos riscos e (iii) dos níveis de controle (incluindo sua eficácia), apoiando o Conselho de Administração no desempenho do seu papel estatutário relativo à gestão de riscos. Cabe ainda a este Comitê orientar os trabalhos de Auditoria Interna e elaboração de propostas de aprimoramento.

Cabe à Diretoria Executiva da Companhia a condução dos negócios dentro dos limites de risco definidos, devendo tomar as medidas necessárias para evitar que a exposição da Companhia aos riscos exceda os limites fixados pelo Conselho de Administração, bem como reportar eventuais ultrapassagens e apresentar ações de mitigação ao Conselho de Administração.

A Diretoria de Auditoria, Riscos, *Compliance* e DPO, que é subordinada ao Conselho de Administração, é responsável pela coordenação do processo de gestão de riscos no Grupo CPFL, desenvolvendo e mantendo atualizadas metodologias de Gestão Corporativa de Riscos que envolvem a identificação, mensuração, monitoramento e reporte dos riscos aos quais o Grupo CPFL está exposto. Além disso, realiza tanto revisões regulares como *ad hoc* para assegurar o alinhamento dos processos às diretrizes e estratégias da Administração da CPFL Energia.

As áreas de negócio possuem responsabilidade primária pela gestão dos riscos inerentes aos seus processos, devendo conduzi-los dentro dos limites de exposição definidos e implementando planos de mitigação para as principais exposições.

### **c. A adequação da estrutura operacional e de controles internos para verificação da efetividade da política adotada**

Além do papel na melhoria da gestão de riscos do Grupo CPFL, a Diretoria de Auditoria, Riscos, Compliance e DPO, subordinada hierarquicamente ao Conselho de Administração, por meio da atuação da Gerência de Gestão de Riscos, Controles Internos, Ética e *Compliance* coordena os esforços de avaliação dos controles internos sobre a elaboração e divulgação das demonstrações financeiras no que compreende: (i) identificação dos principais processos de negócios, controles e riscos com influência nas demonstrações financeiras; (ii) autoavaliação da efetividade de processos e controles; (iii) testes de efetividade dos controles internos relevantes para as demonstrações financeiras, realizados com técnicas e padrões de auditoria; (iv) acompanhamento das implantações dos planos de ação e melhorias nos controles internos; (v) discussão com os executivos do emissor e reporte ao Comitê de Auditoria, Conselho de Administração, Comitês de Assessoramento e outros fóruns de governança; (vi) gestão do sistema de avaliação dos controles internos (ferramenta tecnológica); e (vii) coordenação do processo de certificação ascendente, cujo procedimento de validação dos resultados dos controles internos sobre os relatórios financeiros, realizado de forma eletrônica, é iniciada pelos gestores concluindo-se pelo Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores e pelo Diretor Presidente.

As avaliações do ambiente de controles internos permanecem em conformidade com as exigências da Comissão de Valores Mobiliários – CVM para garantir acuracidade das Demonstrações Financeiras e boas práticas do Novo Mercado – B3.

A Diretoria de Auditoria, Riscos, Compliance e DPO, por meio da atuação da Gerência de Auditoria Interna, acompanha e monitora a execução das práticas, políticas e procedimentos vigentes na Companhia, com base no Plano Anual de Auditoria.

A Companhia entende que todos os órgãos e procedimentos estabelecidos pelo Grupo CPFL são adequados para mitigar e controlar eventuais riscos sempre atualizando os procedimentos de controles internos, a fim de se manter em conformidade com os padrões estabelecidos pelo mercado.

## 5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado

### 5.2 Em relação aos riscos de mercado indicados no item 4.2, informar:

**a. Se o emissor possui uma política formalizada de gerenciamento de riscos de mercado, destacando, em caso afirmativo, o órgão que a aprovou e a data de sua aprovação, e, em caso negativo, as razões pelas quais o emissor não adotou uma política**

A CPFL Energia possui uma Política de Gestão Corporativa de Riscos aprovada na 140ª Reunião do Conselho de Administração realizada em 29 de julho de 2009, devidamente atualizada em 2019, 2020 e 2021, a qual traz o processo de gestão de riscos de uma maneira geral. A Companhia entende que a correta identificação e gestão de riscos é um importante vetor de governança e que a sua Política de Gestão Corporativa de Riscos é suficiente para a devida avaliação e monitoramento da totalidade dos riscos a que está sujeita, incluindo os de mercado.

A Política de Gestão Corporativa de Riscos encontra-se disponível no site da CPFL Energia em [cpfl.riweb.com.br](http://cpfl.riweb.com.br).

Todos os principais riscos aos quais a Companhia está exposta são consolidados nesta política, representados no Mapa Corporativo de Riscos. A política prevê modelos, indicadores e limites de exposição aos riscos, aprovados pelo Conselho de Administração, bem como detalha o tratamento a ser dispensado e reportes necessários em caso de extrapolação das referências de risco. Além disso, aborda a estrutura de gerenciamento de riscos da Companhia, com definição de papéis e responsabilidades.

**b. Os objetivos e estratégias da política de gerenciamento de riscos, quando houver, incluindo:**

A Companhia considera como mecanismos de proteção aos riscos descritos no item 4.2: (i) o monitoramento periódico das exposições frente aos limites aprovados pelo Conselho de Administração; (ii) os planos de mitigação para tratamento das principais exposições; e (iii) o reporte periódico de tais informações aos fóruns competentes, a saber, executivos da Companhia, Conselho de Administração, Conselho Fiscal e Comitês de Assessoramento.

Desta forma, a Companhia possui como prática, definida na Política de Gestão Corporativa de Riscos, realizar o monitoramento regular dos riscos aos quais está exposta, avaliando o nível de exposição e adotando medidas de mitigação a fim de reduzir os riscos sempre que estes se aproximarem ou extrapolarem os limites estabelecidos.

O monitoramento dos riscos de Mercado de Energia na CPFL (Sub/Sobrecontratação das Distribuidoras, Risco da Geração e Risco de Mercado das Comercializadoras) é realizado através de testes de estresse de variáveis mediante uso de modelos computacionais.

**i. riscos de mercado para os quais se busca proteção**

Os riscos de mercado para os quais a Companhia busca proteção são:

#### **1. Risco de Mercado de Energia**

- 1.1. **Risco de Sub/Sobrecontratação das Distribuidoras:** alterações nas previsões da demanda e nas expectativas de preços são regularmente monitoradas pela Companhia. As distribuidoras do Grupo CPFL fazem uso dos mecanismos regulatórios disponíveis para ajuste de contratos a fim de manter os níveis de contratação dentro dos limites regulatórios. Além disso, a CPFL Energia acompanha eventuais alterações na regulação que possam, de alguma forma, impactar este risco.

## 5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado

- 1.2. **Risco de mercado das geradoras:** as condições hidrológicas, níveis de GSF e expectativa de preços são acompanhados regularmente pela Companhia. A proteção a este risco é feita através da compra de energia para minimizar exposição de balanço.
- 1.3. **Risco de mercado das comercializadoras:** as posições de balanço das comercializadoras da CPFL, as condições de mercado e as expectativas de preços de curto, médio e longo prazo são monitoradas regularmente. Previamente à sua aprovação, todas as propostas de compra e venda de energia são avaliadas em relação ao limite de risco.

### 2. Risco de Crédito:

Para o segmento de distribuição, cujo mercado é pulverizado, a proteção ao risco de crédito é feita mediante monitoramento da inadimplência, que tem como ações de cobrança o corte no fornecimento de energia de clientes inadimplentes além de negativação, protestos e cobranças customizadas. No que tange aos segmentos de Geração, Comercialização e Serviços, a proteção ocorre através da exigência de garantias financeiras e análise do score e risco dos parceiros de negócio, provendo mais segurança no momento da tomada de decisão.

### 3. Risco de Juros e Câmbio:

A Companhia e suas controladas têm a prática de monitorar os riscos de variação cambial, flutuação de taxas de juros e índices de preços, e de contratar instrumentos derivativos, sempre com as devidas aprovações de alçadas.

Com relação ao risco cambial, a exposição relativa à captação de recursos em moeda estrangeira está coberta por operações financeiras de swap, o que permitiu à Companhia e suas controladas trocarem os riscos originais da operação para o custo relativo à variação do CDI. Ainda, o mecanismo de compensação - CVA protege as controladas de distribuição de eventuais perdas econômicas relativas à possível variação cambial na compra de energia elétrica de Itaipu.

Com relação ao risco de taxas de juros, as controladas têm buscado aumentar a participação de empréstimos pré-indexados ou outros indexadores. Adicionalmente, o risco da alta de taxa de juros pode ser parcialmente compensado pela posição de ativos financeiros da concessão indexada ao IPCA.

### 4. Risco Regulatório:

Para os riscos relacionados aos processos de revisões e reajustes tarifários inerentes ao mercado regulado em que atua, o monitoramento é efetuado por todas as áreas diretamente envolvidas, em especial pela Vice Presidência de Operações Reguladas, responsável pelas interações junto à Agência Reguladora.

### 5. Risco de Aceleração de dívidas

A Administração da Companhia e de suas controladas monitora os índices de aceleração de dívidas e alavancagem de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. Os resultados do acompanhamento são reportados periodicamente aos diretores executivos e ao Conselho de Administração.

Além disso, a Companhia e suas controladas, tem políticas internas de controles que primam por um ambiente rígido de controle para a minimização da exposição aos riscos relacionados à elaboração e divulgação das demonstrações financeiras.

#### **ii. a estratégia de proteção patrimonial (hedge):**

A Companhia e suas controladas possuem política de utilizar derivativos com o propósito de proteção (*hedge*) dos riscos de variação cambial e flutuação das taxas de juros, não possuindo, portanto, objetivos especulativos na utilização dos instrumentos derivativos. A Companhia e suas controladas

## 5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado

possuem *hedge* cambial em volume compatível com a exposição cambial líquida, incluindo todos os ativos e passivos atrelados à variação cambial.

### **iii. os instrumentos utilizados para proteção patrimonial (hedge):**

Os instrumentos de proteção contratados pela Companhia e suas controladas são *swaps* de moeda ou taxas de juros sem nenhum componente de alavancagem, cláusula de margem, ajustes diários ou ajustes periódicos. A Companhia e suas controladas não realizam transações envolvendo derivativos de caráter especulativo. No exercício findo em 2021, as operações de derivativos, contratadas pela CPFL Geração em 2020, através de compra a termo de alumínio para liquidação futura, ainda eram vigentes.

### **iv. os parâmetros utilizados para o gerenciamento desses riscos:**

Para o gerenciamento dos riscos inerentes aos instrumentos financeiros e de modo a monitorar os procedimentos estabelecidos pela Administração, o Grupo possui uma assessoria financeira contratada para suportar a realização e reportar o cálculo do *Mark to Market*, *Stress Testing* e *Duration* dos instrumentos, além de se utilizar do Bloomberg para auxílio deste processo, avaliando os riscos aos quais o Grupo estão expostas. Historicamente, os instrumentos financeiros contratados pelo Grupo suportados por esta ferramenta, têm apresentado resultados adequados para mitigação dos riscos. Ressalta-se que o Grupo tem a prática de contratação de instrumentos derivativos, sempre com as devidas aprovações de alçadas, somente quando há uma exposição a qual a Administração considera como risco. Adicionalmente, o Grupo não realiza transações envolvendo derivativos especulativos.

O risco de sub/sobrecontratação das distribuidoras é monitorado através de modelos estatísticos, tendo como métricas de referência a probabilidade de qualquer perda e a perda média (média dos cenários de perda) em relação ao EBITDA das distribuidoras.

O risco de inadimplência é acompanhado através do aging list do "contas a receber" e da evolução da Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa - PDD.

O risco de juros é avaliado através de análise de sensibilidade dos índices da dívida.

O risco regulatório é monitorado através de um conjunto de indicadores que visam medir aderência à legislação setorial (quantidade de notificações, taxa de conversão em penalidades, exposição total em carteira, taxa de recuperação após recursos administrativos e desembolso total), sendo também acompanhadas possíveis alterações na regulação que possam impactar os negócios do Grupo CPFL.

O Risco de Aceleração da Dívida é acompanhado com base nas projeções dos índices de alavancagem.

### **v. se o emissor opera instrumentos financeiros com objetivos diversos de proteção patrimonial (hedge) e quais são esses objetivos:**

A Companhia e suas controladas não operam instrumentos financeiros com objetivos diversos de proteção patrimonial (*hedge*), mas tão somente para proteger-se contra os riscos de variação cambial e flutuação das taxas de juros.

### **vi. a estrutura organizacional de controle de gerenciamento de riscos de mercado:**

A estrutura organizacional de controle e de gerenciamento de riscos de mercado é a mesma descrita no item 5.1.(b.iii) deste Formulário de Referência.

### **c. a adequação da estrutura operacional e controles internos para verificação da efetividade da política adotada.**

## **5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado**

A adequação da estrutura operacional e de controles internos para verificação da política adotada é a mesma descrita no item 5.1.(c) deste Formulário de Referência.

## 5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.3 - Descrição - Controles Internos

### 5.3 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 providências adotadas para corrigi-las

Anualmente, todos os processos e controles internos relevantes para nossas demonstrações financeiras são avaliados e certificados eletronicamente pelos nossos gestores, através de um sistema automático de Gerenciamento de Controles Internos, SAP GRC Process Control. A Administração da Companhia tem avaliado a eficácia dos controles internos sobre a elaboração e divulgação das demonstrações, baseada nos critérios estabelecidos em "Controles Internos - Estrutura Integrada" emitido em 2013 pelo COSO (*Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*).

Baseada nesses critérios de avaliação, a Administração da Companhia concluiu que os controles internos sobre a elaboração e divulgação das demonstrações financeiras para o exercício findo em 31 de dezembro de 2021 são eficazes.

#### *Controles Internos de Informações Financeiras*

A Administração da Companhia é responsável por estabelecer e manter controles internos adequados sobre a elaboração e divulgação de informações financeiras, cujo procedimento é projetado para prover garantias razoáveis com relação à confiabilidade das informações financeiras e a preparação de nossas demonstrações financeiras de propósitos externos de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos. Os controles internos sobre a divulgação de informações financeiras incluem políticas e procedimentos que: (i) dizem respeito à manutenção de registros que razoavelmente detalhados, refletem de maneira acurada e justa as transações e a disposição dos ativos; (ii) proveem razoável segurança de que são registradas conforme o necessário para permitir a preparação das demonstrações financeiras da Companhia de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos, e que os gastos e despesas estão sendo realizados em conformidade com as autorizações da Administração; e (iii) proveem razoável segurança com relação à prevenção ou detecção a tempo de aquisição não autorizada, uso ou disposição de nossos ativos que poderiam gerar efeito material adverso nas demonstrações financeiras da Companhia.

Por motivo de limitações inerentes, o controle interno sobre a divulgação de informações financeiras pode não prevenir ou detectar declarações incorretas. Ademais, a eficácia de projeções e avaliações com relação a períodos futuros é sujeita ao risco de que os controles podem ser inadequados por motivo de mudanças de condições e que o grau de conformidade com esses procedimentos e políticas pode se deteriorar.

A Companhia acredita que o grau de eficiência dos controles internos adotados para assegurar a elaboração das demonstrações financeiras é satisfatório. A Companhia está constantemente atenta às novas tecnologias e tem investido em seus controles a fim de aprimorá-los cada vez mais.

#### b) as estruturas organizacionais envolvidas

As áreas de negócio possuem responsabilidade primária para garantir a atualização da documentação dos processos de negócio sob sua responsabilidade sempre que houver alterações nas atividades de controle que possam comprometer o seu desenho e a sua eficácia.

A Gerência de Riscos, Ética e *Compliance* é responsável pelo processo anual de avaliação e certificação dos controles internos sobre a elaboração e divulgação das demonstrações financeiras.

As avaliações do ambiente de controles internos permanecem em conformidade com as exigências da Comissão de Valores Mobiliários – CVM para garantir acuracidade das Demonstrações Financeiras e boas práticas do Novo Mercado – B3.

## 5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.3 - Descrição - Controles Internos

Os assuntos de maior relevância são levados ao conhecimento do Conselho Fiscal, Conselho de Administração, Comitês de Assessoramento e outros fóruns de governança.

As estruturas organizacionais envolvidas estão representadas na figura abaixo:



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

No Grupo CPFL, a avaliação dos controles internos sobre a elaboração e divulgação das demonstrações financeiras é conduzida através de uma estrutura que envolve o Conselho de Administração e Comitê de Auditoria, Comitês de Assessoramento, Diretoria Executiva, Diretoria de Auditoria, Riscos, Compliance e DPO e áreas de negócio. Essa gestão é regulamentada por meio de controles internos no nível da entidade (*Entity Level Controls*) e pela Norma de Avaliação dos Controles Internos que descreve o modelo de gestão de riscos assim como as atribuições de cada agente.

Compete ao Conselho de Administração da CPFL Energia ter ciência das deficiências significativas e fraquezas materiais encontradas no ambiente de controles internos da CPFL Energia e acompanhar a implantação dos planos de ação, quando aplicável.

Cabe aos Comitês de Assessoramento do Conselho de Administração, em especial ao Comitê de Auditoria, assessorar o Conselho de Administração nos seguintes temas: (i) avaliação da robustez das informações prestadas ao Conselho de Administração; (ii) elaboração de propostas de melhoria dos processos de gestão de negócios; (iii) avaliação das principais áreas de risco dos negócios da CPFL Energia; e (iv) orientação dos trabalhos de Auditoria Interna e elaboração de propostas de aprimoramento.

Ao Comitê de Auditoria da CPFL Energia compete, entre outros, certificar que a Administração tem meios para identificar os riscos sobre a elaboração e divulgação das demonstrações financeiras aos quais o Grupo CPFL está exposto, tomar conhecimento dos relatórios da Auditoria Interna, dos auditores

## 5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.3 - Descrição - Controles Internos

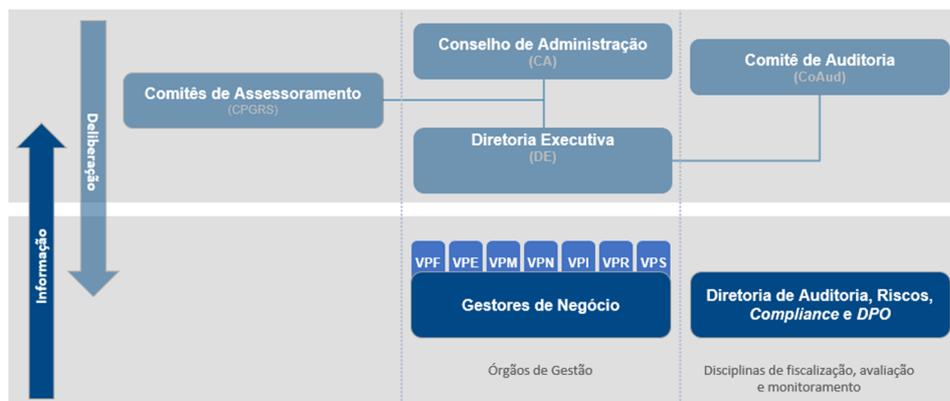
independentes e da controladoria, analisando as suas respectivas recomendações e pareceres bem como monitorar a eficácia do ambiente de controles e recomendar mudanças, caso necessárias.

À Diretoria Executiva da CPFL Energia compete:

- Aprovar o escopo anual dos trabalhos, no que diz respeito à extensão (seleção de processos), prazos, materialidade, estratégia de testes;
- Acompanhar periodicamente a evolução dos trabalhos através de apresentações feitas em Reunião de Diretoria e relatórios emitidos pela Gerência de Gestão de Riscos, Controles Internos, Ética e Compliance;
- Garantir a implantação de ações definidas pelos gestores a eles subordinados;
- Efetuar a certificação ascendente no período definido; e
- Patrocinar as melhorias no ambiente de controles internos buscando sempre o equilíbrio entre a eficácia dos processos, dos controles e dos custos, bem como o alinhamento com os objetivos estratégicos da CPFL Energia.

A Diretoria de Auditoria, Riscos, Compliance e DPO realiza tanto revisões regulares como *ad hoc* para assegurar o alinhamento dos processos às diretrizes e estratégias da Administração.

Esta governança pode ser ilustrada pela figura abaixo:



### **d) deficiências e recomendações sobre os controles internos presentes no relatório circunstanciado, preparado e encaminhado ao emissor pelo auditor independente, nos termos da regulamentação emitida pela CVM que trata do registro e do exercício da atividade de auditoria independente**

Os auditores 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 2021.

## 5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.3 - Descrição - Controles Internos

### **e) comentários dos diretores sobre as deficiências apontadas no relatório circunstanciado preparado pelo auditor independente e sobre as medidas corretivas adotadas**

A Comunicação de Deficiências de Controles Internos, emitida pelos Auditores Independentes, é anualmente arquivada no órgão regulador, ANEEL. Os status dos planos de ação são acompanhados por nosso Comitê de Auditoria, órgão independente da Administração e da auditoria externa.

Não é de conhecimento da Administração da Companhia fatos ou aspectos que possam indicar a presença de deficiências significativas nos controles internos sobre a elaboração e divulgação das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2021. Ainda assim, as demais deficiências identificadas são encaminhadas aos diretores responsáveis para definição dos planos de ação. A Diretoria de Auditoria, Controles Internos, Compliance e DPO realiza o acompanhamento e verificação do atendimento do plano de ação ao longo do exercício fiscal.

## 5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.4 - Programa de Integridade

**5.4 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 fraudes e ilícitos praticados contra a administração pública, identificando, em caso positivo:**

**i. os principais mecanismos e procedimentos de integridade adotados e sua adequação ao perfil e riscos identificados pelo emissor, informando com que frequência os riscos são reavaliados e as políticas, procedimentos e as práticas são adaptadas**

A Companhia mantém procedimentos que orientam seus principais processos organizacionais, além de controles internos que são avaliados periodicamente pelas áreas de Auditoria Interna. Também monitora seus principais indicadores de Riscos oriundos de sua Matriz de Riscos Corporativos.

Adicionalmente, a Companhia possui um robusto Programa de Integridade composto por 4 pilares (diretrizes, comunicação, avaliação e monitoramento). Dentre eles, destacamos algumas iniciativas:

- **Código de Conduta Ética:** diretrizes éticas a serem seguidas por colaboradores e terceiros com relacionamento direto com a CPFL Energia;
- **Comitê de Ética e Conduta Empresarial:** formado por quatro membros, sendo o Diretor(a) Presidente (CEO), dois vice-presidentes executivos da Holding CPFL Energia e um Membro Externo e Independente;
- **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.

Outro mecanismo de integridade refere-se a Política Anticorrupção da CPFL Energia (GED 16.027 Anticorrupção).

A Política Anticorrupção suplementa, mas não substitui o Código de Conduta Ética, tendo o objetivo de estabelecer os princípios para controle e combate da corrupção, orientando a conduta de colaboradores e prestadores de serviços do Grupo CPFL de forma a prevenir e combater esta prática. Este documento é aplicável a todas as empresas do Grupo CPFL que sejam abrangidas pelo Código de Conduta Ética.

Amparada nos preceitos da conduta anticorrupção, e também das normas internas vigentes, a Política estabelece regras e procedimentos para, por exemplo: (i) transações comerciais realizadas; (ii) vendas e prestação de serviços; (iii) contratação de representantes, prepostos e terceirizados em negócios com o poder público; (iv) viagens, refeições e entretenimentos; (v) brindes, presentes, vantagens e favores;

## 5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.4 - Programa de Integridade

(vi) contribuições beneficentes; (vii) contribuições a partidos políticos; (viii) patrocínios e (ix) fusões e aquisições.

### **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 companhia mantém a Diretoria Auditoria, Riscos, Controles Intenos, Compliance e DPO com reporte direto e independente ao Conselho de Administração. A área de Auditoria Interna além de realizar as avaliações periódicas de seu sistema de controles internos, realiza através da Secretaria Executiva do Comitê de Ética o apoio para o funcionamento e gestão do Comitê de Ética.

Podemos destacar também em nossa diretriz nº 36 Comitê de Ética e Conduta Empresarial (Comitê) estabelece:

- a) O número de membros será definido pelo Conselho de Administração da CPFL;
- b) De acordo com a proposta da Diretoria Executiva, aprovada pelo Conselho de Administração, o Comitê será composto por Diretores Vice-presidentes e, ao menos, por um membro externo ao quadro de profissionais da CPFL, com mandato de dois anos, sendo permitida a recondução. O auditor interno participará como ouvinte do Comitê;
- c) O Comitê será dirigido por um presidente e por um vice-presidente, a quem cabe substituir o presidente em caso de ausência ou impedimento, sendo ambos indicados dentre os profissionais da CPFL escolhidos para participar do Comitê;
- d) O Comitê decidirá sobre as denúncias de violação do Código e orientará sobre aplicação de suas normas por meio de campanhas de divulgação, resposta a consultas e emissão de súmulas;
- e) A estrutura e o funcionamento do Comitê serão estabelecidos em regimento interno aprovado pela Diretoria Executiva da CPFL, por proposta do Comitê; e
- f) O Conselho de Administração da CPFL Energia substituirá o Comitê em suas atribuições nos casos de violação das diretrizes do Código cometidos por membros do Comitê, da Diretoria Executiva ou do Conselho de Administração.

### **iii. se o emissor possui código de ética ou de conduta formalmente aprovado, indicando:**

O Código de Ética do Grupo CPFL foi elaborado, a fim de perpetuar a atuação dos colaboradores do grupo, segundo princípios que assegurem a ética, a integridade, a responsabilidade, a transparência e a eficiência, dispendo que estes são essenciais para a construção e defesa da reputação do Grupo CPFL, bem como para que as suas atividades aconteçam em linha com as expectativas de seu público.

O Código de Conduta de Ética do Grupo CPFL consolida suas crenças e tem o objetivo de orientar a conduta de todos seus colaboradores, devendo seus valores e diretrizes serem observados indistintamente por todos os seus profissionais, incluindo os membros dos: (i) Conselho de Administração; (ii) Conselho Fiscal; (iii) Comitês de Assessoramento; e (iv) Diretoria Executiva, bem como os diretores, gerentes, líderes, funcionários e terceirizados do Grupo CPFL.

Encontra-se disponível em nosso website em <https://www.grupocpfl.com.br/institucional/codigo-de-conduta-etica>.

Além das iniciativas que envolvem diretamente nossos parceiros, buscamos garantir que os valores de nosso negócio sejam compartilhados pela cadeia de fornecedores por itens contratuais que exigem conformidade com o Código de Conduta Ética para fornecedores. Em nossos contratos de serviços, há uma cláusula exclusiva a respeito de Código de Ética nos processos de contratação.

Encontra-se disponível em nosso website em <https://www.grupocpfl.com.br/institucional/fornecedores>.

## 5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.4 - Programa de Integridade

- **se ele se aplica a todos os diretores, conselheiros fiscais, conselheiros de administração e empregados e se abrange também terceiros, tais como fornecedores, prestadores de serviço, agentes intermediários e associados**

O Código de Conduta Ética aplica-se aos seus colaboradores, gestores, diretores, fornecedores, membros de Comitês e Comissões de Assessoramento do Conselho de Administração (funcionários da CPFL Energia ou não) e Conselheiros, baseados em empresas que temos sócios, controladas ou não.

- **se e com que frequência os diretores, conselheiros fiscais, conselheiros de administração e empregados são treinados em relação ao código de ética ou de conduta e às demais normas relacionadas ao tema**

O Grupo CPFL Energia estrutura anualmente o seu plano de Comunicação do Programa de Integridade e se vale de seus canais de comunicação, tais como o portal Multi (intranet) e o Multi App do Campo da CPFL, ações de comunicação como cartazes, banners, e-mails para divulgação recorrentes de peças e reflexões sobre os temas. Mensalmente, a área de Ética e Compliance disponibiliza para toda a empresa o material da Conversa Mensal de Integridade (CMI), que tem por objetivo promover a conscientização dos diversos temas de integridade entre os colaboradores. Eventos e campanhas ao longo do ano também são fontes de comunicação deste importante tema. O Planejamento anual de treinamentos tem como finalidade disseminar os conteúdos e diretrizes do Programa de Integridade para todos os seus colaboradores(as) e lideranças e conta com treinamentos no formato presencial ou e-learning. São realizadas também ativações com os fornecedores para que conheçam as diretrizes do Programa de Integridade da CPFL e como forma de incentivar a adoção de boas práticas por parte da nossa cadeia de suprimentos. Adicionalmente é importante ressaltar que todos novos colaboradores em sua integração contam com o treinamento obrigatório sobre o Programa de Integridade em sua grade de conhecimentos, bem como, para os novos líderes no programa Decola Líder.

- **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 estabelece em sua diretriz nº 13, em seu item “e” que “condutas não alinhadas com o Código serão passíveis de medidas disciplinares”.

Assim, cabe ao Comitê de Ética e Conduta Empresarial, após análise do relatório de investigação de denúncia, e deliberação quanto à procedência da denúncia, recomendar a aplicação de medida disciplinar ao profissional denunciado. A dosimetria da medida disciplinar é definida pelo Comitê e a aplicação segue os procedimentos definidos pela Norma Administrativa nº 17055 – Medidas Disciplinares e Ressarcimento de Danos.

- **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 Ética foi aprovado pela Diretoria Executiva em dezembro de 2015 e RCA em janeiro de 2016 e está disponível no site da CPFL Energia, 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:**

## 5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.4 - Programa de Integridade

- **se o canal de denúncias é interno ou se está a cargo de terceiros**

O canal está a cargo de terceiros, gerenciado pela empresa Contato Seguro, através do link: <https://www.contatoseguro.com.br/cpflenergia>.

- **se o canal está aberto para o recebimento de denúncias de terceiros ou se recebe denúncias somente de empregados**

O Canal Externo de Ética está aberto à apresentação de registros por todos os públicos de relacionamento das empresas do Grupo CPFL.

- **se há mecanismos de anonimato e de proteção a denunciante de boa-fé**

Ao usuário do canal, é assegurado o anonimato, bem como o sigilo e a confidencialidade do registro apresentado. O Canal Externo de Ética, no ato do registro, atribui um número de identificação que permite o seu acompanhamento do usuário mediante número de protocolo.

- **órgão do emissor responsável pela apuração de denúncias**

Comissão de Processamento de Denúncias (CPD) foi implantada para apoiar o Comitê de Ética e Conduta Empresarial na apuração de denúncias recebidas dos colaboradores e demais públicos de relacionamento do Grupo CPFL.

A CPD é gerida pelo Diretor de Auditoria, Riscos, Controles Internos, Compliance e DPO e tem como membros o Diretor Jurídico, o Diretor de RH e por um membro externo.

- c) **se o emissor adota procedimentos em processos de fusão, aquisição e reestruturações societárias visando à identificação de vulnerabilidades e de risco de práticas irregulares nas pessoas jurídicas envolvidas**

Durante os processos de fusões, aquisições e reestruturações societárias, a CPFL adota as melhores práticas de mercado, buscando a identificação e mitigação de riscos e realizando, de acordo com as características de cada projeto, ações de diligência, avaliação de riscos, entre outras ações relevantes.

Tais atividades são realizadas utilizando-se de equipes internas e externas, utilizando-se das melhores informações disponíveis e aplicáveis.

- d) **caso o emissor não possua regras, políticas, procedimentos ou práticas voltadas para a prevenção, detecção e remediação de fraudes e ilícitos praticados contra a administração pública, identificar as razões pelas quais o emissor não adotou controles nesse sentido**

Não se aplica.

## 5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.5 - Alterações significativas

**5.5 Informar se, em relação ao último exercício social, houve alterações significativas nos principais riscos a que o emissor está exposto ou na política de gerenciamento de riscos adotada, comentando ainda, eventuais expectativas de redução ou aumento na exposição do emissor a tais riscos.**

Em relação ao último exercício social findo em 31 de dezembro de 2021, não houve alterações significativas nos riscos acompanhados pela Companhia em 2021. Entretanto, alguns pontos continuam sendo monitorados devido ao nível de exposição.

As expectativas quanto à assertividade do nível de contratação das distribuidoras foram prejudicadas devido à desaceleração da economia brasileira, e a migração de clientes para o ambiente de contratação livre (ACL), responsáveis por variações significativas na demanda por energia. Caso nossa previsão de demanda se mostre incorreta e compramos energia elétrica em quantidade menor ou maior do que nossas necessidades poderemos não ser capazes de realizar o repasse integral dos custos de nossas compras de energia e seremos forçados a acessar o mercado spot liquidar essas sobras ou déficits a preços diferentes daqueles celebrados em contratos de longo prazo, acarretando uma possível perda. Existe uma possibilidade de aumento da inadimplência em função: (i) do aumento das tarifas de energia; e (ii) da instabilidade econômica e política.

Quanto a alterações na Política de Gestão Corporativa de Riscos, o documento foi atualizado em 2021, refletindo o novo padrão de documentação de políticas da Companhia. O documento também contemplou a atualização de Anexos que demonstram os indicadores e limites de cada modelo, com o objetivo de refletir as constantes atualizações que são feitas nas métricas de monitoramento dos riscos do Mapa Corporativo de Riscos.

**5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.6 - Outras inf. relev. - Gerenciamento de riscos e controles internos****5.6 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.**

Não há informações que a Companhia julgue relevante em relação aos itens 5.1 a 5.5 que não tenham sido divulgadas nos demais itens deste Formulário de Referência.

**6. Histórico do emissor / 6.1 / 2 / 4 - Constituição / Prazo / Registro CVM**

<b>Data de Constituição do Emissor</b>	25/03/1998
<b>Forma de Constituição do Emissor</b>	Sociedade por Ações
<b>País de Constituição</b>	Brasil
<b>Prazo de Duração</b>	Prazo de Duração Indeterminado
<b>Data de Registro CVM</b>	18/05/2000

## 6. Histórico do emissor / 6.3 - Breve histórico

### 6.3 Breve histórico do emissor

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

#### CPFL Energia

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

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

Em setembro de 2004, a Companhia efetivou a Oferta Pública de Ações, através da emissão de novas ações e simultaneamente a venda de ações dos acionistas controladores. Esta oferta ocorreu tanto no âmbito nacional como internacional, sendo que as ações da Oferta Brasileira foram listadas na B3, enquanto que a Oferta Internacional, na forma de ADS, foi listada na NYSE. Em 2020, a Companhia decidiu cancelar seu programa de ADS e delistou as ADS da NYSE.

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

- Em novembro de 2000 constitui a CPFL Piratininga, a qual recebeu a parcela cindida da então Bandeirante de Energia – EBE, através da Draft I Participações, controlada integral da CPFL Paulista;
- Em janeiro de 2001 adquiriu, parte do capital social da CERAN – Companhia Energética Rio das Antas através da CPFL Geração;
- Em julho de 2001 adquiriu a RGE através da CPFL Paulista;
- Em março de 2002 adquiriu a totalidade da participação da VBC Participações, a qual, por sua vez, detinha parte do capital social da Foz do Chapecó Energia S.A. ("Foz do Chapecó") e da Campos Novos Energia S.A.;
- Em agosto de 2002 constituiu a CPFL Brasil;
- Em janeiro de 2005 adquiriu a Clion Assessoria e Comercialização de Energia Elétrica Ltda. ("CPFL Meridional") através da CPFL Brasil;
- Em junho de 2006, adquiriu as empresas das empresas Ipê Energia Ltda., PSEG Brasil Ltda. e PSEG Trader S.A., posteriormente denominadas, respectivamente, CPFL Serra Ltda. ("CPFL Serra"), CPFL Missões Ltda. ("CPFL Missões") e CPFL Comercialização Cone Sul S.A. ("CPFL Cone Sul"), através da RGE;
- Em outubro de 2006 adquiriu a Companhia Luz e Força Santa Cruz ("Santa Cruz") através Nova 4 Participações Ltda.;
- Em 2007, através da Perácio, adquiriu a CMS Energy Brasil S.A. ("CMS"), a qual era uma holding que possuía as controladas CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguarí, CPFL Mococa, Paulista Lajeado Energia S.A. ("Paulista Lajeado Energia"), CPFL Planalto Ltda. ("CPFL Planalto"), CPFL Serviços e CPFL Jaguarí Geração;
- Em maio de 2007 constituiu a Nect, outrora denominada Chumpitaz Participações S.A.;
- Em maio de 2008 constituiu a CPFL Atende;

## 6. Histórico do emissor / 6.3 - Breve histórico

- A CPFL Bioenergia S.A. (anteriormente Makelele Participações S.A.) foi adquirida pela Semesa S.A. em 2006, sendo esta incorporada pela CPFL Geração em 2007;
- Em setembro de 2009 adquiriu as empresas Santa Clara I – Energias Renováveis Ltda., Santa Clara II Energias Renováveis Ltda., Santa Clara III Energias Renováveis Ltda., Santa Clara IV Energias Renováveis Ltda., Santa Clara V Energias Renováveis Ltda., Santa Clara VI Energias Renováveis Ltda., Eurus VI Energias Renováveis Ltda. e Centrais Elétricas da Paraíba S.A. (EPASA) através da CPFL Geração;
- Em outubro de 2009 constituiu a CPFL Bio Formosa através da CPFL Brasil;
- Em 2010 constituiu a CPFL Bio Buriti, a CPFL Bio Ipê e a CPFL Bio Pedra através da CPFL Brasil;
- Em abril de 2010 constituiu a CPFL Bio Anicuns S.A. e a CPFL Bio Itapaci S.A. pela CPFL Brasil;
- Em agosto de 2011 adquiriu a CPFL Renováveis através da CPFL Brasil e CPFL Geração;
- Em dezembro de 2011, concluiu a aquisição da Santa Luzia Energética S.A. ("Santa Luzia") através da CPFL Renováveis;
- Em 31 de outubro de 2016 foi concluída a aquisição da RGE Sul Distribuidora de Energia, pela CPFL Jaguariúna; e em 15 de dezembro de 2017, a administração da RGE Sul e sua controladora CPFL Jaguariúna Participações Ltda., CPFL Jaguariúna, aprovaram a incorporação da CPFL Jaguariúna na RGE Sul. Em decorrência dessa incorporação, a CPFL Jaguariúna foi extinta.
- Em 29 de junho de 2018, adquirimos o direito de realizar atividades de transmissão no Leilão de Transmissão da ANEEL. Também recebemos a concessão da Subestação Maracanaú II e segmentos de linhas de transmissão, localizados no estado do Ceará.
- Em 4 de dezembro de 2018, a ANEEL aprovou nossa proposta de consolidar as concessões de nossas duas empresas de distribuição (RGE e RGE Sul). Com vigência a partir de 1º de janeiro de 2019, a RGE foi incorporada à RGE Sul, e a RGE Sul começou a operar sob o nome RGE. Como resultado dessa operação, a RGE deixou de existir.
- Em 20 de dezembro de 2018, adquirimos o direito de realizar atividades de transmissão e ganhamos novas Subestações e linhas de transmissão nos estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul.
- Em 30 de setembro de 2019, foi aprovada a cisão parcial da Nect Serviços Administrativos de Infraestrutura Ltda. - "CPFL Infra" (anteriormente denominada Nect Serviços Administrativos Ltda.) em quatro segmentos de negócios específicos (Suprimentos, Recursos Humanos, Serviços Financeiros e Infraestrutura) e a incorporação da parcela cindida para as três novas empresas CPFL Supre, CPFL Finanças e CPFL Pessoas.
- Em 30 de setembro de 2019, anunciamos, juntamente com a State Grid, o fechamento da compra e venda das ações de emissão da CPFL Renováveis e a transferência pela State Grid para nós de todas as ações da CPFL Renováveis detidas diretamente pela State Grid. O preço total de compra pago por nós à State Grid foi de R\$ 4,1 bilhões.
- Em 19 de dezembro de 2019, nosso conselho de administração e a diretoria da CPFL Geração aprovaram 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 27 de abril de 2020, a Companhia recebeu o deferimento da CVM relacionado ao pedido da OPA Conversão de Registro bem como para OPA Saída do Novo Mercado. O Edital de Oferta Pública, contendo todos os termos e condições da OPA, foi divulgado pela CPFL Geração em 06 de maio de 2020.
- Em 21 de maio de 2020, a Companhia, por meio de Fato Relevante, informou que, naquela data, seu Conselho de Administração manifestou-se favoravelmente à aceitação da OPA pelos acionistas da Companhia, conforme parecer aprovado em reunião realizada naquela data.
- Em 5 de junho de 2020, a CPFL Geração, por meio de Fato Relevante, informou que o preço de aquisição definitivo para o leilão da OPA, após os ajustes previstos no item 4.5 do Edital, era de R\$

## 6. Histórico do emissor / 6.3 - Breve histórico

- 18,24 por ação ordinária, a ser pago integralmente à vista na data de liquidação financeira (15 de junho de 2020) do leilão da OPA.
- Em 10 de junho de 2020, a CPFL Renováveis, por meio de Fato Relevante, informou que, como resultado do leilão da OPA, a CPFL Geração ("Ofertante") adquirira as 183.539 ações ordinárias em circulação ao preço unitário de R\$ 18,24. Com a liquidação financeira das ações, as ações remanescentes em circulação passaram a representar 0,021% do capital social da CPFL-R. Considerando que a Ofertante adquiriu número de ações superior ao montante mínimo necessário para conversão de seu registro, a CPFL-R deu prosseguimento aos atos necessários para conversão de registro de companhia aberta categoria "A" para categoria "B" na CVM.
  - Em 19 de junho de 2020, a CPFL Renováveis, por meio de Fato Relevante, informou que o Conselho de Administração aprovou a convocação de AGE de acionistas da Companhia, a se realizar no dia 7 de julho de 2020, para deliberar sobre o resgate da totalidade das ações ordinárias de emissão da Companhia que remanesceram em circulação após o leilão da OPA. A AGE ocorreu naquela data e o resgate de ações foi aprovado. O preço do resgate é de R\$ 18,28 por ação, equivalente ao preço da OPA, ajustado pela variação da Taxa SELIC desde 15 de junho de 2020, data de liquidação da OPA, até a data de depósito do valor do resgate (22 de julho de 2020).
  - Em 6 de julho de 2020, a CPFL Renováveis, por meio de Fato Relevante, 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 continuidade à comunicação realizada por meio do fato relevante datado de 21 de maio de 2019.
  - Em 15 de abril de 2020 foi aprovada a constituição da Alesta Sociedade de Crédito Direto S.A. A Companhia é uma instituição financeira privada que opera na categoria de Sociedade de Crédito Direto, constituída sob a forma de uma sociedade por ações.
  - Em 16 de julho de 2021 adquiriu, através da CPFL Cone Sul, o controle da CPFL Transmissão (CEEE-T – Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica) em sessão pública de leilão de alienação de 66,08% de seu controle acionário.
  - A conclusão da aquisição foi realizada em 14 de outubro de 2021.
  - Em 30 de setembro de 2021, foi concluída a construção do Complexo Eólico de Gameleira, que entrou em operação com seus 4 parques eólicos (Costa das Dunas, Figueira Branca, Gameleira e Touros), uma antecipação em 2,5 anos, alcançando um aumento de capacidade instalada de 81,7 MW.
  - Em fato relevante, divulgado em 25 de fevereiro de 2022, a Companhia informou aos seus acionistas e ao mercado em geral que, nesta data, foi concedido pela CVM, o registro e a autorização para a realização da oferta pública unificada de aquisição obrigatória de ações ordinárias por alienação de controle e voluntária de ações preferenciais de emissão da Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-T ("OPA"). O Edital da OPA foi divulgado em 07 de março de 2022.
  - Conforme indicado no Edital, o leilão da OPA fora realizado na B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão no dia 6 de abril de 2022. Como resultado do Leilão, a CPFL Comercialização de Energia Cone Sul Ltda. ("Ofertante") adquirira 3.095.570 ações ordinárias (representativas de 32,56%) e 109.251 ações preferenciais (representativas de 72,08%) de emissão da Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-T ("CPFL-T"), ambas valoradas ao preço unitário de R\$ 349,29.
  - Em Comunicado ao Mercado, de 11 de abril de 2022, a CPFL-T informa que, a partir de tal aquisição, a CPFL Comercialização de Energia Cone Sul Ltda. passa a deter 9.476.391 ações ordinárias (representativas de 99,68% do total desta espécie) e 110.338 ações preferenciais (representativas de 72,80% do total desta espécie) de emissão da CPFL-T.

### **Aquisição acionária da Companhia pela State Grid International Development Limited**

## 6. Histórico do emissor / 6.3 - Breve histórico

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

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

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

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

Com a operação, a State Grid tornou-se o único controlador da Companhia, de forma que o Acordo de Acionistas datado de 22 de março de 2002, celebrado entre os antigos controladores, foi extinto.

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

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

Em 12 de junho de 2019, a Companhia divulgou em Fato Relevante que foi aprovada em reunião do Conselho de Administração, no âmbito da Oferta e nos termos da Instrução CVM 476, a fixação do preço por ação no valor de R\$ 27,50 e o aumento do capital social da Companhia no valor de R\$ 3.212.471, por meio da emissão de 116.817.126 novas ações. Consequentemente, o capital social passou de R\$ 5.741.284 para R\$ 8.953.755 e o total de ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal passou de 1.017.914.746 para 1.134.731.872. Em 27 de junho de 2019, a quantidade de ações foi acrescida de um lote suplementar de 15% do total das ações inicialmente ofertadas (sem considerar o Lote Adicional), ou seja, 17.522.568 ações ordinárias de emissão da Companhia, nas mesmas condições e preço das ações inicialmente ofertadas, passando o total de ações para 1.152.254.440. Em 28 de junho de 2019 estas ações foram liquidadas, totalizando R\$ 481.871 de aumento de capital, passando o capital social para R\$ 9.435.626 em 30 de junho de 2019, passando a State Grid deter 83,71% de nosso capital social.

A CPFL Energia celebrou, em 29 de agosto de 2019, com sua controladora, State Grid Brazil Power Participações S.A. ("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 ("Contrato de Compra e Venda").

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

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

## **6. Histórico do emissor / 6.3 - Breve histórico**

A operação permitiu a criação de sinergias entre a CPFL Energia e suas controladas, correspondendo ao primeiro passo de uma reestruturação mais ampla envolvendo a CPFL Energia, a CPFL Renováveis e outras controladas.

## 6. Histórico do emissor / 6.5 - Pedido de falência ou de recuperação

**6.5 Indicar se houve pedido de falência, desde que fundado em valor relevante, ou de recuperação judicial ou extrajudicial do emissor, e o estado atual de tais pedidos.**

Na data de apresentação deste Formulário de Referência a Companhia não era parte em nenhum pedido de falência fundado em valor relevante, ou mesmo qualquer pedido de recuperação judicial ou extrajudicial da CPFL Energia.

## 6. Histórico do emissor / 6.6 - Outras inf. relev. - Histórico

### **6.6 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.**

Todas as informações a respeito do histórico do emissor já foram divulgadas nos itens anteriores.

## 7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

### 7. Atividades do emissor

#### 7.1 Descrever sumariamente as atividades principais desenvolvidas pelo emissor e suas controladas

##### Visão Geral

Nós somos uma sociedade por ações constituída e existente de acordo com as leis da República Federativa do Brasil, com a denominação legal CPFL Energia S.A. Nossa sede está localizada na Rua Jorge de Figueiredo Correa, nº 1.632, parte, Jardim Professora Tarcilia, CEP 13087-397, Campinas, Estado de São Paulo, Brasil e nosso telefone é +55 19 3756-6211. O nosso Departamento de Relações com Investidores está localizado no mesmo endereço e o número do telefone é +55 19 3756-8458.

Nós somos uma holding que, por meio de nossas subsidiárias e afiliadas, distribui, gera, transmite e comercializa eletricidade no Brasil, bem como presta serviços relacionados à energia. Nós fomos constituídos em 1998 como uma *joint venture* entre a VBC Energia S.A. ("VBC"), 521 Participações S.A. e a Bonaire para combinar suas participações em sociedades que operam no setor de energia brasileiro.

Além disso, nós somos uma das maiores distribuidoras de eletricidade do Brasil, com base nos 68.708 GWh de energia elétrica que distribuímos para 10,2 milhões de consumidores em 2021. Em geração de energia elétrica, a nossa Capacidade Instalada em 31 de dezembro de 2021 era de 4.385 MW. Por meio da nossa participação na CPFL Renováveis, nós também estamos envolvidos na construção de uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH), como resultado esperamos aumentar a nossa capacidade instalada em 28 MW, na medida em que seja concluída nos próximos dois anos.

Nós também estamos envolvidos na comercialização de energia, comprando e vendendo eletricidade a produtores de energia, Consumidores Livres e companhias de comercialização de energia. Nós também prestamos serviços de agenciamento a Consumidores Livres perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE") e outros agentes, bem como serviços relacionados à eletricidade a suas afiliadas e não afiliadas. Em 2021, o volume total da energia elétrica vendida por nossas subsidiárias de comercialização foi 715 GWh e 12.859 GWh a partes afiliadas e não afiliadas, respectivamente.

Atualmente, também estamos desenvolvendo expandindo nosso negócio de transmissão de energia elétrica, tendo vencido com sucesso três dos leilões de transmissão da ANEEL greenfield de 2018, que exigirão um investimento de R\$ 924 milhões (estimado pela ANEEL) e exigirão que construamos aproximadamente 407 km em linhas de transmissão para adicionar 2.343 MVA em nosso portfólio. Em julho de 2021, nos sagramos vencedores no Leilão de privatização da CEEE-T, agora CPFL Transmissão. A empresa, passou a incorporar o grupo CPFL Energia a partir de 14 de outubro de 2021, possuindo equipamentos sob sua concessão distribuídos em 73 subestações, todas estão situadas no Estado do Rio Grande do Sul, com 172 transformadores, que totalizam uma potência instalada de 10.234 MVA, e outros 1.047 MVA oriundos de participação em investimentos. A Companhia opera 5.937km de extensão de linhas de transmissão em tensões de 230 kV, 138 kV e 69 kV, que são suportadas por 15.113 estruturas, além de ter participação em outros 17 km de linhas de transmissão, na TESB – Transmissora de energia Sul Brasileira, totalizando 6.954 km de linhas de transmissão em operação.

Em 2 de setembro de 2016, nosso então acionista Camargo Correa S.A. celebrou um contrato para vender sua participação de 23,6% em nossa Companhia para a State Grid. Subsequentemente ao anúncio, outros membros de nosso bloco de controle também decidiram vender suas participações para a State Grid. Consequentemente, a State Grid adquiriu aproximadamente 54,64% do nosso capital com direito a voto. A State Grid Brazil Power Participações S.A. é uma subsidiária indireta da State Grid Corporation of China, uma empresa estatal constituída e existente de acordo com as leis da República Popular da China. A aquisição foi aprovada pelo CADE, autoridade de defesa da concorrência brasileira, em setembro de 2016, e pela ANEEL, em dezembro de 2016. A aquisição foi concluída e, como resultado, o controle foi transferido para a State Grid em 23 de janeiro de 2017. Em novembro de 2017, a State Grid fez uma oferta pública para aquisição de nossas ações. Após o encerramento da referida oferta em 5 de dezembro 2017, a State Grid, direta e indiretamente com a ESC Energia S.A., (uma subsidiária integralmente detida pela State Grid) detinha 964.521.902 de nossas ações ordinárias, equivalentes a aproximadamente 94,75% do nosso capital acionário total.

Em novembro de 2018, a State Grid também adquiriu 48,39% do capital social total da CPFL Renováveis

## 7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

por meio de um processo de oferta pública obrigatória de aquisição de ações. O capital social total da State Grid da CPFL Renováveis foi diluído para 46,76% como resultado da decisão da State Grid de não exercer seus direitos de preferência no aumento de capital da CPFL Renováveis que foi aprovado pelo conselho de administração da CPFL Renováveis em 4 de junho de 2019 e capitalizar o Adiantamento para Futuro Aumento de Capital (AFAC) que a CPFL Geração detinha na CPFL Renováveis desde 2016. Este aumento de capital elevou o capital total da CPFL Geração da CPFL Renováveis para 53,18%.

Em 21 de maio de 2019, nosso conselho de administração autorizou o início da integração da CPFL Renováveis em nossa estrutura administrativa. Nosso plano de integração para a CPFL Renováveis envolve (i) a implementação de planos para reestruturar e melhorar as operações da CPFL Renováveis, com o objetivo de criar sinergias entre a CPFL Renováveis e nossos negócios atuais e (ii) a realização de estudos e análises de uma reorganização societária que pode envolver uma consolidação total ou parcial da CPFL Geração e da CPFL Renováveis, que ainda está sujeita a uma revisão adicional e, finalmente, à aprovação de nossa administração. Em 1º de julho de 2019, após a autorização de nosso conselho de administração, nossa diretoria aprovou a integração da estrutura administrativa da CPFL Renováveis em nosso modelo organizacional para otimizar operações e obter eficiência. Essa consolidação em potencial ocorreria apenas após uma decisão final com relação ao requisito da B3 de restabelecer o free float da CPFL Renováveis.

Em 30 de maio de 2019, anunciamos o lançamento de nossa oferta pública subsequente de distribuição de ações (*follow on*), encerrada em 28 de junho de 2019. No âmbito da oferta pública subsequente, oferecemos 116.817.126 de novas ações ordinárias em uma oferta global que consistiu em (i) uma oferta pública de ações ordinárias com esforços restritos de venda no Brasil e (ii) uma oferta internacional simultânea de ações ordinárias, incluindo na forma de ADSs, nos Estados Unidos e em outros lugares fora do Brasil. Ainda emitimos 17.522.568 ações ordinárias adicionais no âmbito de uma opção de lote suplementar que foi liquidada em 28 de junho de 2019. Como resultado da oferta pública subsequente, captamos recursos líquidos de aproximadamente R\$ 3.164,3 milhões antes das despesas, após dedução das comissões de subscrição. Captamos recursos líquidos de aproximadamente R\$ 474,7 milhões antes das despesas, após dedução das comissões de subscrição, como resultado da opção de lote suplementar. Após o encerramento da oferta pública subsequente, a participação direta e indireta da State Grid em nosso capital social diminuiu para 83,71%.

Em 30 de setembro de 2019, anunciamos, juntamente com a State Grid, o fechamento da compra e venda das ações de emissão da CPFL Renováveis e a transferência pela State Grid para nós de todas as ações da CPFL Renováveis detidas diretamente pela State Grid em um preço de compra de R\$ 16,85 por ação. O preço total de compra pago por nós à State Grid foi de R\$ 4,1 bilhões. Em 19 de dezembro de 2019, nosso conselho de administração e a diretoria da CPFL Geração aprovaram 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. Essa oferta pública está sujeita ao registro na CVM e à autorização do B3. O preço por ação oferecido é de R\$ 16,85, ajustado pela SELIC a partir da data da oferta pública obrigatória realizada pela State Grid em novembro de 2018. Em 27 de abril de 2020, a Companhia recebeu o deferimento da CVM relacionado ao pedido da OPA Conversão de Registro bem como para OPA Saída do Novo Mercado. O Edital de Oferta Pública, contendo todos os termos e condições da OPA, foi divulgado pela CPFL Geração em 06 de maio de 2020.

Em 18 de dezembro de 2019, foi aprovada em reunião da Diretoria Executiva da CPFL Energia a intenção da Companhia de: (i) rescindir o Second Amended and Restated Deposit Agreement ("Contrato de Depósito") com o Citibank N.A. ("Citibank"), relacionado aos seus American Depositary Receipts ("ADRs"); (ii) deslistar seus ADRs da Bolsa de Valores de Nova York ("NYSE"); e (iii) uma vez que a Companhia cumprisse com os requisitos aplicáveis, cancelar seu registro com a U.S. Securities and Exchange Commission dos Estados Unidos da América ("SEC"). A Companhia entendeu que o racional econômico para manter uma listagem na NYSE diminuiu devido, em parte, a: (i) aumentos no volume negociado de ações brasileiras na B3 S.A. – Bolsa, Brasil, Balcão ("B3") no Brasil por investidores estrangeiros, devido à internacionalização do mercado financeiro e de capitais brasileiro, além do estreitamento da distância entre os padrões de divulgação do Brasil e dos EUA com relação a reportes financeiros; e (ii) uma tendência decrescente nos últimos anos no volume de negociação das ADRs da

## 7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

Companhia na NYSE. Em 10 de fevereiro de 2020, a CPFL Energia, por meio de Comunicado ao Mercado, informou que a deslistagem das suas ADRs da NYSE, mencionada no item (ii) acima, passou a ter eficácia a partir daquela data. Em 8 de maio de 2020, a CPFL Energia, por meio de Comunicado ao Mercado, informou que, sobre a deslistagem de suas ADRs da NYSE, arquivou naquela data perante a SEC dos EUA o seu "post-effective Amendment" ao Form F-3, nos termos do U.S. Securities Exchange Act of 1934 ("Exchange Act") para cancelar o registro de valores mobiliários registrados e não negociados com base nesse Form F-3. Em 15 de junho de 2020, a CPFL Energia, por meio de Comunicado ao Mercado, informou que, tendo em vista o cumprimento dos critérios aplicáveis, arquivou naquela data perante a SEC dos EUA um Form 15F para cancelar seu registro e encerrar suas obrigações de divulgação nos termos do Exchange Act. Decorridos 90 dias do arquivamento, sem manifestação da SEC, tornou-se efetivo o cancelamento de seu registro e encerramento de suas obrigações de divulgação nos termos do Exchange Act.

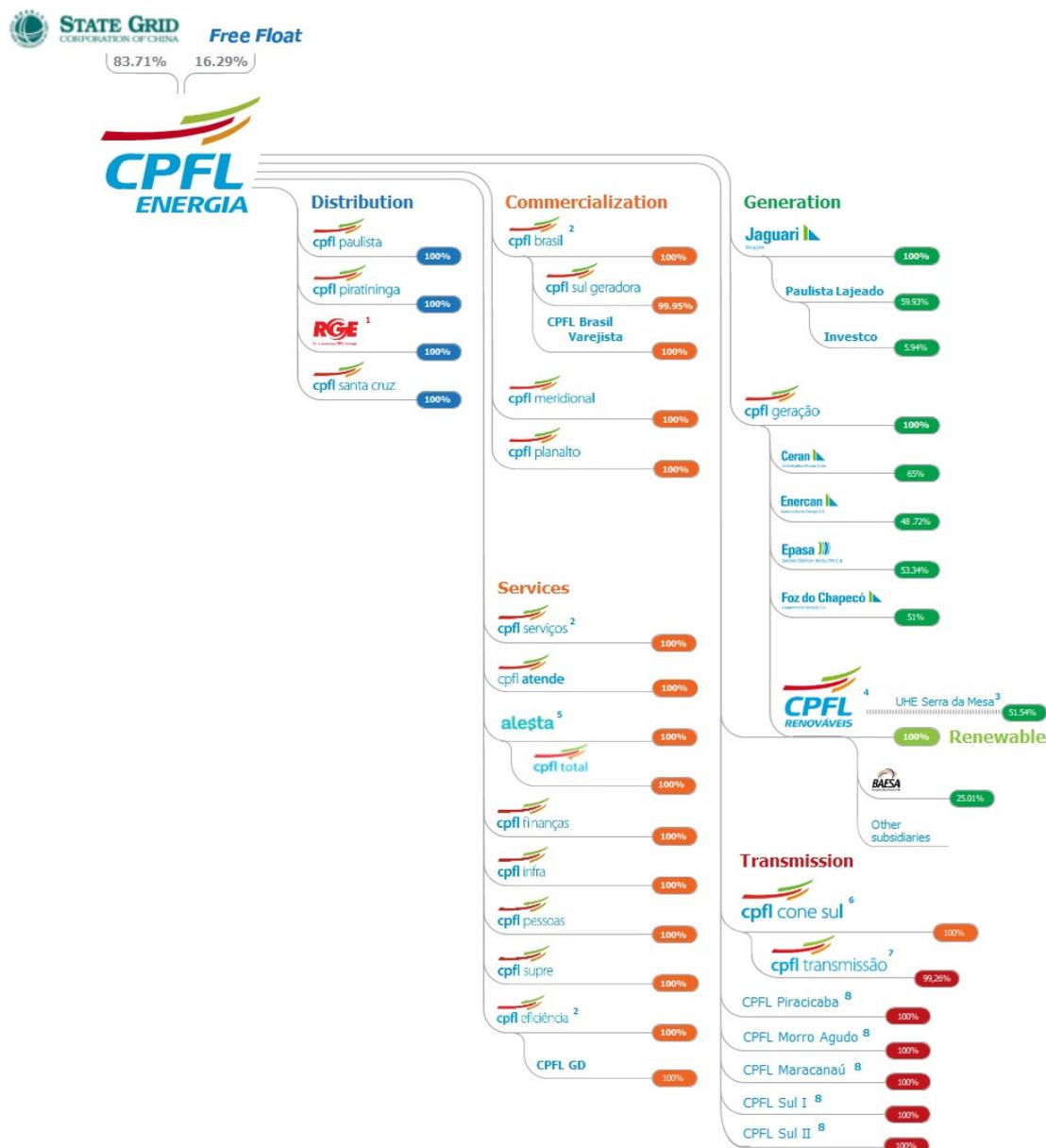
Em 30 de setembro, em continuidade à comunicação realizada por meio do fato relevante datado de 21 de maio de 2019 que concluíram, nesta data, a segunda etapa do plano de integração da CPFL Renováveis mediante a Reestruturação Societária das empresas do Grupo CPFL ("Reestruturação Societária") (i) a cisão parcial da CPFL Geração com a versão de seu acervo líquido cindido para a CPFL Renováveis; (ii) a incorporação total, pela CPFL Renováveis, da CPFL Centrais Geradoras Ltda. ("CPFL Centrais Geradoras") e (iii) o aumento de capital da CPFL Renováveis mediante a integralização de créditos pela CPFL Geração.

A Reestruturação Societária foi anuída pela Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL") em 22 de setembro de 2020, por meio da Resoluções Autorizativas nº 9.229/2020 e nº 9.230/2020, bem como a proposta foi avaliada e aprovada internamente pelas Diretorias Executivas e Conselhos e Administração das empresas envolvidas. A nova estrutura gera fortalecimento das estruturas administrativas e traz sinergias para o grupo.

## 7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

### Negócios da Companhia

A imagem abaixo fornece uma visão geral da estrutura societária da Companhia em 31 de dezembro de 2021:



Base: 31/12/2021

Notas:

- (1) A RGE é controlada pela CPFL Energia (89,0107%) e pela CPFL Brasil (10,9893%);
- (2) CPFL Soluções = CPFL Brasil + CPFL Serviços + CPFL Eficiência;
- (3) Parcela de 51,54% da disponibilidade da potência e de energia da UHE Serra da Mesa, referente ao Contrato de Suprimento de Energia entre a CPFL Renováveis e Furnas;
- (4) A CPFL Renováveis é controlada pela CPFL Energia (49,1502%) e pela CPFL Geração (50,8498%);
- (5) A Alesta é controlada pela CPFL Energia (99,99%), e pela CPFL Brasil (0,01%). Está enquadrada no segmento "Outros". Para facilitar a visualização e por ter incorporado as ações da CPFL Total, está apresentada no segmento "Serviços";
- (6) A CPFL Transmissão (CEEE-T) é controlada pela CPFL Cone Sul (66,08% do total das ações).
- (7) A CPFL Piracicaba, CPFL Morro Agudo, CPFL Maracanaú, CPFL Sul I e CPFL Sul II são consolidadas na CPFL Geração.

Os nossos segmentos de negócio são divididos da seguinte forma:

## 7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

**Distribuição.** Em 2021, as nossas quatro subsidiárias de distribuição integralmente consolidadas entregaram 68.708 GWh de energia elétrica para 10,2 milhões de consumidores, principalmente nos Estados de São Paulo e Rio Grande do Sul.

**Geração.** Em 31 de dezembro de 2021, nossa capacidade instalada em operação totaliza 4.385 MW, compreendendo 8 UHEs (1.966 MW), 49 parques eólicos (1.391 MW), 48 PCHs e CGHs (475 MW), 8 usinas termelétricas a biomassa (370 MW), 2 UTEs (182 MW) e 1 usina solar (1 MW). Ainda está em construção 1 PCH (28 MW). Adicionalmente, possuímos projetos eólicos, solares e de PCHs em desenvolvimento totalizando 3.350 MW.

**Transmissão.** Em 31 de dezembro de 2021, nosso segmento de Transmissão é composto por 78 subestações, totalizando 13.804 MVA de potência instalada e 6.194 quilômetros de linhas de transmissão nas tensões de 69 kV e 230 kV, fazendo parte do Sistema Interligado Nacional – SIN.

Nossos ativos de transmissão	Em construção								
	CPFL Transmissão			CPFL Piracicaba	CPFL Morro Agudo	CPFL Maracanaú	CPFL Sul I	CPFL Sul II	
Contrato de Concessão	CC 055/01	CC 080/02	CC 004/21	TESB	CC 003/13	CC 006/15	CC 02/18	CC 005/19	CC 011/19
Localização	RS	RS	RS	RS	SP	SP	CE	SC	SC/RS
Número de subestações	69	0	0*	2	1	1	1	1	3
Número de linhas de transmissão	120	1	0	1**	-	-	2	2	5
Extensão de linhas de transmissão	5.810	127	0	102	-	-	2	157	81,4
Potência	10.234	0	550	747	800 MVA	800 MVA	450 MVA	224 MVA	549 MVA
Prazo de concessão	2042	2032	2051	2041	2043	2045	2048	2049	2049
Receita anual permitida (RAP)	R\$ 832 milhões	R\$ 20 milhões	R\$ 9 milhões	R\$ 18 milhões	R\$ 12,3 milhões	R\$ 14,6 milhões	R\$ 7,9 milhões	R\$ 26,4 milhões	R\$ 33,9 milhões

\*Contrato de Concessão 004/21 – tem 1 subestação em construção.

\*\*A TESB possui 1 linha de transmissão em operação e 4 linhas de transmissão em construção.

**Comercialização.** Nossas subsidiárias de comercialização gerenciam as operações de compra e venda de energia e oferecem serviços de gestão de contratação de energia para geradores e consumidores 'livres' e 'especiais' perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e outros agentes, incluindo orientação sobre as exigências operacionais. A CPFL Brasil, nossa maior subsidiária de comercialização, negocia a compra e venda de energia elétrica com consumidores 'livres' e especiais', outras empresas de comercialização, geradores e distribuidoras. Em 2021, vendemos 13.574 GWh de energia elétrica, dos quais 12.859 GWh foram vendidos para partes não afiliadas.

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

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

O diagrama a seguir mostra o nosso território de atuação em 31 de dezembro de 2021:



## 7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

custos operacionais eficientes, explorando sinergias e tecnologias. Também nos esforçamos para padronizar e atualizar nossas operações regularmente, introduzindo sistemas automatizados sempre que possível. Também reconhecemos a necessidade de investir em ativos digitais, como a tecnologia Smart Grid, e em 2021 implantamos 1.635 religadores automáticos de circuito, elevando o número total em nossas áreas de concessão para 14.765. Esses religadores automáticos de circuito permitem maior flexibilidade na operação do sistema elétrico e são suportados por nossa robusta infraestrutura de comunicação proprietária, incluindo sistemas de radiocomunicação digital, malha de radiofrequência e rede de fibra óptica, além de nossa parceria com fornecedores de serviços de telecomunicações.

Para essa finalidade, planejamos fazer investimentos de capital agregando aproximadamente R\$ 4.872 milhões em 2022 e R\$ 4.266 milhões em 2023. Do total de investimentos orçados neste período, R\$ 6.938 milhões ou 75,9% deverão ser investidos em nosso segmento de distribuição, R\$ 788 milhões ou 8,6% em nosso segmento de geração, e R\$ 104 milhões, ou 1,1% em nossas atividades de serviço e comercialização. Além disso, neste período, planejamos investir R\$ 1.308 milhões, ou 14,3%, em nossos negócios de transmissão.

Já nos comprometemos contratualmente com parte desses gastos, principalmente em projetos de geração. Vide "Item 5. Revisão e Perspectivas Operacionais e Financeiras – Liquidez e Recursos de Capital – Requisitos de Captação e Compromissos Contratuais" e "Item 3. Principais Informações – 3D. Fatores de Risco – Riscos Relacionados às nossas Operações e ao Setor Elétrico Brasileiro – Se não conseguirmos concluir em tempo hábil nosso programa proposto de investimentos, a operação e desenvolvimento de nossos negócios podem ser afetados negativamente", para mais informações. Os gastos de capital planejados para o desenvolvimento de nossa capacidade de geração e os respectivos contratos de financiamento são discutidos mais detalhadamente no Item 10.8.a deste Formulário de Referência.

**Expandir e fortalecer nossa comercialização.** Consumidores Livres constituem um segmento significativo do mercado de energia elétrica no Brasil, representando mais do que 34% do mercado. Esse percentual vem aumentando ano a ano devido às novas migrações do mercado cativo para o mercado livre, impulsionadas pelo aumento significativo de novos players, que cada vez mais oferecem preços mais baixos e ofertas de produtos alinhados com o perfil de consumo do cliente, reduzindo assim o risco do mercado livre. Vale ressaltar que a Portaria MME nº 465/2019, estabeleceu que até 31 de janeiro de 2022, a ANEEL e a CCEE deveriam apresentar um estudo sobre as medidas regulatórias necessárias para permitir a abertura do mercado livre para consumidores com cargas abaixo de 500 kW, incluindo cronograma de abertura proposto a partir de 1º de janeiro de 2024. Em atendimento à Portaria, a Aneel apresentou ao Ministério de Minas e Energia uma proposta de abertura do mercado livre no Brasil, através da nota técnica nº 10/2022, sendo estabelecido que antes de indicar um cronograma para a abertura do mercado livre, há necessidade de aprimoramentos regulatórios no país, dessa forma, foram identificados 14 itens para regulamentação ou aprimoramento.

Por meio da CPFL Brasil, nossa subsidiária de comercialização de energia, estamos focados em celebrar contratos bilaterais com os consumidores que aderiram ao mercado livre no Brasil inteiro. Para atingir esse objetivo, segmentamos e aumentamos o nível de relacionamento com os nossos clientes, utilizando nossos consultores de negócio dedicados, além do suporte operacional do back office com assuntos relacionados à CCEE. Outro movimento importante foi o reposicionamento do produto de gestão de energia, iniciado em 2020 e continuado em 2021. Com essa ação, a CPFL Comercializadora busca alcançar os clientes potencialmente livres que ainda estão no ambiente cativo mas que poderiam estar no ambiente livre, oferecendo produtos específicos para cada perfil, crescendo sua base de clientes e se preparando para a futura abertura do mercado livre.

**Posicionamento para nos beneficiar da consolidação do setor, com base em nossa experiência na integração e reestruturação bem-sucedidas de outras operações.** Acreditamos que, com a eventual estabilização do ambiente regulatório no setor energético brasileiro no futuro, poderá haver substancial consolidação nos setores de geração, transmissão e, sobretudo, distribuição. Nos últimos anos, integramos com sucesso a RGE Sul (adquirida da AES Guaíba II Empreendimentos Ltda. em 2016), explorando sinergias operacionais com a concessão herdada vizinha RGE, fundimos a RGE e a RGE Sul em uma (RGE Sul, agora operando sob a denominação RGE), e também fundimos nossas subsidiárias de distribuição menores em uma (CPFL Santa Cruz), a fim de nos

## 7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

beneficiarmos de uma estrutura corporativa mais enxuta. Além disso, estamos integrando com sucesso a CPFL Transmissão (adquirida do Governo do Estado do Rio Grande do Sul), onde estamos explorando sinergias operacionais com outros negócios que possuímos no Estado. Nossa expansão nos negócios de transmissão suporta nossas operações de distribuição com confiabilidade e qualidade adicionais das novas Subestações que colocaremos em operação.

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

### **Estratégia e gestão para o desenvolvimento sustentável.**

Estruturamos nosso Plano de Sustentabilidade 2020-24, alinhado ao Planejamento estratégico, com o objetivo de impulsionar a transição para um modelo mais sustentável de produzir e consumir energia, potencializando os impactos positivos do nosso modelo de negócio na comunidade e cadeia de valor. Para isso, definimos três pilares de atuação - energia sustentável, soluções inteligentes e valor compartilhado com a sociedade - e habilitadores: ética, transparência, desenvolvimento de colaboradores e inclusão. Dentro desses pilares, assumimos 15 compromissos públicos que contribuem para o alcance dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) das Nações Unidas, e são monitorados pela Plataforma de Sustentabilidade, nossa ferramenta de gestão.

A partir da estratégia definida no Plano de Sustentabilidade, realizamos a gestão sobre temas específicos e fundamentais para todo o setor elétrico, como Mudanças Climáticas. Pautamos nossa atuação sobre este tema em 4 frentes principais: Gestão das emissões de GEE, Gestão de riscos e oportunidades climáticas, Impulso à inovação e Engajamento e divulgação. Entre as oportunidades, oferecemos soluções de baixo carbono e descarbonização da matriz de energia aos nossos clientes, 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.

Também apoiamos as iniciativas de fomento aos interesses econômicos, culturais, esportivos, de saúde e sociais das comunidades 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. Também integram as atividades da instituição: o Circuito CPFL, programa com etapas de corrida e caminhada e sessões de cinema movido a energia solar; o CPFL Intercâmbio Brasil-China, que estabelece um diálogo cultural através de filmes, concertos e palestras; e outras atividades; e os programas do Café Filosófico CPFL, realizado em parceria com a TV Cultura e exibido na grade da emissora. Em 2021, investimos R\$ 31,4 milhões em projetos que impactaram aproximadamente 564 mil pessoas, por meio do apoio à 70 instituições sociais e 14 hospitais em 46 municípios. E com nossas ações digitais impactamos cerca de 170 milhões de pessoas.

**Em busca de melhores práticas de governança corporativa.** Dedicamo-nos a manter os mais altos níveis de transparência administrativa e governança corporativa, proporcionando direitos equitativos aos acionistas e, por meio de várias medidas, inclusive aumento de nosso volume de *free float* e liquidez de nossas ações, buscando valor para nossos acionistas.

## 7. Atividades do emissor / 7.1.a - Infs. de sociedade de economia mista

<b>7.1-A Indicar, caso o emissor seja sociedade de economia mista:</b>
--

**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:**

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.

## 7. Atividades do emissor / 7.2 - Inf. sobre segmentos operacionais

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

### a. produtos e serviços comercializados;

Nossas atividades essenciais são:

- **Distribuição.** Nossas quatro distribuidoras integralmente consolidadas entregaram 68.708 GWh em 2021, 65.926 GWh em 2020 e 68.055 GWh em 2019 de energia elétrica para 10,2, 9,9 e 9,8 milhões de consumidores, respectivamente, principalmente nos Estados de São Paulo e Rio Grande do Sul.
- **Geração.**

Em 31 de dezembro de 2021, nossa capacidade instalada total consolidada era de 4.385 MW, sendo 3.067 MW calculada com base em nossa participação de 100% na CPFL Renováveis e os ativos cujas participações da CPFL Geração foram transferidos à CPFL Renováveis.

As nossas subsidiárias hidráulicas tinham uma Capacidade Instalada de 1.966 MW. Essa capacidade instalada já reflete a Reestruturação Societária ocorrida entre CPFL Geração de Energia S.A. e CPFL Energias Renováveis S.A. ocorrida em 2020. Atualmente, detemos participação em seis usinas hidrelétricas: Monte Claro, Campos Novos, Luiz Eduardo Magalhães - Lajeado, Castro Alves, 14 de Julho, Foz do Chapecó e Barra Grande. Ainda que a concessão da usina hidrelétrica de Serra da Mesa seja de propriedade de urnas, temos direito a 51,54% de sua Energia Assegurada. Nós também possuímos duas usinas termelétricas, Termonordeste e Termoparaíba. Em 17 de julho de 2018, o MME publicou o Despacho 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. Também em 2019, o registro da CGH Santa Alice foi cancelado para novo registro como geração distribuída e o projeto foi arrendado à TIM Celular S.A. e iniciou suas operações como serviços de geração distribuída em 1º de junho de 2019.

Nossa subsidiária indireta, CPFL Renováveis, na qual detemos participação de 100%, opera todos os nossos parques eólicos e Usinas Termelétricas de Biomassa, bem como 50 usinas hídricas, que constituem UHEs, PCHs e CGHs. Essas 50 usinas hídricas estão todas 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 1.305 MW. Esse valor já inclui as transferências societárias ocorridas entre CPFL Geração de Energia S.A. e CPFL Energias Renováveis S.A. em 2020, citadas anteriormente. Em 1 de janeiro de 2021, a UHE Macaco Branco (2 MW), que operava sob o regime de cotas, 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 para a CPFL Energias Renováveis S.A.

Uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH Lucia Cherobim) está em construção, com previsão de início de operação em 2024 e capacidade instalada de 28 MW. A CPFL Renováveis também possui 49 usinas eólicas, 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 oito Usinas Termelétricas de Biomassa em operação, com capacidade instalada total de 370 MW, localizadas nos estados de Minas Gerais, Paraná, São Paulo e Rio Grande do Norte. A CPFL Renováveis também opera a Usina Solar Tanquinho, localizada no estado de São Paulo e com capacidade instalada de 1,1 MW.

## 7. Atividades do emissor / 7.2 - Inf. sobre segmentos operacionais

- Comercialização.** Nossas subsidiárias de comercialização gerenciam as operações de compra e venda de energia e oferecem serviços de gestão de contratação de energia para geradores e consumidores 'livres' e 'especiais' perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e outros agentes, incluindo orientação sobre as exigências operacionais. A CPFL Brasil, nossa maior subsidiária de comercialização, negocia a compra e venda de energia elétrica com consumidores 'livres' e especiais', outras empresas de comercialização, geradores e distribuidoras. Em 2021, vendemos 13.574 GWh de energia elétrica, dos quais 12.859 GWh foram vendidos para partes não afiliadas.

Em 2020, vendemos 16.216 GWh de energia elétrica, dos quais 15.880 GWh foram vendidos para partes não relacionadas.

Em 2019, vendemos 19.186 GWh de energia elétrica, dos quais 19.097 GWh foram vendidos para partes não relacionadas.

- Transmissão.** O segmento de transmissão desempenha um papel crucial no desenvolvimento do setor elétrico brasileiro. As redes transmissoras fazem a conexão entre os parques de geração e as distribuidoras, responsáveis pelo fornecimento da energia a todos os consumidores finais. A qualidade dos ativos de transmissão, que incluem também as subestações, é essencial para garantir uma operação segura e confiável. Com esse objetivo, fortalecemos nossa estratégia de atuação direcionada para a captura de oportunidades em transmissão que tenham sinergia com nossos negócios de geração e distribuição. Vencemos o leilão de privatização da CEEE-T, do Rio Grande do Sul, com 6 mil quilômetros de linhas e 15,7 mil estruturas – agora gerenciadas sob a marca CPFL Transmissão. O aporte nessa operação foi de R\$ 2,6 bilhões, o que garantiu à CPFL Energia a aquisição da participação acionária majoritária (66,08%) que o governo estadual possuía na companhia. Por meio de oferta pública de aquisição das ações ordinárias e preferenciais da CPFL Transmissão, adquirimos mais 33,18% das ações da companhia e aumentamos a participação acionária majoritária para 99,26%. Nos próximos cinco anos, serão investidos aproximadamente R\$ 1,5 bilhão para a expansão e melhoria da rede. A CPFL Transmissão tem grande potencial de sinergia com outros negócios que possuímos no Rio Grande do Sul. Naquele estado, possuímos a RGE no segmento de distribuição, 4 parques eólicos, 4 PCHs e 5 UHEs. Além disso, já estávamos investindo na construção de dois novos lotes de linhas de transmissão e subestações arrematados em leilões da ANEEL em 2018 (CPFL Sul I e CPFL Sul II).

Nossos ativos de transmissão	Em construção									
	CPFL Transmissão				CPFL Piracicaba	CPFL Morro Agudo	CPFL Maracanaú	CPFL Sul I	CPFL Sul II	
Contrato de Concessão	CC 055/01	CC 080/02	CC 004/21	TESB	CC 003/13	CC 006/15	CC 02/18	CC 005/19	CC 011/19	
Localização	RS	RS	RS	RS	SP	SP	CE	SC	SC/RS	
Número de subestações	69	0	0*	2	1	1	1	1	3	
Número de linhas de transmissão	120	1	0	1**	-	-	2	2	5	
Extensão de linhas de transmissão	5.810	127	0	102	-	-	2	157	81,4	
Potência	10.234	0	550	747	800 MVA	800 MVA	450 MVA	224 MVA	549 MVA	
Prazo de concessão	2042	2032	2051	2041	2043	2045	2048	2049	2049	
Receita anual permitida (RAP)	R\$ 832 milhões	R\$ 20 milhões	R\$ 9 milhões	R\$ 18 milhões	R\$ 12,3 milhões	R\$ 14,6 milhões	R\$ 7,9 milhões	R\$ 26,4 milhões	R\$ 33,9 milhões	

\*Contrato de Concessão 004/21 – tem 1 subestação em construção.  
\*\*A TESB possui 1 linha de transmissão em operação e 4 linhas de transmissão em construção.

O empreendimento de Maracanaú, composto pelas linhas de transmissão LT C-1 CE - CPFL Maracanaú e a nova Subestação Maracanaú II com potência de 450MVA e tensão de 230/69 kV, entrou em operação comercial em 23 de maio de 2022. Maracanaú tem uma RAP de R\$ 7,9 milhões para o ciclo 2022-2023.

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

Adicionalmente aos 5 segmentos operacionais referidos acima, consolidamos determinadas atividades como "Outras". As atividades consolidadas em "Outras" consistem de CPFL Telecom e despesas da holding CPFL Energia.

## 7. Atividades do emissor / 7.2 - Inf. sobre segmentos operacionais

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

2021	Receita líquida	Vendas entre segmentos	Venda total	% em relação Receita líquida
Distribuição	33.222.929	12.171	33.235.100	84,8%
Geração	2.811.513	1.077.182	3.888.695	9,9%
Transmissão	506.153	114.453	620.606	1,6%
Comercialização	2.545.625	10.084	2.555.709	6,5%
Serviços	121.910	748.412	870.322	2,2%
Outros	2.019	-	2.019	0,0%
Eliminações	-	(1.962.302)	(1.962.302)	(5,0%)
<b>TOTAL</b>	<b>39.210.149</b>	<b>-</b>	<b>39.210.149</b>	<b>100,0%</b>
2020	Receita líquida	Vendas entre segmentos	Venda total	% em relação Receita líquida
Distribuição	25.523.282	9.042	25.532.323	82,6%
Geração	2.177.458	968.020	3.307.081	10,2%
Transmissão	140.383	21.220	161.603	0,5%
Comercialização	2.949.657	32.948	2.982.605	9,7%
Serviços	111.557	613.132	724.689	2,3%
Outros	-	-	-	-
Eliminações	(3.878)	(1.644.362)	(1.648.240)	(5,3%)
<b>TOTAL</b>	<b>30.898.458</b>	<b>-</b>	<b>30.898.458</b>	<b>100,0%</b>
2019	Receita líquida	Vendas entre segmentos	Venda total	% em relação Receita líquida
Distribuição	24.217.986	42.311	24.260.297	81,1%
Geração	2.137.378	1.003.514	13.140.892	10,5%
Comercialização	3.487.008	3.696	3.490.704	11,7%
Serviços	87.791	526.574	614.365	2,1%
Outros	2.311	-	2.311	-
Eliminações	-	(1.576.095)	(1.576.095)	(5,3%)
<b>TOTAL</b>	<b>29.932.474</b>	<b>-</b>	<b>29.932.474</b>	<b>100,0%</b>

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

Segmentos:	2021		2020		2019	
	Lucro líquido	% em relação ao lucro líquido do emissor	Lucro líquido	% em relação ao lucro líquido do emissor	Lucro líquido	% em relação ao lucro líquido do emissor
Distribuição	2.868.314	59,1%	2.111.366	57,0%	1.834.575	66,8%
Geração	2.202.133	45,4%	1.630.497	44,0%	970.610	35,3%
Transmissão	(104.085)	(2,1%)	34.134	0,9%	-	-
Comercialização	(92.981)	(1,9%)	65.861	1,8%	47.475	1,7%
Serviços	122.317	2,5%	102.077	2,8%	83.282	3,0%
Outros	(141.947)	(2,9%)	(236.949)	(6,4%)	(187.647)	(6,8%)
<b>TOTAL</b>	<b>4.853.751</b>	<b>100%</b>	<b>3.706.986</b>	<b>100,0%</b>	<b>2.748.296</b>	<b>100,0%</b>

## 7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

### 7.3 Em relação aos produtos e serviços que correspondam aos segmentos operacionais divulgados no item 7.2, descrever:

#### a. características do processo de produção;

Nossas empresas distribuidoras não produzem a energia elétrica que entregam a seus consumidores finais. Parte desta energia é comprada por fornecedores externos e parte é proveniente de produção de nossas empresas geradoras.

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

Segue detalhamento de nossas operações de "Geração". Do item 7.3.b a seguir, constam os detalhamentos dos segmentos de "Distribuição", "Comercialização", "Transmissão" e "Serviços".

#### ***Geração de Energia Elétrica***

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

Todas as nossas usinas hídricas 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 6 CGHs (Santa Alice, Lavrinha, São José, Turvinho, São Sebastião e Pinheirinho). Nossa Capacidade Instalada total em nosso segmento de geração era de 4.385MW em 31 de dezembro de 2021. A maior parte da energia elétrica que produzimos vem das nossas Usinas Hidrelétricas. Nós geramos um total de 13.320 GWh em 2021, 11.408 GWh em 2020 e 13.611 GWh em 2019.

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.

#### ***Geração***

#### ***Usinas Hidrelétricas***

Em 31 de dezembro de 2021, nossa subsidiária CPFL Geração Energias Renováveis S.A. possuía participação de 51,54% na energia assegurada da Usina de Serra da Mesa, que antes pertencia à CPFL Geração de Energia S.A.. Por meio de suas subsidiárias CERAN, ENERCAN e Chapecoense, a CPFL Geração possui participação nas Usinas de Monte Claro, Campos Novos, Castro Alves, 14 de Julho e Foz

## 7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

do Chapecó, que estão operacionais desde dezembro de 2004, fevereiro de 2007, março de 2008, dezembro de 2008 e outubro de 2010, respectivamente. Por meio da CPFL Jaguari Geração, nós possuímos participação de 4,15% (59,93% de 6,93%) na Energia Assegurada da Usina elétrica de Luiz Eduardo Magalhães.

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.** Nossa maior usina hidrelétrica em operação é a usina de Serra da Mesa, que adquirimos em 2001 da ESC Energia S.A. (anteriormente denominada VBC) uma de nossos antigos acionistas. Furnas começou a construção da usina de Serra da Mesa em 1985. Em 1994, a construção foi suspensa em razão de falta de recursos, o que levou a uma licitação pública a fim de retomar a construção. A Usina Hidrelétrica de Energia ("UHE") de Serra da Mesa possui três unidades geradoras localizadas no Rio Tocantins, no Estado de Goiás. A usina de Serra da Mesa iniciou operações em 1998 e tem uma Capacidade Instalada total de 1.275 MW. A concessão para a operação da UHE de Serra da Mesa é detida por Furnas, que também a opera, e parte das instalações pertence à nossa companhia (por meio de nossa controlada CPFL Renováveis). Um contrato celebrado entre a Companhia e a Furnas, com duração de 30 anos, iniciado em 1998, assegura-nos o recebimento de 51,54% da energia assegurada da usina até o ano de 2028, ainda que, na vigência da concessão, ocorra encampação, caducidade ou vencimento de seu prazo. Vendemos a totalidade da energia elétrica a Furnas nos termos de um contrato de compra e venda de energia elétrica que foi renovado em março de 2014 e cujo preço é reajustado anualmente com base no IGP-M. Este contrato tem vencimento para 2028. Nossa parcela da capacidade instalada e da energia assegurada da usina hidrelétrica de Serra da Mesa é de 657 MW e de 2.878 GWh/ano, respectivamente. 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 de Serra da Mesa foi estendida até 30 de setembro de 2040, de acordo com a Resolução Autorizativa da ANEEL nº 6.055/2016.

**Complexo Hidrelétrico CERAN.** Detemos uma participação de 65,0% na CERAN, uma subsidiária à 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 (com 30,0%) e a Desenvix (com 5,0%). O Complexo Hidrelétrico CERAN consiste de 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 1.450 GWh por ano, dos quais a nossa participação é de 942 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 usina de 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 491 GWh por ano.

**Castro Alves (Complexo CERAN).** Em março de 2008, a primeira unidade de geração da Usina de 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 542 GWh por ano.

**14 de Julho (Complexo CERAN).** A primeira unidade de geração da Usina de 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 416 GWh por ano.

## 7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

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 às condições sob as quais iremos transferir a Subestação Monte Claro à Rede Básica, o que eliminaria os custos de manutenção e a nossa responsabilidade pela operação da Subestação.

**Barra Grande.** Essa usina se tornou completamente operacional em maio de 2006, com uma Capacidade Instalada de 690 MW e energia assegurada de 3.266 GWh por ano. A CPFL Renováveis detém 25,01% da participação nesta usina. Os outros participantes da *joint-venture* são Alcoa (42,18%), CBA – Companhia Brasileira de Alumínio (15,00%), DME – Departamento Municipal de Energia Elétrica de Poços de Caldas (8,82%) e Camargo Corrêa Cimentos S.A. (9,00%). Vendemos nossa participação na energia assegurada deste complexo para as afiliadas de nosso grupo.

**Campos Novos.** Detemos participação de 48,72% na ENERCAN, uma *joint-venture* 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 Usina Hidrelétrica de 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 3.326 GWh por ano, da qual nossa participação é de 1.620 GWh por ano. Os demais acionistas da ENERCAN são a CBA (33,14%), Votorantim Metais Níqueis S.A. (11,63%) e a CEEE (6,51%). 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.

**Foz do Chapecó.** Detemos participação de 51,0% na Chapecoense, uma *joint-venture* formada por um consórcio de empresas dos setores privado e público, à qual foi concedida uma concessão de 35 anos em novembro de 2001 para construir, financiar e operar as Usina Hidrelétrica Foz do Chapecó. Os demais 49,0% de participação na *joint-venture* estão divididos entre Furnas, que detém uma participação de 40,0% e a CEEE, que detém uma participação de 9,0%. A hidrelétrica Foz do Chapecó está localizada no Rio Uruguai, na divisa entre os Estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul. A Usina Foz do Chapecó se tornou plenamente operacional em março de 2011 com 855 MW de Capacidade Instalada total e Energia Assegurada de 3.742 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 janeiro de 2013, a pedido da ANEEL, começamos o processo de transferência da subestação Foz de Chapecó e linhas de transmissão exclusivas à Rede Básica, dessa maneira eliminando os custos de manutenção e a responsabilidade pela operação desses ativos, assim como reduzindo o fator de perda de energia da linha de transmissão (perda regulatória). A transferência foi concluída em outubro de 2016.

**Luiz Eduardo Magalhães.** Detemos uma participação de de 4,15% (59,93% de 6,93%) na energia assegurada da usina de Luiz Eduardo Magalhães, também conhecida como UHE Lajeado. A usina está localizada no rio Tocantins, no Estado do Tocantins, e se tornou completamente operacional em novembro de 2002, com uma Capacidade Instalada total de 902,5 MW e energia assegurada de 4.425 GWh por ano. A usina foi construída pela Investco S.A., um consórcio que compreende a Lajeado Energia, EDP (Energias de Portugal), CEB (Companhia Energética de Brasília) e Paulista Lajeado (que adquirimos em 2007).

### **Usinas Termelétricas**

Nós operamos duas usinas termelétricas. 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 2021, possuíamos uma participação total de 53,34% na Termonordeste e Termoparaíba. As usinas termelétricas 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.

## 7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

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 MME nº 315, de 12 de agosto de 2019.

### ***Pequenas Centrais Hidrelétricas***

Em 31 de dezembro de 2021, todas as nossas Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs e Centrais Geradoras Hidrelétricas estavam sob a gestão da CPFL Renováveis. Para fins de simplificação, a CPFL denomina como PCHs, no âmbito deste FRE, as usinas hídras que possuem até 30 MW de potência. Por sua vez, as CGHs são as usinas hídras com potência 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 onde 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 Pequenas Centrais Hidrelétricas Rio do Peixe I e II e Macaco Branco foram renovadas para um período de 30 anos sob a Lei nº 12.783. 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. Em janeiro de 2021, Macaco Branco (2 MW), que operava sob o regime de cotas, 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.

## 7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

- Durante 2014, as concessões para os parques de Salto do Pinhal e Ponte do Silva foram rescindidas nos termos da Resolução Autorizativa nº 4.559/2014, que determinou que as concessões de Micro Centrais Hidrelétricas inativas seriam extintas sem reversão dos respectivos ativos ao governo.
- 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 Pequenas Centrais Hidrelétricas Rio do Peixe I e II e Macaco Branco 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);
- (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
- (ii) 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. Rio do Peixe I e II receberam um total de R\$34,4 milhões em pagamento de indenização. Os ativos de Macaco Branco tinham sido totalmente amortizados e, portanto, não geraram pagamento de indenização.

A tabela a seguir define certas informações relativas às nossas instalações de Usinas hidrelétricas, termelétricas e Pequenas Centrais Hidrelétricas pertencentes às controladoras CPFL Geração, CPFL Jaguarí de Geração e Chapecoense em 31 de dezembro de 2021:

### • Usinas Hidrelétricas com Potência Instalada Maior que 50 MW

Fonte	Empresa	Nome	Participação	Potência		Fim de Outorga	Energia Assegurada	
				Potência CPFL (MW)	Potência (MW)		Participação CPFL	GWh
UHE	CPFL Renováveis	Serra da Mesa <sup>(1)</sup>	51,54%	657,14	1275	30/09/2040	2.878,25	5.584,50
UHE	CPFL Geração	14 de Julho	65,00%	65	100	15/03/2036	270,47	416,1
UHE	CPFL Geração	Monte Claro	65,00%	84,5	130	15/03/2036	319,43	491,44
UHE	CPFL Geração	Castro Alves	65,00%	84,5	130	15/03/2036	351,89	541,37
UHE	Chapecoense	Foz do Chapecó	51,00%	436,05	855	18/09/2038	1.908,56	3.742,27
UHE	CPFL Geração	Campos Novos	48,72%	428,74	880	29/05/2035	1.620,51	3.326,17
UHE	CPFL Renováveis	Barra Grande	25,01%	172,57	690	14/01/2036	816,76	3.265,73
UHE	Paulista Lajeado Energia	Luis Eduardo Magalhães (Lajeado)	4,15%	37,45	902,49	16/12/2032	183,62	4.424,68
		<b>Subtotal</b>		<b>1.965,94</b>	<b>4.962,49</b>		<b>8.349,49</b>	<b>21.792,25</b>

(1) A concessão para Serra da Mesa é detida por Furnas. Em 30 de maio de 2014, a concessão detida por Furnas foi prorrogada até 12 de novembro de 2039. Em 2016, devido à repactuação do GSF, a concessão de Serra da Mesa foi estendida até 30 de setembro de 2040, de acordo com a Resolução Autorizativa ANEEL nº 6.055/2016. Temos um direito contratual a 51,54% da Energia Assegurada dessas instalações, sob um contrato de arrendamento de 30 anos.

## 7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

OBS: UHE Macaco Branco teve término de operação comercial em dezembro de 2020, haja vista a construção de barragens pelo DAEE e indenização recebida pela CPFL. A referida suspensão comercial foi oficializada em 03 de janeiro de 2021 mediante a publicação do Despacho nº569/2021 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.

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.

### • Usinas Termelétricas a Óleo Combustível

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

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

Fonte	Nome	Participação	Potência		Fim de Outorga	Energia Assegurada	
			Potência CPFL (MW)	Potência (MW)		Participação CPFL	GWh
CGH	Andorinhas <sup>(2)</sup>	100,00%	0,51	0,51	n/a	4,03	4,03
CGH	Diamante <sup>(2)</sup>	100,00%	4,05	4,05	n/a	15,51	15,51
CGH	Guaporé <sup>(2)</sup>	100,00%	0,67	0,67	n/a	5,43	5,43
CGH	Pirapó <sup>(2)</sup>	100,00%	0,76	0,76	n/a	5,61	5,61
CGH	Saltinho <sup>(2)</sup>	100,00%	0,8	0,8	n/a	6,39	6,39
CGH	São José <sup>(2)</sup>	100,00%	0,79	0,79	n/a	2,08	2,08
CGH	Turvinho <sup>(2)</sup>	100,00%	0,8	0,8	n/a	2,63	2,63
<b>Subtotal</b>			<b>8,38</b>	<b>8,38</b>		<b>41,68</b>	<b>41,68</b>

(2) 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.

Em 31 de dezembro de 2021, nós possuíamos uma participação de 100% na CPFL Renováveis, uma empresa resultante de uma associação com outra produtora de energia renovável brasileira, ERSA – Energias Renováveis S.A., que detém nossas subsidiárias envolvidas na geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis. Por meio da CPFL Renováveis, em agosto de 2011, nos tornamos o maior grupo de geração de energia renovável do Brasil em termos de Capacidade Instalada e capacidade em construção, de acordo com a ANEEL. Consolidamos integralmente a CPFL Renováveis em nossas demonstrações financeiras desde 1º de agosto de 2011. A CPFL Renováveis realizou sua oferta pública inicial em julho de 2013, resultando em uma diminuição em nossa participação de 63% para 58,84%. Em 1º de outubro de 2014, a CPFL Renováveis adquiriu 100% das ações da DESA através de uma emissão de ações da CPFL Renováveis, resultando em uma diminuição de nossa participação acionária na CPFL Renováveis de 58,84% para 51,61%. Em 29 de novembro de 2018, a State Grid adquiriu 243.771.824 ações ordinárias da CPFL Renováveis por meio de uma oferta obrigatória que a State Grid foi obrigada a realizar ao conquistar o controle de nossa companhia, de acordo com a legislação brasileira aplicável. Como resultado dessa oferta obrigatória, a State Grid e nós, indiretamente através de nossa subsidiária CPFL Geração e CPFL Energia, detêm 100,00% do capital total da CPFL Renováveis.

Em 21 de maio de 2019, nosso conselho de administração autorizou o início da integração da CPFL Renováveis em nossa estrutura administrativa. Nosso plano de integração para a CPFL Renováveis envolve (i) a implementação de planos para reestruturar e melhorar as operações da CPFL Renováveis, com o objetivo de criar sinergias entre a CPFL Renováveis e nossos negócios atuais e (ii) a realização de estudos e análises de uma reorganização societária. Isso pode envolver uma consolidação total ou parcial da CPFL Geração e da CPFL Renováveis, que ainda está sujeita a uma revisão adicional e, finalmente, à aprovação de nossa administração. Em 1º de julho de 2019, após a autorização de nosso conselho de administração, nossa diretoria aprovou a integração da estrutura administrativa da CPFL Renováveis em nosso modelo organizacional para otimizar operações e obter eficiência. Essa consolidação em potencial ocorreria apenas após uma decisão final com relação ao requisito da B3 de restabelecer o free float da CPFL Renováveis.

## 7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

Em 30 de setembro de 2019, anunciamos, juntamente com a State Grid, o fechamento da compra e venda das ações de emissão da CPFL Renováveis e a transferência pela State Grid para nós de todas as ações da CPFL Renováveis detidas diretamente pela State Grid em um preço de compra de R\$ 16,85 por ação, conforme determinado pelos membros independentes do conselho de administração em 29 de maio de 2019 com base em laudo de avaliação elaborado pela consultoria financeira UBS. O preço total de compra pago por nós à State Grid foi de R\$ 4,1 bilhões. Esperamos que essa transação permita sinergias potenciais entre nós e nossas subsidiárias. Em 19 de dezembro de 2019, nosso conselho de administração e a diretoria da CPFL Geração aprovaram 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. Essa oferta pública está sujeita ao registro na CVM e à autorização da B3. O preço por ação oferecido é de R\$ 16,85, ajustado pela SELIC a partir da data da oferta pública obrigatória realizada pela State Grid em novembro de 2018.

A CPFL Renováveis investe em fontes de produção independente de energia renovável, tais como Pequenas Centrais Hidrelétricas, usinas eólicas, usinas termelétricas a biomassa e usinas de energia solar fotovoltaicas no mercado brasileiro. A CPFL Renováveis tem uma vasta experiência no desenvolvimento, aquisição, construção e operação de usinas de geração de energia elétrica a partir de fontes de energia renováveis. 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 6 CGHs antes detidas pela CPFL Centrais Geradoras (Santa Alice, Lavrinha, 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 1.390 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.
- Oito subsidiárias envolvidas na geração de energia elétrica a biomassa, todas as quais estão operacionais, com total de Capacidade Instalada de 370 MW, localizadas nos estados de Minas Gerais, Paraná, São Paulo e Rio Grande do Norte
- 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 MWp. 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

## 7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

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 2021, 40 de nossas 48 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 Jundiá, 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.

### ***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 a biomassa tendem a ser mais elevados do que os custos operacionais de Pequenas Centrais Hidrelétricas.

Apesar de serem mais complexas, as Usinas Termelétricas a Biomassa podem se beneficiar de: (i) rápido licenciamento ambiental, já que se tratam 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, ou MDL, estabelecido pelo Protocolo de Kyoto, o mecanismo correspondente estabelecido pelo Acordo de Paris (Mecanismo de Desenvolvimento Sustentável, ou MDS) ainda a ser regulamentado, e ter o potencial para gerar créditos de carbono, as Usinas Termelétricas a Biomassa instaladas no Brasil têm encontrado dificuldades em obter aprovação de projetos devido a questões relativas ao formato de suas caldeiras e à metodologia do processo de aprovação.

A CPFL Renováveis atualmente possui 8 Usinas Termelétricas a Biomassa sob o regime de autorização, localizadas nos estados de São Paulo, Minas Gerais, Rio Grande do Norte e Paraná.

**CPFL Alvorada.** A usina da 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 16,6 MW médios. Este projeto tem um PPA associado em vigor até 2032 com a CPFL Brasil.

**CPFL 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 10,42 MW médios e toda esta energia elétrica é vendida para a CPFL Brasil.

## 7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

**CPFL Bio Formosa.** Em 2009, a CPFL Brasil fundou a usina Baía Formosa (CPFL Bio Formosa), localizada na cidade de Baía Formosa, no estado do Rio Grande do Norte, com uma Capacidade Instalada total de 40 MW. A CPFL Bio Formosa iniciou suas operações em setembro de 2011. 11 MW médios da energia foi vendida no leilão A-5 (veja “—Lei da Nova Estrutura Regulatória —Leilões no Mercado Regulado”), com CCEARs em vigor até 2025.

**CPFL 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.

**CPFL 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 Usina Termelétrica 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.

**CPFL 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.

**CPFL 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 CPFL Bio Pedra, localizada na cidade de Serrana, no estado de São Paulo, iniciou as operações em maio de 2012, com uma Capacidade Instalada total de 70 MW e uma Energia Assegurada de 23,9 MW médios. A energia elétrica da CPFL Bio Pedra foi vendida em um leilão em 2010, com CCEARs em vigor até 2027.

**CPFL 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 18 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 MWp. 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

## 7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

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 atual capacidade total instalada do país de 17 GW, em dezembro de 2020, 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 45 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 e Energia Assegurada total de 49,9 MW médios. 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 Geração adquiriu o Parque Eólico Campo dos Ventos II (CPFL Renováveis atualmente detém esse investimento) 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 e Energia Assegurada de 15 MW médios. 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.

**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 Eurus.** O complexo Eurus é composto pelos Parques Eólicos Eurus I e Eurus III. O complexo possui Capacidade Instalada total de 60 MW e Energia Assegurada total de 31,6 MW médios. O complexo Eurus 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.

## 7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

**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 e Energia Assegurada total de 37,5 MW médios. 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 e Energia Assegurada total de 68,6 MW médios. 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 e Energia Assegurada total de 15,4 MW médios. 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 MW e Energia Assegurada total de 27,5 MW médios. Este parque 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, 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.

## 7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

Em agosto de 2018, no Leilão de Energia A-6/2018, o complexo eólico Gameleira vendeu 12,0 MW médios da energia a ser gerada por ele a preço de leilão de R\$ 89,89/MWh, com reajustes anuais pelo IPCA ao preço teto do leilão de R\$ 227,00/MWh. Além disso, o complexo eólico da Gameleira vendeu sua energia restante no Mercado Livre.

A tabela a seguir apresenta certas informações relativas às nossas principais instalações renováveis, detidas pela CPFL Renováveis (100,00% de nossa participação), em operação em 31 de dezembro de 2021:

### • Usina Solar Fotovoltaica

Fonte	Nome	Participação	Potência		Fim de Outorga	Energia Assegurada	
			Potência CPFL (MW)	Potência (MW)		Participação CPFL	GWh
UFV	Tanquinho <sup>(1)</sup>	100,00%	1,1	1,1	n/a	1,49	1,49
	<b>Subtotal</b>		<b>1,1</b>	<b>1,1</b>	<b>n/a</b>	<b>1,49</b>	<b>1,49</b>

(1) Usina solar fotovoltaica com Capacidade Instalada igual ou inferior a 5.000 kW dispensado de ato autorizativo conforme consta na Resolução Normativa nº 876/2020, devendo apenas registrar junto a ANEEL sua operação.

### • Usina Termelétrica a Biomassa

Fonte	Nome	Participação	Potência		Fim de Outorga	Energia Assegurada	
			Potência CPFL (MW)	Potência (MW)		Participação CPFL	GWh
BIO	Alvorada <sup>(2)</sup>	100,00%	50	50	09/11/2043	116,51	116,51
BIO	Baía Formosa	100,00%	40	40	15/05/2032	36,79	36,79
BIO	Baldin <sup>(2)</sup>	100,00%	45	45	27/08/2040	38,11	38,11
BIO	Buriti <sup>(2)</sup>	100,00%	50	74,25	10/07/2041	94,43	94,43
BIO	Coopcana <sup>(2)</sup>	100,00%	50	50	28/08/2043	157,68	157,68
BIO	Ester <sup>(2)</sup>	100,00%	40	40	03/06/2040	114,76	114,76
BIO	Ipê (Antiga Ceni) <sup>(2)</sup>	100,00%	25	25	17/05/2042	37,79	37,79
BIO	Pedra	100,00%	70	70	28/02/2046	222,5	222,5
	<b>Subtotal</b>		<b>370</b>	<b>394,25</b>		<b>818,57</b>	<b>818,57</b>

### • Usina de Geração Eólica

Fonte	Nome	Participação	Potência		Fim de Outorga	Energia Assegurada	
			Potência CPFL (MW)	Potência (MW)		Participação CPFL	GWh
EOL	Atlântica I	100,00%	30	30	18/07/2048	114,76	114,76
EOL	Atlântica II	100,00%	30	30	04/03/2046	100,74	100,74
EOL	Atlântica IV	100,00%	30	30	04/03/2046	113,88	113,88
EOL	Atlântica V	100,00%	30	30	22/03/2046	107,75	107,75
EOL	Bons Ventos	100,00%	50	50	10/03/2038	143,4	143,4
EOL	Campo dos Ventos I <sup>(2)</sup>	100,00%	25,2	25,2	23/06/2046	119,14	119,14
EOL	Campo dos Ventos II	100,00%	30	30	18/04/2046	131,4	131,4
EOL	Campo dos Ventos III <sup>(2)</sup>	100,00%	25,2	25,2	05/05/2046	117,38	117,38
EOL	Campo dos Ventos V <sup>(2)</sup>	100,00%	25,2	25,2	04/06/2046	102,49	102,49

**7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados**

EOL	Canoa Quebrada BV	100,00%	57	57	11/12/2032	210,94	210,94
EOL	Canoa Quebrada RV	100,00%	10,5	10,5	19/06/2037	29	29
EOL	Costa Branca	100,00%	20,7	20,7	14/10/2046	85,85	85,85
EOL	Costa das Dunas	100,00%	28,4	28,4	11/01/2054	125,27	125,27
EOL	Enacel	100,00%	31,5	31,5	13/11/2032	89,61	89,61
EOL	Eurus I	100,00%	30	30	20/04/2046	135,78	135,78
EOL	Eurus III	100,00%	30	30	25/04/2046	141,04	141,04
EOL	Eurus VI	100,00%	8	8	25/08/2045	27,68	27,68
EOL	Farol de Touros	100,00%	24,9	24,9	11/01/2054	109,5	109,5
EOL	Figueira Branca	100,00%	10,7	10,7	11/01/2054	47,3	47,3
EOL	Foz do Rio Choró <sup>(4)</sup>	100,00%	25,2	25,2	31/01/2039	64,56	64,56
EOL	Gameleira	100,00%	17,8	17,8	11/01/2054	77,09	77,09
EOL	Icaraizinho	100,00%	54,6	54,6	28/08/2032	193,42	193,42
EOL	Juremas	100,00%	16,1	16,1	29/09/2046	57,82	57,82
EOL	Macacos	100,00%	20,7	20,7	29/09/2046	76,21	76,21
EOL	Morro dos Ventos I	100,00%	28,8	28,8	28/07/2045	118,96	118,96
EOL	Morro dos Ventos II	100,00%	29,16	29,16	14/06/2047	120,01	120,01
EOL	Morro dos Ventos III	100,00%	28,8	28,8	05/08/2045	121,85	121,85
EOL	Morro dos Ventos IV	100,00%	28,8	28,8	05/08/2045	120,36	120,36
EOL	Morro dos Ventos IX	100,00%	30	30	28/07/2045	125,36	125,36
EOL	Morro dos Ventos VI	100,00%	28,8	28,8	28/07/2045	114,76	114,76
EOL	Paracuru <sup>(2)</sup>	100,00%	25,2	25,2	29/11/2038	110,2	110,2
EOL	Pedra Cheirosa I	100,00%	25,2	25,2	04/08/2049	127,02	127,02
EOL	Pedra Cheirosa II	100,00%	23,1	23,1	23/07/2049	113,88	113,88
EOL	Pedra Preta	100,00%	20,7	20,7	14/10/2046	90,23	90,23
EOL	Praia Formosa	100,00%	105	105	05/06/2032	252,55	252,55
EOL	Santa Clara I	100,00%	30	30	02/07/2045	120,1	120,1
EOL	Santa Clara II	100,00%	30	30	05/08/2045	111,78	111,78
EOL	Santa Clara III	100,00%	30	30	02/07/2045	109,59	109,59
EOL	Santa Clara IV	100,00%	30	30	30/07/2045	107,84	107,84
EOL	Santa Clara V	100,00%	30	30	11/10/2045	108,71	108,71
EOL	Santa Clara VI	100,00%	30	30	30/07/2045	107,66	107,66
EOL	Santa Mônica <sup>(2)</sup>	100,00%	29,4	29,4	09/12/2046	136,66	136,66
EOL	Santa Úrsula <sup>(2)</sup>	100,00%	27,3	27,3	15/11/2046	145,42	145,42
EOL	Santo Dimas <sup>(2)</sup>	100,00%	29,4	29,4	11/10/2046	150,67	150,67
EOL	São Benedito <sup>(2)</sup>	100,00%	29,4	29,4	13/08/2046	147,17	147,17
EOL	São Domingos <sup>(2)</sup>	100,00%	25,2	25,2	27/08/2046	117,38	117,38
EOL	São Martinho <sup>(2)</sup>	100,00%	14,7	14,7	04/11/2046	74,46	74,46
EOL	Taíba Albatroz <sup>(2)</sup>	100,00%	16,5	16,5	19/11/2038	58,78	58,78
EOL	Lagoa do Mato	100,00%	3,23	3,23	26/06/2037	12,53	12,53
	<b>Subtotal</b>		<b>1390,39</b>	<b>1390,39</b>		<b>5.445,94</b>	<b>5.445,94</b>

## 7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

- Usinas Hidrelétricas (menores que 50 MW)**

Fonte	Nome	Participação	Potência		Fim de Outorga	Energia Assegurada	
			Potência CPFL (MW)	Potência (MW)		Participação CPFL	GWh
UHE	Rio do Peixe (I e II)	100,00%	18,06	18,06	04/12/2042	50,72	50,72
UHE	Buritis	100,00%	0,8	0,8	20/11/2027	7,88	7,88
UHE	Monjolinho	100,00%	0,6	0,6	20/11/2027	2,72	2,72
UHE	Socorro	100,00%	1	1	20/11/2027	5,26	5,26
UHE	Três Saltos	100,00%	0,64	0,64	20/11/2027	5,26	5,26
PCH	Capão Preto	100,00%	4,3	4,3	20/11/2027	19,97	19,97
PCH	Chibarro	100,00%	2,6	2,6	20/11/2027	14,8	14,8
PCH	Gavião Peixoto	100,00%	4,8	4,8	20/11/2027	33,46	33,46
PCH	Alto Irani	100,00%	21	21	30/10/2032	120,01	120,01
PCH	Americana	100,00%	30	30	20/11/2027	78,84	78,84
PCH	Arvoredo	100,00%	13	13	07/11/2032	68,07	68,07
PCH	Barra da Paciência	100,00%	23	23	20/12/2029	130,44	130,44
PCH	Boa Vista II	100,00%	29,9	29,9	08/11/2050	136,13	136,13
PCH	Lençóis	100,00%	1,68	1,68	20/11/2027	14,72	14,72
PCH	Cocais Grande	100,00%	10	10	23/12/2029	44,85	44,85
PCH	Corrente Grande	100,00%	14	14	17/01/2030	74,72	74,72
PCH	Dourados	100,00%	10,8	10,8	20/11/2027	67,98	67,98
PCH	Eloy Chaves	100,00%	19	19	20/11/2027	106,87	106,87
PCH	Esmeril	100,00%	5,04	5,04	20/11/2027	25,23	25,23
PCH	Figueirópolis	100,00%	19,41	19,41	05/05/2034	110,38	110,38
PCH	Jaguari	100,00%	11,8	11,8	20/11/2027	78,84	78,84
PCH	Ludesa	100,00%	30	30	18/12/2032	37,54	37,54
PCH	Mata Velha	100,00%	24	24	16/05/2032	114,76	114,76
PCH	Ninho da Águia	100,00%	10	10	30/12/2029	56,94	56,94
PCH	Novo Horizonte	100,00%	23	23	26/11/2032	91,1	91,1
PCH	Paíol	100,00%	20	20	07/08/2032	96,54	96,54
PCH	Pinhal	100,00%	6,8	6,8	20/11/2027	32,41	32,41
PCH	Plano Alto <sup>(2)</sup>	100,00%	16	16	14/02/2038	89,97	89,97
PCH	Salto Góes <sup>(2)</sup>	100,00%	20	20	28/12/2042	97,24	97,24
PCH	Santa Luzia	100,00%	28,5	28,5	20/12/2037	161,36	161,36
PCH	Salto Grande	100,00%	4,55	4,55	20/11/2027	23,83	23,83
PCH	São Gonçalo (Antiga Santa Bárbara) <sup>(2)</sup>	100,00%	11	11	08/06/2040	66,58	66,58
PCH	São Joaquim	100,00%	8,05	8,05	20/11/2027	49,32	49,32
PCH	Varginha <sup>(2)</sup>	100,00%	9	9	15/10/2040	47,22	47,22
PCH	Várzea Alegre <sup>(2)</sup>	100,00%	7,5	7,5	02/04/2041	42,75	42,75
PCH	Santana	100,00%	4,32	4,32	20/11/2027	25,4	25,4
	<b>Subtotal</b>		<b>464,15</b>	<b>464,15</b>		<b>2.230,11</b>	<b>2.230,11</b>

## 7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

- (2) Usina que teve a prazo de outorga deslocado devido o parágrafo 12, do artigo 26 da Lei nº9427, 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 pós queda devido a pandemia do COVID-19 e também para melhorar nossas margens, estamos continuamente expandindo a nossa Capacidade Instalada de geração renovável.

Usinas em desenvolvimento	Capacidade Instalada Estimada (MW)	Energia Assegurada Estimada (GWh/ano)	Início da Construção	Início Esperado das Operações	Nossa Participação (%)	Capacidade Instalada Estimada Disponível (MW)	Energia Assegurada Estimada Disponível para nós (GWh/ano)
Cherobim Pequena Central Hidrelétrica	28	145,4	-	2024	99,94	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, no Leilão de Energia A-6/2018, a PCH Lucia Cherobim vendeu 16,5 MW médios a preço de leilão de R\$ 189,95/MWh, com reajustes anuais pelo IPCA ao preço máximo do leilão de R\$ 290,00/MWh.

### b. características do processo de distribuição;

Somos uma das maiores distribuidoras de energia elétrica do Brasil, com base na quantidade de energia elétrica que distribuimos em 2021. Juntas, nossas quatro subsidiárias de distribuição fornecem energia elétrica para uma região que abrange 300.411 quilômetros quadrados, predominantemente nos estados de São Paulo e do Rio Grande do Sul. Suas áreas de concessão incluem 687 municípios e uma população de 22,3 milhões de pessoas. Juntas, elas forneciam energia elétrica para 10,6 milhões de consumidores em 31 de dezembro de 2021. A partir de 1º de janeiro de 2019, a RGE, uma de nossas cinco subsidiárias de distribuição existentes em 2018, foi incorporada à RGE Sul, e a RGE Sul começou a fazer negócios sob a denominação RGE. Como resultado dessa fusão e da transferência relacionada dos ativos da RGE para a RGE Sul, a RGE não existe mais e, a partir de 1º de janeiro de 2019, possuímos quatro subsidiárias de distribuição. Nossas subsidiárias de distribuição distribuíram 13,7% do total da energia elétrica distribuída no Brasil em 2021, com base nos dados da EPE.

Possuímos quatro subsidiárias de distribuição de energia elétrica:

- **CPFL Paulista.** A CPFL Paulista fornece energia elétrica para uma área de concessão que cobre 90.486 quilômetros quadrados no estado de São Paulo, com uma população de 10,5 milhões de pessoas. Sua área de concessão abrange 234 municípios, incluindo as cidades de Campinas, Bauru, Ribeirão Preto, São José do Rio Preto, Araraquara e Piracicaba. A CPFL Paulista contava com 4,7 milhões de consumidores em 31 de dezembro de 2021. Em 2021, a CPFL Paulista distribuiu 20.175 GWh de energia elétrica. Considerando as vendas da CPFL Paulista em sua área de concessão, incluindo vendas para Consumidores Cativos e TUSD, a CPFL Paulista vendeu 31.960 GWh de energia elétrica em 2021, respondendo por 23,3% do total de energia elétrica distribuída no estado de São Paulo e 6,4% do total de energia elétrica distribuída no Brasil durante o ano.
- **CPFL Piratininga.** A Companhia Piratininga de Força e Luz, ou CPFL Piratininga, fornece energia elétrica para uma área de concessão que cobre 6.954 quilômetros quadrados na parte sul do estado de São Paulo, com uma população de 4,2 milhões de pessoas. Sua área de concessão abrange 27 municípios, incluindo as cidades de Santos, Sorocaba e Jundiaí. A CPFL

## 7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

Piratininga contava com 1,9 milhões de consumidores em 31 de dezembro de 2021. Em 2021, a CPFL Piratininga distribuiu 7.602 GWh de energia elétrica. Considerando as vendas da CPFL Piratininga em sua área de concessão, incluindo vendas para Consumidores Cativos e TUSD, a CPFL Piratininga vendeu 14.763 GWh de energia elétrica em 2021, representando aproximadamente 10,8% do total de energia elétrica distribuída no estado de São Paulo e 3,0% do total de energia elétrica distribuída no Brasil durante o ano.

- **RGE.** A RGE fornece energia elétrica para uma área de concessão que cobre 189.000 quilômetros quadrados no estado do Rio Grande do Sul, com uma população de 7,5 milhões de pessoas. Sua área de concessão abrange 381 municípios, incluindo as cidades de Canoas, São Leopoldo, Novo Hamburgo, Santa Maria, Uruguaiana, Caxias do Sul, Gravataí, Passo Fundo e Bento Gonçalves. A RGE tinha 3,00 milhões de consumidores em 31 de dezembro de 2021. Em 2021, a RGE distribuiu 12.934 GWh de energia elétrica. Considerando as vendas da RGE em sua área de concessão, incluindo as vendas para Consumidores Cativos e TUSD, a RGE vendeu 18.791 GWh de energia elétrica em 2021, respondendo por 62,4% do total de energia elétrica distribuída no estado do Rio Grande do Sul e 3,8% do total de energia elétrica distribuída no Brasil durante o ano.

A partir de 1º de janeiro de 2019, a companhia de distribuição extinta, Rio Grande Energia S.A. foi objeto de fusão com a RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. e, portanto, todas as informações descritas neste Formulário de Referência referem-se à entidade remanescente desta operação, aqui denominada RGE.

- **CPFL Santa Cruz.** A CPFL Santa Cruz fornece energia elétrica para uma área de concessão de 20.249 quilômetros quadrados, que inclui 45 municípios no noroeste do estado de São Paulo, três municípios no estado do Paraná e três municípios no estado de Minas Gerais. Em 2021, a CPFL Santa Cruz distribuiu 2.190 GWh de energia elétrica para 1 milhão de consumidores. Considerando as vendas da CPFL Santa Cruz em sua área de concessão, incluindo vendas para Consumidores Cativos e TUSD, a CPFL Santa Cruz vendeu 3.194 GWh de energia elétrica em 2021, representando 2,3% do total de energia elétrica distribuída no estado de São Paulo e 0,6% do total de energia elétrica distribuída no Brasil durante o ano.

### **Rede de Distribuição**

Nossas quatro distribuidoras possuem linhas de distribuição com níveis de tensão que variam, em sua maioria, de 11,9 kV a 138 kV. Essas linhas distribuem energia elétrica a partir do ponto de conexão com a Rede Básica para nossas subestações de energia em cada uma de nossas áreas de concessão. Todos os consumidores conectados a essas linhas de distribuição, tais como Consumidores Livres ou outras concessionárias, estão obrigados a pagar uma Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição ("TUSD").

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

Em 31 de dezembro de 2021, nossas Redes de Transmissão e Distribuição consistiam em 336.053 quilômetros de linhas de distribuição, incluindo 498.155 transformadores de distribuição e 13.103 km de linhas de distribuição de Alta Tensão entre 34,5 kV e 138 kV. Naquela data, tínhamos 565 Subestações transformadoras para transformar alta voltagem em média voltagem para posterior distribuição, com capacidade total de transformação de 19.178 megavolt ampères. Dos consumidores industriais e comerciais em nossa área de concessão, 425 tinham energia elétrica de alta tensão de 69

## 7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

kV, 88 kV ou 138 kV fornecida através de conexões diretas às nossas linhas de distribuição de alta tensão.

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

### **Performance do Sistema**

#### **Perdas de Energia elétrica**

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

Também estamos ativamente empenhados em reduzir as perdas comerciais decorrentes de conexões ilegais, fraudes ou erros de faturamento. Para isso, em cada uma de nossas quatro subsidiárias de distribuição, implantamos equipes técnicas treinadas para realizar inspeções, melhor monitoramento com relação ao consumo irregular, aumento de substituições de equipamentos de medição obsoletos, e também implementamos um sistema para identificar problemas em processos internos que poderiam gerar perdas (por exemplo, faturamento incorreto, falta de leituras, medidores com parâmetros incorretos, entre outros). Realizamos 556,4 mil inspeções de fraudes em campo durante 2021, como resultado do qual faturamos cerca de R\$ 159,7 milhões em relação ao faturamento complementar do consumo retroativo de perdas.

#### **Interrupções de Energia**

A tabela abaixo determina, para cada uma de nossas subsidiárias, a frequência e duração das interrupções de energia por consumidor nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019:

	<b>Exercício encerrado em 31 de dezembro de 2021</b>			
	<b>CPFL</b>		<b>RGE<sup>(3)</sup></b>	<b>CPFL Santa</b>
	<b>Paulista</b>	<b>Piratininga</b>		<b>Cruz</b>
FEC <sup>1</sup> .....	4,24	4,13	4,83	4,21
DEC <sup>2</sup> .....	6,21	5,95	10,84	5,66

- (1) Frequência de quedas por consumidor por exercício (número de quedas).  
 (2) Duração das quedas por consumidor por exercício (em horas).  
 (3) RGE foi incorporada à RGE Sul (que agora opera com o nome RGE) a partir de 1º de janeiro de 2019.

	<b>Exercício encerrado em 31 de dezembro de 2020</b>			
	<b>CPFL</b>		<b>RGE<sup>(3)</sup></b>	<b>CPFL Santa</b>
	<b>Paulista</b>	<b>Piratininga</b>		<b>Cruz<sup>(4)</sup></b>
FEC <sup>1</sup> .....	4,27	4,32	5,27	3,68
DEC <sup>2</sup> .....	6,81	5,83	10,83	4,89

- (1) Frequência de quedas por consumidor por exercício (número de quedas).  
 (2) Duração das quedas por consumidor por exercício (em horas).  
 (3) RGE foi incorporada à RGE Sul (que agora opera com o nome RGE) a partir de 1º de janeiro de 2019.  
 (4) A CPFL Santa Cruz, a CPFL Mococa, a CPFL Leste Paulista e a CPFL Sul Paulista foram incorporadas à CPFL Santa Cruz (antiga CPFL Jaguari) a partir de 1º de janeiro de 2018.

## 7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de 2019			
	CPFL		RGE <sup>(3)</sup>	CPFL Santa Cruz <sup>(4)</sup>
	Paulista	Piratininga		
FEC <sup>1</sup> .....	4,38	4,34	6,25	5,09
DEC <sup>2</sup> .....	6,72	6,48	14,01	6,01

- (1) Frequência de quedas por consumidor por exercício (número de quedas).  
 (2) Duração das quedas por consumidor por exercício (em horas).  
 (3) RGE foi incorporada à RGE Sul (que agora opera com o nome RGE) a partir de 1º de janeiro de 2019.  
 (4) A CPFL Santa Cruz, a CPFL Mococa, a CPFL Leste Paulista e a CPFL Sul Paulista foram incorporadas à CPFL Santa Cruz (antiga CPFL Jaguarí) a partir de 1º de janeiro de 2018.

Estamos continuamente buscando melhorar a qualidade e confiabilidade de nosso fornecimento de energia, tendo como parâmetro as medições de frequência e duração de nossas interrupções de energia. De acordo com os dados da ABRADÉE de 2020, que são as informações mais recentes disponíveis, nossa frequência e duração média das interrupções por consumidor durante os últimos anos se comparam favoravelmente com as médias para as demais distribuidoras brasileiras.

Com base nos dados publicados pela ANEEL, a duração e a frequência das interrupções da CPFL Paulista, CPFL Piratininga e CPFL Santa Cruz estão entre as dez melhores do Brasil, em comparação as companhias de tamanho similar. Embora a duração das interrupções da RGE permaneça alinhada com a taxa média das empresas de energia no sul do Brasil, elas são comparativamente mais altas do que as da CPFL Paulista, CPFL Piratininga e CPFL Santa Cruz, principalmente como resultado de desafios logísticos na região que afetam especificamente o DEC da RGE. A CPFL Energia está focada em melhorar o DEC da RGE, investindo continuamente em tecnologia e robustez da rede. Como efeito desse investimento, em 2021, a RGE apresentou seu melhor desempenho histórico em FEC. Além disso, a CPFL Energia vem conduzindo projetos de P&D com o objetivo de demonstrar à ANEEL que a Região Sul do Brasil possui características operacionais únicas que devem ser levadas em consideração em futuras revisões do marco regulatório da ANEEL.

A ANEEL estabelece indicadores de desempenho por consumidor para serem seguidos pelas empresas de energia. Caso estes indicadores não sejam alcançados, somos obrigados a reembolsar nossos consumidores, e nossas receitas são negativamente afetadas. Em 2021, o valor que reembolsamos aos nossos consumidores das distribuidoras fora relativamente maior que no exercício predecessor. A quantia reembolsada pela RGE aos consumidores foi menor em 2021 do que em 2020 e 2019, fruto dos investimentos em melhoria continua aplicados na região.

Nossas subsidiárias de distribuição têm tecnologia de construção e manutenção que permite reparos em redes de energia elétrica sem interrupção do serviço, permitindo-nos, assim, ter baixos índices de interrupção programada, equivalendo a até 9,2% do total de interrupções em 2021. As interrupções não programadas em razão de acidentes ou causas naturais, incluindo descargas atmosféricas, incêndios e ventos representaram o total remanescente de nossas interrupções. Em 2021, investimos R\$ 3.028 milhões em nosso segmento de distribuição, principalmente em: (i) expansão, manutenção, melhoria, automação, modernização e reforço do sistema elétrico para atender o crescimento do mercado, (ii) infraestrutura operacional e (iii) atendimento ao cliente, dentre outros.

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

### **Tarifas**

*Tarifas de Distribuição no Varejo.* Classificamos nossos consumidores em dois grupos diferentes: consumidores do Grupo A e consumidores do Grupo B, com base no nível de tensão em que a energia elétrica lhes é fornecida. Cada consumidor se enquadra em certo nível tarifário definido por lei e com base em sua respectiva classificação. Alguns descontos estão disponíveis dependendo da classificação do consumidor, nível tarifário ou ambiente de negociação (consumidores livres e geradoras). Os

## 7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

consumidores do Grupo B pagam tarifas mais altas. As tarifas no Grupo B variam por tipos de consumidor (residencial, rural, outras categorias e iluminação pública). Os consumidores no Grupo A pagam tarifas menores, decrescendo de A4 para A1, pois seu fornecimento é feito em voltagens mais elevadas, que demandam menor utilização do sistema de distribuição de energia elétrica. As tarifas que cobramos pelas vendas de energia elétrica aos consumidores finais são determinadas segundo nossos contratos de concessão e regras ratificadas pela ANEEL. Esses contratos de concessão e a regulamentação correlata estabelecem um preço máximo com reajustes anuais, periódicos e extraordinários. Para maiores informações sobre o regime regulatório aplicável as nossas tarifas e respectivos reajustes, consulte "O Setor Elétrico Brasileiro" no item 7.9 deste Formulário de Referência.

Os consumidores do Grupo A recebem energia elétrica em tensões iguais ou superiores a 2,3 kV. As tarifas para os consumidores do Grupo A têm por base os níveis de tensão de fornecimento de energia elétrica no horário do dia em que a energia elétrica é fornecida. Os consumidores podem optar por uma tarifa diferente nos períodos de pico a fim de otimizar o uso da rede elétrica. As tarifas aplicáveis aos consumidores do Grupo A contêm dois componentes: a TUSD e a tarifa para consumo de energia, ou TE. A TUSD, expressa em Reais por kW, tem por base (i) a demanda de energia elétrica contratada pela parte conectada ao sistema; (ii) certas cobranças regulatórias; e (iii) perdas técnicas e não técnicas de energia nos sistema de distribuição. A TE, expressa em Reais por MWh, tem por base o valor da energia elétrica efetivamente consumida. Esses consumidores poderão optar pela compra de energia no Mercado Livre/Ambiente de Contratação Livre nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. Consulte "O Setor Elétrico Brasileiro – Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico" no item 7.9 deste Formulário de Referência.

Os consumidores do Grupo B recebem energia elétrica em tensão inferior a 2,3 kV (220 V e 127 V). As tarifas para os consumidores do Grupo B são cobradas por tarifa para usar o sistema de distribuição e também pelo consumo de energia, ambas cobradas em R\$/MWh.

As tabelas a seguir contêm informações relativas à média de nossos preços de fornecimento para cada categoria de consumidor para os exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019. Estes preços incluem tributos (ICMS, PIS e COFINS) e são calculados com base em nossas vendas e na quantidade de energia elétrica em 2021, 2020 e 2019.

	<b>CPFL Paulista</b>	<b>CPFL Piratininga</b>	<b>RGE (2)</b>	<b>CPFL Santa Cruz(1)</b>
Residencial	851,12	817,92	799,62	1.028,14
Industrial	745,16	709,21	724,11	830,55
Comercial	809,52	750,11	791,06	1.046,20
Rural	580,74	579,08	576,61	624,44
Outros	626,64	563,98	514,63	478,76
<b>Total</b>	<b>781,40</b>	<b>759,40</b>	<b>697,45</b>	<b>849,22</b>

	<b>CPFL Paulista</b>	<b>CPFL Piratininga</b>	<b>RGE (2)</b>	<b>CPFL Santa Cruz(1)</b>
Residencial	711,64	668,45	868,93	690,13
Industrial	626,89	578,93	719,48	587,75
Comercial	672,14	614,16	887,93	669,68
Rural	440,12	438,83	496,76	450,80
Outros	499,49	446,44	420,93	428,05
<b>Total</b>	<b>646,66</b>	<b>618,49</b>	<b>710,51</b>	<b>584,91</b>

	<b>CPFL Paulista</b>	<b>CPFL Piratininga</b>	<b>RGE (2)</b>	<b>CPFL Santa Cruz(1)</b>
Residencial	702,33	744,71	860,73	704,68

**7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados**

	<b>CPFL Paulista</b>	<b>CPFL Piratininga</b>	<b>RGE (2)</b>	<b>CPFL Santa Cruz(1)</b>
Industrial	608,48	641,85	671,14	578,38
Comercial	656,58	680,27	848,56	668,44
Rural	411,09	463,59	471,62	437,15
Outros	547,99	661,63	429,34	445,46
<b>Total</b>	<b>641,21</b>	<b>702,08</b>	<b>694,22</b>	<b>591,94</b>

- (1) Em 21 de novembro de 2017, a ANEEL, através da Autorização nº 6.723/2017, aprovou nossa proposta de consolidação de das concessões de nossas cinco distribuidoras (CPFL Santa Cruz; Companhia Leste Paulista de Energia; Companhia Sul Paulista de Energia; Companhia Luz e Força de Mococa; e CPFL Jaguari, em conjunto as Companhias Incorporadas), nos termos da Resolução Normativa nº 716/2016. A partir de 1 de janeiro de 2018, as Companhias Incorporadas foram consolidadas pela companhia denominada CPFL Santa Cruz (companhia essa anteriormente denominada CPFL Jaguari).
- (2) Em 4 de dezembro de 2018, por meio da Resolução Autorização nº 7.499/2018, a ANEEL aprovou nossa proposta de consolidar as concessões de nossas duas distribuidoras (RGE e RGE Sul), conforme Resolução Normativa nº 716/2016. A RGE fundiu-se com a RGE Sul (que agora opera sob o nome RGE) com vigência a partir de 1º de janeiro de 2019.

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

*TUSD.* As tarifas de uso no sistema de distribuição, ou TUSD, são estabelecidas pela ANEEL e consistem de três tarifas descritas em "TUSD", no item 7.9 deste formulário. Em 2021, as receitas das tarifas pelo uso da nossa rede por Consumidores Livres e Consumidores Cativos totalizaram R\$ 19.980 milhões. A tarifa média pelo uso da nossa rede foi de R\$188,12/MWh e R\$172,98/MWh em 2021 e 2020, respectivamente, incluindo a TUSD que cobramos de outras distribuidoras conectadas às nossas Redes de Distribuição.

**Tarifas Reguladas de Distribuição**

Nossos resultados operacionais são significativamente afetados por mudanças nas tarifas reguladas de energia elétrica. Em particular, a maior parte de nossas receitas é derivada de vendas de energia elétrica a Consumidores Cativos a tarifas reguladas. Em 2021, as vendas para Consumidores Cativos representaram 67,8% da quantidade de energia elétrica que entregamos e 59,8% de nossas receitas operacionais em comparação a 77,3% do volume de energia elétrica que entregamos e 61,9% de nossas receitas operacionais em 2020. Essas proporções podem diminuir se os consumidores migrarem do estado cativo para o estado livre.

Nossas receitas operacionais e nossas margens dependem substancialmente do processo de definição de tarifas, e nossa Administração se concentra em manter um relacionamento construtivo com a ANEEL, o governo brasileiro e outros participantes do mercado para que o processo de tarifação reflita de forma justa nossos interesses e aqueles dos nossos consumidores e acionistas.

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

- Nossos contratos de concessão preveem um ajuste anual, considerando as alterações em nossos custos, que para esse fim são divididos em custos que estão além de nosso controle (conhecidos como Custos da Parcela A) e custos que podemos controlar (conhecidos como Custos da Parcela B). Os Custos da Parcela A incluem, entre outras coisas, aumento de preços nos contratos de

## 7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

fornecimento de longo prazo, e os Custos da Parcela B incluem, entre outros, o retorno do investimento relacionado às nossas concessões e sua expansão, bem como custos operacionais e de manutenção. Nossa capacidade de repassar integralmente nossos custos de aquisição de energia elétrica aos Consumidores Finais está sujeita a: (a) nossa capacidade de prever com precisão as nossas necessidades energéticas e (b) um teto vinculado a um valor de referência, o Valor Anual de Referência. O Valor Anual de Referência é a média ponderada dos custos de aquisição de energia elétrica decorrente dos preços de energia elétrica de todos os leilões públicos realizados pela ANEEL e CCEE no Mercado Regulado de energia elétrica a serem entregues em cinco e três anos de tal leilão e aplicável apenas durante os três primeiros anos após o início da entrega da energia elétrica adquirida. Nos termos de acordos que estavam em vigor antes da promulgação dessas reformas regulatórias, repassamos os custos da energia elétrica adquirida, sujeitos a um teto determinado pelo governo brasileiro. O reajuste tarifário anual ocorre todo mês de abril para a CPFL Paulista, a cada junho para a RGE, a cada outubro para a CPFL Piratininga e a cada março para a CPFL Santa Cruz. Não há reajuste anual em um ano com uma revisão periódica.

- Nossos contratos de concessão preveem uma revisão periódica, a cada cinco anos, para a CPFL Paulista, CPFL Santa Cruz e RGE, e a cada quatro anos para a CPFL Piratininga, a fim de restaurar o equilíbrio financeiro de nossas tarifas conforme contemplado nos contratos de concessão e para determinar um fator de redução (conhecido como o fator X) no valor de qualquer aumento nos Custos da Parcela B repassados a todos os nossos consumidores. A Resolução nº 457/2011 da ANEEL estabeleceu a metodologia a ser aplicada ao terceiro ciclo de revisão periódica (2011 a 2014). A partir de 2015, a ANEEL agora revisa as metodologias subjacentes aplicáveis ao setor elétrico de tempos em tempos, item por item, enquanto anteriormente todas as metodologias foram abordadas em ciclos definidos, como em 2008-2010 e 2010-2014.
- A lei brasileira também prevê uma revisão extraordinária para considerar alterações imprevistas em nossa estrutura de custos. As últimas revisões extraordinárias ocorreram em 24 de janeiro de 2013 e 27 de fevereiro de 2015. O evento de 2013 teve como objetivo ajustar nossas tarifas em decorrência das mudanças introduzidas pela Lei nº 12.783/13. A Lei nº 12.783/13 reduziu o encargo da Conta CDE e eliminou os encargos CCC e Fundo RGR reduzindo os Custos da Parcela A (preços de energia, encargos de uso da Rede Básica e encargos regulatórios, que nós repassamos para nossos consumidores). Em 2015, as tarifas foram aumentadas para considerar os custos extraordinários devido ao diligenciamento integral das usinas térmicas e à exposição involuntária dos distribuidores. Nenhuma revisão extraordinária ocorreu para as nossas distribuidoras em 2018, 2019 e 2020.

### Revisão Tarifária Periódica (RTP)

Em 16 de março de 2021, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória ("REH") nº 2.837, relativo ao 6º ciclo de RTP, que fixou o reajuste médio das tarifas da **CPFL Santa Cruz**, com vigência a partir de 22 de março de 2021, O efeito médio total a ser percebido pelos consumidores é de 9,95%.

Não ocorreram revisões tarifárias periódicas no ano de 2020 para as nossas Distribuidoras.

Em 23 de outubro de 2019, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória ("REH") nº 2.627, relativo ao 5º ciclo de RTP, que fixou o reajuste médio das tarifas da **CPFL Piratininga**, com vigência a partir de 23 de outubro de 2019, em +1,88%, sendo -5,40% referentes ao reajuste tarifário econômico e +7,28% relativos aos componentes financeiros pertinentes. O efeito médio total a ser percebido pelos consumidores é de -7,80%.

Em 03 de abril de 2018, por meio da Resolução Homologatória nº 2.381, a ANEEL reajustou as tarifas de energia elétrica da **CPFL Paulista** relativo a quarta revisão tarifária periódica - RTP, que fixou o reajuste médio das tarifas da Companhia, com vigência a partir de 08 de abril de 2018, em 12,68%, sendo 8,67% referentes ao reajuste tarifário econômico e 4,01% relativos aos componentes financeiros pertinentes. O efeito médio total a ser percebido pelos consumidores é de 16,90%.

## 7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

Em 17 de abril de 2018, por meio da Resolução Homologatória nº 2.385, a ANEEL reajustou as tarifas de energia elétrica da **RGE SUL** relativo a quarta revisão tarifária periódica - RTP, que fixou o reajuste médio das tarifas da Companhia, com vigência a partir de 19 de abril de 2018, em 18,45%, sendo 11,57% referentes ao reajuste tarifário econômico e 6,88% relativos aos componentes financeiros pertinentes. O efeito médio total a ser percebido pelos consumidores foi de 22,47%.

Em 12 de junho de 2018, por meio da Resolução Homologatória nº 2.401, a ANEEL reajustou as tarifas de energia elétrica da **RGE** relativo a quarta revisão tarifária periódica - RTP, que fixou o reajuste médio das tarifas da Companhia, com vigência a partir de 19 de junho de 2018, em 21,27%, sendo 15,56% referentes ao reajuste tarifário econômico e 5,71% relativos aos componentes financeiros pertinentes. O efeito médio total a ser percebido pelos consumidores foi de 20,58%.

### Reajuste tarifário anual (RTA)

A Resolução Homologatória nº 2.966/2021, de 21 de outubro de 2021, aprovou o reajuste tarifário da **CPFL Piratininga**. O índice de reajuste tarifário anual - IRT foi de 14,78%, com vigência a partir de 23 de outubro de 2021, sendo 8,17% referentes ao reajuste tarifário econômico e 6,62% relativos aos componentes financeiros pertinentes. O efeito médio total percebido pelos consumidores da Companhia foi de 12,40%.

Em 22 de abril de 2021, por meio da Resolução Homologatória nº 2.854, a ANEEL reajustou as tarifas de energia elétrica da **CPFL Paulista**. O índice de reajuste tarifário anual - IRT foi de 17,62%, com vigência a partir de 22 de abril de 2021, sendo 19,53% referentes ao reajuste tarifário econômico e - 1,91% relativos aos componentes financeiros pertinentes. O efeito médio total a ser percebido pelos consumidores é de 8,95%.

Em 15 de junho de 2021, por meio da Resolução Homologatória nº 2.880, a ANEEL reajustou as tarifas de energia elétrica da **RGE SUL**. O reajuste médio das tarifas da Companhia, com vigência a partir de 19 de junho de 2021, fora de 15,23%, sendo 16,68% referentes ao reajuste tarifário econômico e - 1,45% relativos aos componentes financeiros pertinentes. O efeito médio total a ser percebido pelos consumidores foi de 9,95%.

	<b>CPFL Paulista (RTA)</b>	<b>RGE SUL (RTA)</b>	<b>CPFL Piratininga (RTA)</b>
Resolução Homologatória	2854/21	2880/21	2966/21
<b>Reajuste</b>	<b>17,62%</b>	<b>15,23%</b>	<b>14,78%</b>
Componentes Econômicos	19,53%	16,68%	8,17%
Componentes financeiros	-1,91%	-1,45%	6,62%
<b>Efeito para o consumidor</b>	<b>8,95%</b>	<b>9,95%</b>	<b>12,40%</b>
Data de entrada em vigor	22/04/2021	19/06/2021	23/10/2021

### Revisão Tarifária Extraordinária (RTE)

## 7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

Não ocorreram revisões extraordinárias no ano de 2021.

### **Tarifas de Sistema**

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

#### ***TUSD***

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

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

#### ***TUST***

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

#### ***TE***

A TE (Tarifa de Energia) é paga por Consumidores Cativos e Concessionárias ou Permissionárias de Distribuição pelo consumo de energia, com base no montante de energia elétrica realmente consumida, remunera o custo de energia, determinados encargos regulatórios relacionados ao uso de energia, custos de transmissão relacionados à Itaipu, certas perdas de sistema de transmissão, relacionados ao mercado de Consumidor Cativo, custos com pesquisa e desenvolvimento e Taxa de Fiscalização da ANEEL – TFSEE.

#### ***Base de Cálculo de Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica***

## 7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

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

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

- custos de aquisição mandatória de energia elétrica de Itaipu e das companhias de geração, renovados nos termos da Lei 12.783/13;
- custos de aquisição de energia elétrica conforme contratos bilaterais negociados livremente entre as partes;
- custos de energia elétrica adquirida por meio de CCEARs;
- custos referentes aos encargos de uso e conexão aos sistemas de transmissão e distribuição;
- custos de encargos regulatórios; e
- custos associados à pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética.

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

- taxa de retorno do investimento em ativos necessários para as atividades de distribuição de energia;
- depreciação destes ativos;
- despesas operacionais relacionadas à operação destes ativos; e
- receitas incobráveis.

Cada um determinado e periodicamente revisado pela ANEEL.

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

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

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

Os aumentos de produtividade e a meta de despesa operacional são determinados a cada revisão periódica. A partir do 4º ciclo de revisão periódica, a "qualidade do serviço" é determinada em cada reajuste anual e na revisão periódica. Para as concessionárias cujos contratos foram prorrogados em 2015 e que passam por revisões tarifárias após 24 de fevereiro de 2017, haverá também uma atualização anual do componente de produtividade (Pd).

## 7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

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

Cada contrato de concessão de cada distribuidora também prevê um reajuste anual de tarifa. Em geral, os custos da Parcela A são totalmente repassados aos consumidores. Contudo, os custos da Parcela B são em sua maior parte corrigidos monetariamente em conformidade com o IGP-M e o Fator X. No entanto, para as concessionárias cujos contratos foram prorrogados em 2015, o índice de inflação utilizado para rerepresentar a Parcela B é o IPCA.

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

Com a introdução da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, o MME reconheceu que os custos variáveis associados à compra de energia elétrica podem ser incluídos por meio da conta de compensação de variação de valores de itens da Parcela A ou CVA, criada para reconhecer alguns de nossos custos quando do reajuste das tarifas de nossas subsidiárias de distribuição pela ANEEL.

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

Em dezembro de 2011, a ANEEL estabeleceu a metodologia e os procedimentos aplicáveis às novas revisões periódicas do mesmo ano. Anteriormente todas as metodologias eram endereçadas a ciclos determinados, tais como de 2008-2010 e 2010-2014. Para informações sobre as revisões e metodologias tarifárias, consultar "Fatores de Riscos – *As tarifas que cobramos pelo fornecimento de energia elétrica a Consumidores Cativos e as tarifas de uso do sistema de distribuição que cobramos de Consumidores Livres e Especiais são determinadas pela ANEEL em conformidade com contratos de concessão celebrados com o governo brasileiro, podendo afetar adversamente a nossa receita operacional caso a ANEEL estabeleça tarifas de maneira que não nos seja favorável*" no item 4.1(d) deste Formulário de Referência.

Desde 2013, variáveis, tais como a necessidade de despacho de usinas termelétricas, têm feito com que as distribuidoras incorram em custos extraordinários que excedem sua capacidade de pagamento. Para cobrir a exposição involuntária das distribuidoras a esses custos, uma parte dos custos de energia foram reembolsados pela Conta CDE (nos termos do Decreto nº 7.945/2013), e a Conta ACR (nos termos do Decreto nº 8.221/2014). Esses reembolsos visam a cobrir a totalidade ou parte dos custos incorridos pelas distribuidoras no período de janeiro de 2013 a dezembro de 2014, referentes: (i) à exposição involuntária no mercado *spot*; e (ii) ao despacho de usinas termelétricas relacionado ao CCEAR. A CCEE, que gerencia a Conta ACR, obteve um empréstimo com 13 bancos para financiar esse pagamento. Desde janeiro de 2015, as distribuidoras têm cobrado tarifas de energia elétrica adicionais de consumidores a fim de amortizar o reembolso da Conta CDE, no período de cinco anos, e o empréstimo, no período de 54 meses. As quotas de CDE definidas pela ANEEL e repassadas aos consumidores já levam em consideração essas obrigações. Além disso, como os custos da Conta CDE e de compra de energia permaneceram altos, a ANEEL aumentou suas tarifas por meio de uma Revisão Tarifária Extraordinária (RTE), aplicável a todas as companhias de distribuição, de acordo com a Resolução nº 1.858 de 27 de fevereiro de 2015. O objetivo da RTE é repassar os custos projetados no período de março de 2015 até a data da próxima revisão ou ajuste tarifário das distribuidoras. Em setembro de 2019, a linha de crédito referente à Conta ACR foi paga antecipadamente (a data de vencimento original era abril de 2020) após negociações da ANEEL, MME e CCEE, retirando R\$ 8,4 bilhões das contas de energia elétrica brasileiras até 2020.

## 7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

Em janeiro de 2015, o setor elétrico iniciou a implementação de um mecanismo de "bandeiras tarifárias" mensais, em que as faturas do consumidor podem estar sujeitas a acréscimos tarifários em uma base mensal, quando os custos de fornecimento de energia chegarem a certos níveis, permitindo que os consumidores adaptem o seu uso para os custos de energia atuais. Anteriormente, o repasse de custos de energia nas tarifas era fixado anualmente. O sistema de bandeira tarifária foi inicialmente aprovado em 2011 e testado durante 2013 e 2014. Inicialmente tratava-se de uma bandeira tarifária verde (normal), amarelo (elevada) ou vermelha (crítica), determinada pela ANEEL com base nas condições de geração de energia elétrica, nos termos do Decreto nº 8.401, de 4 de fevereiro de 2015. A partir de 1º de fevereiro de 2016, o modelo das bandeiras foi alterado pela ANEEL e atualmente consiste em uma bandeira tarifária verde (normal), amarela (alerta) e 2 níveis bandeira tarifária vermelha (crítico nível 1 ou 2). As receitas cobradas no âmbito do sistema de bandeira tarifária são cobradas pelas empresas de distribuição e transferidas para uma Conta de Centralização de Recursos de Bandeira Tarifária administrada pela CCEE, cujos rendimentos são pagos para as distribuidoras com base nos seus custos de energia relativos ao período.

Devido às condições hidrológicas desfavoráveis observadas de 2013 a 2015, foram aplicadas bandeiras tarifárias vermelhas ao longo de 2015, desde a introdução do sistema em janeiro de 2015. Em 2016, devido a uma melhoria nas condições hidrológicas, bandeiras tarifárias verdes foram aplicadas na maioria dos meses do ano, mas 2017 consistiu principalmente de bandeiras tarifárias amarelas e vermelhas. Em 2018, as bandeiras tarifárias verdes foram aplicadas de janeiro a abril e novamente em dezembro, enquanto as bandeiras tarifárias amarelas foram aplicadas em maio e novembro, e bandeiras tarifárias vermelhas foram aplicadas de junho a outubro. Em 2019, as bandeiras tarifárias verdes foram aplicadas de janeiro a abril e novamente em junho, as bandeiras tarifárias amarelas foram aplicadas em maio, julho, outubro e dezembro, e as bandeiras tarifárias vermelhas estágio 1 foram aplicadas em agosto, setembro e novembro. Em 2020, em função dos efeitos da pandemia de COVID-19 e também por decisão da Diretoria da ANEEL, as bandeiras verdes ocorreram entre fevereiro e novembro, retornando apenas em dezembro, mas já em nível 2 da vermelha, em função da retomada do consumo somada a cenário hídrico ruim. Já no exercício de 2021, ainda devido escassez hídrica, não houve ocorrência de bandeiras verdes durante o exercício, sendo que passou a vigorar de janeiro a abril, bandeiras amarelas; maio a agosto, bandeiras vermelhas; e, a partir de setembro até o fim do exercício, vigoraram bandeiras escassez hídrica. Embora esse mecanismo mitigue parcialmente a disparidade de fluxo de caixa, ele pode ser insuficiente para cobrir os custos de fornecimento de energia termelétrica, e as distribuidoras ainda correm o risco de disparidades de fluxo de caixa no curto prazo.

### ***Procedimentos de Faturamento***

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

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

## 7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

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

### ***Atendimento ao Consumidor***

Empenhamo-nos em prestar serviços de atendimento de alta qualidade aos nossos consumidores do segmento de distribuição. Prestamos serviço ao consumidor 24 horas por dia, sete dias por semana. Os pedidos são recebidos por meio de várias plataformas, como call centers, nosso website, SMS, whatsapp e nosso aplicativo de smartphone. Em 2021, atendemos 200,8 milhões de solicitações de clientes. Também prestamos serviço de atendimento ao consumidor por meio de nossas agências, que atendeu 2 milhões de solicitações de clientes em 2021. As melhorias implementadas em nosso canal digital (como nossa URA, site, aplicativo e chatbot) e a implementação de um novo canal de atendimento (Whatsapp) nos permitiram alcançar 89,23% das solicitações de nossos clientes por meio de canais digitais, reduzindo assim os custos de atendimento ao cliente. Para aprimorar a experiência do cliente, virtualizamos 45 novas agências em 2021, onde o cliente consegue realizar o seu atendimento via vídeo – atendimento.

### **Comercialização de Energia Elétrica, Serviços e Outros**

#### ***Operações de Comercialização***

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

- aquisição de energia para atividades de comercialização, por meio da celebração de contratos bilaterais com empresas de energia (incluindo nossas subsidiárias de geração e terceiros) e compra de energia em leilões públicos;
- revenda de energia para consumidores 'livres' e 'especiais';
- revenda de energia para outras comercializadoras;
- revenda de energia às empresas de distribuição (inclusive a CPFL Paulista, a CPFL Piratininga e a RGE), além de outros agentes no mercado de energia elétrica, por meio de contratos bilaterais; e
- prestação de serviços de gestão de contratação de energia aos consumidores 'livres' e 'especiais' e geradores, como, por exemplo, orientação sobre suas exigências operacionais, perante a CCEE e outras agências.

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

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

## 7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

### **Transmissão**

A transmissão de energia elétrica é o elo entre a geração e distribuição de energia elétrica. As nossas atividades referentes ao segmento de transmissão são conduzidas, principalmente, por meio de nossa subsidiária CPFL Transmissão (através dos contratos de concessão nº 055/2001, nº 080/2002 e nº 4/2021-ANEEL), com equipamentos sob sua concessão distribuídos em 71 subestações (todas situadas no Estado do Rio Grande do Sul), com potência instalada de 10.784 MVA, operando 5.787 km de extensão de linhas de transmissão em tensões de 230 kV, 138 kV e 69 kV.

Além da CPFL Transmissão (empresa mais expressiva do Grupo CPFL no segmento de transmissão), também operam no segmento as empresas CPFL Transmissão Piracicaba, CPFL Morro Agudo, CPFL Maracanú, CPFL Sul I e CPFL Sul II, que, em conjunto, possuem, sob equipamentos sob sua concessão em 7 subestações operando em 407 km de extensão de linhas de transmissão.

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

### **Serviços**

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

- **Sistemas de Transmissão:** A CPFL Serviços oferece soluções de energia em ativos de transmissão de até 138kV, planeja e elabora projetos civis, elétricos e eletromecânicos, realiza logística de materiais e equipamentos, constrói linhas de transmissão, distribuição, subestação e cabines de medição e, além disso, realiza serviços manutenções em instalações elétrica, adotando todos os protocolos de saúde e segurança. Consideram a necessidade de seus clientes para desenvolver as melhores soluções em energia que levam mais segurança energética e operacional, eficiência e competitividade aos negócios.
- **Sistemas de Distribuição:** A CPFL Serviços planeja, constrói e executa manutenção em redes de sistemas de distribuição de energia elétrica de até 34,5kV, inclusive redes elétricas aéreas e subterrâneas, subestações de média tensão e transformadores e soluções de iluminação. Possui significativa experiência no mercado e familiaridade com as diversas normas técnicas aplicáveis em diferentes regiões do Brasil. Em virtude disso, consegue prover soluções de energia de qualidade e tecnologicamente avançadas.
- **Manutenções Elétricas:** A CPFL Serviços oferece serviços de manutenção em instalações de média e alta tensão em um regime pontual ou com programação periódica, sempre com diagnóstico rápido e atendimento preciso. Também realiza serviços de reformas de subestações, manutenção de geradores e manobras em regime de linha viva.
- **Recuperação de Equipamentos:** A CPFL Serviços possui estrutura própria para operação de logística reversa, responsável pela coleta e descarte de todo o material não utilizável da rede elétrica, conta com frota própria equipada com kits ambientais e carrocerias com sistema anti-vazamento para óleo. A operação de logística reversa tem experiência na renovação de transformadores e equipamentos elétricos de até 15k e de transformadores de distribuição, tanto a óleo mineral ou vegetal, de até 36kV para restaurar a eficiência. O equipamento de retromontagem é certificado pelas normas ISO 9001 e ISO 14001 e possui o selo de certificação de qualidade Inmetro para o processo de renovação de transformadores de distribuição. Atualmente, a CPFL Serviços possui um parque de regeneração de óleo isolante, bem como um laboratório com a capacidade de executar todos os testes atuais, de acordo com as normas técnicas brasileiras. Também fabrica painéis de medição, bem como painéis para redes de proteção e controle.

## 7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

- **Sistemas de Autoprodução e programas de eficiência energética:** Os sistemas de autoprodução, anteriormente oferecidos pela CPFL Serviços, consistem na produção alternativa de energia elétrica. Os sistemas de autoprodução garantem o fornecimento de energia elétrica para os consumidores, diversificam as fontes de insumos e reduzem custos. São fornecidos geradores a diesel e gás natural que atuam principalmente como fonte de energia de back-up e no horário de pico, reduzindo os custos com energia elétrica para nossos clientes. A cogeração de gás natural inclui a produção simultânea e sequencial de calor e energia elétrica a partir de um único combustível. Oferece também soluções em climatização e projetos de eficiência energética, bem como a distribuição de energia solar gerada. Após outubro de 2014, todas as atividades de autoprodução foram transferidas para a CPFL Eficiência, adicionando autoprodução à sua carteira de serviços.
- **A CPFL Eficiência** também oferece serviços de geração de energia distribuída por meio da CPFL GD, uma fonte de geração que introduz energia diretamente na rede da companhia de distribuição local. Esse tipo de geração reduz o uso do sistema de transmissão e exige menos geração de usinas centralizadas, beneficiando o consumidor e o setor elétrico como um todo. Em 2020, por decisão estratégica de foco no mercado empresarial, a linha de negócios ENVO, que atuava no mercado residencial, foi descontinuada. Seus clientes foram devidamente comunicados e direcionados ao canal de atendimento habilitado para eventuais dúvidas. As usinas sob sua gestão permaneceram no grupo. Atualmente, a CPFL Eficiência está focada em atender demandas dos programas de PEE e P&D da Aneel, em projetos relacionados à geração solar fotovoltaica, armazenamento de energia e autoprodução de energia.
- **CPFL Atende:** CPFL Atende é uma Empresa de Relacionamento com Clientes e Centro de Contato criada para prestar serviços tanto para as empresas do nosso grupo como para outras empresas. Entre os serviços oferecidos estão: serviço presencial (face a face com seus clientes), Serviços *Back Office*, Recuperação de Créditos, Serviço de Atendimento ao Consumidor (SAC), Serviço de Ouvidoria, *Service Desk* e Vendas.
- **CPFL Total:** Em 6 de novembro de 2020, foi aprovada, nos termos do artigo 252 e ss. da Lei 6.404/76, a operação societária de incorporação de ações da CPFL Total, de forma que se tornou uma subsidiária integral da Alesta, com o conseqüente aumento do capital social pelas acionistas CPFL Energia e CPFL Brasil com o objetivo de aprimorar os processos internos com a especialização das atividades desenvolvidas e garantir melhor utilização da expertise técnica e obtenção de ganhos sinérgicos com a unificação desses ativos na estrutura da Alesta.
- **CPFL Infra:** A CPFL Infra fornece serviços de gerenciamento de ativos, como serviços relacionados a frotas de automóveis, funções imobiliárias e administrativas e manutenção e segurança predial.
- **CPFL Supre:** A CPFL Supre fornece serviços de planejamento e logística e gerenciamento da cadeia de suprimentos. Esses serviços incluem compras, coordenação de materiais, distribuição e logística.
- **CPFL Finanças:** A CPFL Finanças fornece organização financeira e serviços operacionais para apoiar a tomada de decisões de nossos negócios. Esses serviços incluem contabilidade, orçamento, cobrança e pagamentos.
- **CPFL Pessoas:** A CPFL Pessoas fornece recursos humanos e serviços de gestão de pessoas. Esses serviços incluem folha de pagamento, benefícios, gerenciamento e recrutamento de terceiros, seleção e contratação de funcionários.

### c. características dos mercados de atuação, em especial:

#### O Setor Elétrico Brasileiro

Segundo a ANEEL, em 31 de dezembro de 2021, a Capacidade Instalada de geração de energia no Brasil era de 181,5 GW. Historicamente, aproximadamente 65% do total da Capacidade Instalada no Brasil provêm de usinas hídricas. Grandes usinas hidrelétricas de expansão tendem a ficar distantes

## 7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

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 154.430 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 EPE, o consumo de energia elétrica no Brasil cresceu 5,5% em 2021 atingindo 500.209 GWh, principalmente por conta da retomada do comércio e indústria após o término das restrições de circulação geradas pelo COVID-19. No entanto, o MME e a EPE estimam que o consumo de energia elétrica crescerá 12% até o ano de 2026. De acordo com o plano de 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, 30,2% 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, com 2,4% de participação de mercado.

### i. participação em cada um dos mercados;

#### Consumidores

Classificamos nossos consumidores em cinco categorias principais. Consulte a nota 27 de nossas demonstrações financeiras auditadas e consolidadas para um detalhamento de nossas vendas por categoria.

- *Consumidores industriais.* As vendas para consumidores industriais finais responderam por 18,6% de receitas de vendas de energia elétrica em 2021, em termos de receita.
- *Consumidores residenciais.* As vendas para consumidores residenciais finais responderam por 47,8% de nossas receitas de vendas de energia elétrica em 2021, em termos de receita.
- *Consumidores comerciais.* As vendas para consumidores comerciais finais, que incluem as empresas prestadoras de serviços, universidades e hospitais, responderam por 17,9% de nossas receitas de vendas de energia elétrica em 2021, em termos de receita.
- *Consumidores rurais.* As vendas para consumidores rurais responderam por 5,0% de nossas receitas de vendas de energia elétrica em 2021.
- *Outros consumidores.* As vendas para os demais consumidores, que incluem serviços públicos, tais como iluminação pública, responderam por 10,8% de nossas receitas de vendas de energia elétrica em nosso segmento de distribuição em 2021.

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

### ii. condições de competição nos mercados;

#### Concorrência

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

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

## 7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

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

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

### **d. eventual sazonalidade;**

#### **Distribuição**

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

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

#### **Geração**

A energia gerada pelas usinas hidrelétricas da CPFL sofre influência do regime hidrológico dos rios das regiões onde estão implantadas. Dessa forma, as PCHs, que estão localizadas no Estado de São Paulo, assim como a UHE Serra da Mesa, que se localiza no Estado de Goiás, seguem o regime hidrológico das Regiões Sudeste e Centro-Oeste, com período úmido compreendido entre os meses de dezembro a abril e período seco de maio a novembro. Já as UHEs Monte Claro, 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

## 7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

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.

### Transmissão

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

#### e. principais insumos e matérias primas, informando:

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

#### Compras de Energia Elétrica

A maior parte da energia elétrica que vendemos é adquirida de partes não relacionadas, em vez de ser gerada em nossas instalações. Em 2021, 17,3% do total de energia elétrica adquirido por nossas distribuidoras foi adquirido de nossas subsidiárias de geração (incluindo nossas entidades controladas em conjunto).

Em 2021, compramos 10.489,26 GWh de energia elétrica da Usina de Itaipu, chegando a 18,6% do total da energia elétrica adquirida. Itaipu está localizada na fronteira entre Brasil e Paraguai e é objeto de um tratado bilateral entre os dois países, por meio do qual o Brasil se comprometeu a comprar quantidades de energia elétrica previamente estabelecidas. Este tratado irá expirar em 2023. As prestadoras de serviços públicos de energia elétrica que operam por concessões nas regiões Centro-Oeste, Sul e Sudeste do Brasil são obrigadas por lei a comprar uma parte da energia elétrica que o Brasil está obrigado a comprar de Itaipu. As quantidades que essas empresas são obrigadas a adquirir são regidas por contratos *take-or-pay*, com tarifas estabelecidas em dólares norte-americanos por kW. A ANEEL determina anualmente a quantidade de energia elétrica a ser vendida por Itaipu. Pagamos pela energia adquirida de Itaipu de acordo com a proporção entre a quantidade estabelecida pela ANEEL e a nossa quota-parte estabelecida por lei, independentemente de Itaipu ter gerado essa quantidade de energia elétrica ou não, por um preço de US\$ \$ 28,07/kW. Nossas compras representam 19,18% do fornecimento total de Itaipu para o Brasil. Essa quota-parte foi fixada por lei, de acordo com a quantidade de energia elétrica vendida em 1991. As tarifas pagas são estabelecidas de acordo com o tratado bilateral e fixadas de maneira a cobrir as despesas operacionais de Itaipu, os pagamentos do principal e juros de suas dívidas expressos em dólares norte-americanos e os custos de transmissão da energia a suas áreas de concessão.

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

Em 2021, pagamos uma média de R\$ 353,85 por GWh pelas compras de energia elétrica de Itaipu, em comparação com R\$ 348,85 durante 2020 e R\$ 253,52 durante 2019. Esses números não incluem a taxa de transmissão.

Compramos 64.991 GWh de energia elétrica em 2021 de outras empresas geradoras além de Itaipu, representando 86%% do total de energia elétrica que adquirimos. Pagamos uma média de R\$ 272,19 por GWh pelas compras de energia elétrica de outras empresas geradoras além de Itaipu, comparado a R\$ 220,72 por GWh em 2020 e R\$ 237,61 por GWh em 2019. Consulte "— O Novo Marco Regulatório — O Mercado Regulado" e " — O Novo Quadro Regulamentar — O Mercado Livre" para obter mais informações sobre o Mercado Regulamentado e o Mercado Livre.

A tabela a seguir mostra os valores comprados de nossos fornecedores no Mercado Regulado e no Mercado Livre, nos exercícios indicados.

**7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados**

	<b>2021</b>	<b>2020</b>	<b>2019</b>
	<b>GWh</b>	<b>GWh</b>	<b>GWh</b>
<b>Energia comprada para revenda</b>			
Itaipu	10.489	10.973	11.021
Mercado à vista/Programa Proinfa	1.041	1.098	1.102 <sup>(1)</sup>
Energia comprada no Mercado Regulado e através de contratos bilaterais	63.950	62.644	66.283 <sup>(2)</sup>
<b>TOTAL</b>	<b>75.480</b>	<b>74.715</b>	<b>78.406</b>

(1) Energia comprada para revenda somente pelo Programa Proinfa.

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

As disposições dos nossos contratos de fornecimento de energia elétrica são regidas por regulamentação da ANEEL. As principais disposições de cada contrato dizem respeito à quantidade de energia elétrica adquirida, ao preço, inclusive aos reajustes para os diversos fatores, tais como os índices de inflação e a duração do contrato. Desde 2013, todas as companhias distribuidoras do Brasil são obrigadas a comprar energia elétrica de entidades geradoras cujas concessões foram renovadas nos termos da Lei nº. 12.783/13. As tarifas e os volumes de energia elétrica a serem comprados por cada distribuidora, assim como os termos aplicáveis para cada contrato entre as companhias geradoras e distribuidoras, foram estabelecidas pela ANEEL por meio de regulamentações. Uma vez que as companhias distribuidoras são requeridas a contratar de forma antecipada 100% da sua demanda por energia, através de leilões públicos, e são autorizadas a repassar somente 105% do custo relacionado a compra de energia aos consumidores, quaisquer cotas atribuídas involuntariamente a serem adquiridas das companhias geradoras cujas concessões foram renovadas nos termos da Lei nº. 12.783/13, resultando em um custo maior que os 105% permitidos de sua demanda projetada, gerando assim custo adicional para as distribuidoras. Como resultado, a Resolução Normativa nº 706 de 29 de março de 2016 definiu que os custos relacionados às cotas alocadas involuntariamente podem ser repassadas aos consumidores, e o volume de energia ser compensado em leilões de energia existente nos próximos anos. Vide item 4.1.d – Fatores de Risco – “*Em nosso negócio de Distribuição, somos obrigados a prever a demanda por energia no mercado. Se a demanda efetiva for diferente daquela por nós prevista, podemos ser forçados a comprar ou vender energia no mercado spot a preços que podem gerar custos adicionais, que podemos não ser capazes de repassar integralmente aos consumidores*” deste Formulário de Referência.

Em 10 de junho de 2018, a ANEEL editou a Resolução Normativa nº 824/2018, estabelecendo um novo mecanismo chamado Mecanismo de Excedente de Venda para permitir a venda de energia excedente comprada pelas distribuidoras para Consumidores Livres e Especiais, produtoras e autoprodutoras. O Mecanismo de Excedente de Vendas é voluntário para vendedores e compradores e deve ocorrer periodicamente várias vezes ao ano por meio de contratos de 12 meses, 6 meses e 3 meses, com liquidação pelo preço de equilíbrio estabelecido para cada submercado e tipo de energia. Em 2019, mecanismos de excedentes de vendas foram realizados em 4 de janeiro, 29 de março, 24-25 de junho e 24 de setembro. Participamos dos dois primeiros mecanismos. Em 2019, a ANEEL e a CCEE começaram a avaliar melhorias no mecanismo para prever vários lances para o mesmo produto, alterações nos procedimentos de desempatador e novos produtos nos 6 meses entre julho e dezembro de 2019. Essas melhorias, discutidas no contexto da Audiência Pública nº 33/2019 e Consulta Pública nº 34/2019 (Segunda Fase da Audiência Pública nº 33/2019), foram aprovadas pela Resolução Normativa da ANEEL nº 869/2020.

Em 30 de novembro de 2021, na 45ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria da ANEEL, discutiu-se o resultado da AP 025/2019, determinando alterações nos Submódulos 4.2, 4.3, 4.4. e 6.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET (entre eles, a inclusão da regra de apuração dos produtos anual, semestral e trimestral do MVE), e foi aprovada a abertura de segunda fase da Audiência Pública nº 025/2019, agora denominada Consulta Pública nº 072/2021 (“CP 072/2021”) no período de 1º de dezembro de 2021 a 31 de janeiro de 2022, com o objetivo de discutir exclusivamente com os agentes a proposta de apuração dos efeitos tarifários dos produtos mensais e plurianuais do Mecanismo de Venda de Excedentes (MVE).

## 7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

*Tarifas de Transmissão.* Em 2021, pagamos um total de R\$ 3.341 milhões em tarifas pelo uso da rede de transmissão, inclusive tarifas da Rede Básica, tarifas de conexão e transmissão de energia elétrica de alta tensão de Itaipu a taxas fixadas pela ANEEL.

### **ii. eventual dependência de poucos fornecedores;**

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

Para nossas subsidiárias de geração termelétrica, há dependência de um único fornecedor para combustíveis fósseis.

### **iii. eventual volatilidade em seus preços.**

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

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

## 7. Atividades do emissor / 7.4 - Principais clientes

<b>7.4 Identificar se há clientes que sejam responsáveis por mais de 10% da receita líquida total do emissor, informando:</b>
---

**a. Montante total de receitas provenientes do cliente**

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

**b. Segmentos operacionais afetados pelas receitas provenientes do cliente**

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

## 7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

<b>7.5 Descrever os efeitos relevantes da regulação estatal sobre as atividades do emissor, comentando:</b>
---

### **Principais Autoridades Regulatórias**

#### ***Ministério de Minas e Energia - MME***

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

#### ***Conselho Nacional de Política Energética - CNPE***

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

#### ***Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL***

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

#### ***Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS***

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

#### ***Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE***

A CCEE é uma organização sem fins lucrativos sujeita à autorização, fiscalização e regulação da ANEEL. A CCEE substituiu o Mercado Atacadista de Energia. A CCEE é responsável (i) pelo registro de todos os CCEARs e todos os contratos resultantes dos leilões de ajustes, bem como da quantidade de energia dos contratos celebrados no ambiente de contratação livre, (ii) pela contabilização e liquidação dos montantes de energia elétrica comercializados no mercado de curto prazo e (iii) por administrar e operar a Conta CDE, o Fundo RGR e a CCC. A CCEE é integrada pelas entidades que possuem concessões, permissões ou autorizações de serviços de energia elétrica, e pelos Consumidores Livres e Especiais,

## 7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

dentre outras atribuições. A CCEE é integrada pelas entidades que possuem concessões, permissões ou autorizações de serviços de energia elétrica, e pelos Consumidores Livres e Especiais. O seu Conselho de Administração é composto por quatro membros indicados pelas referidas partes, e um membro indicado pelo MME. O membro indicado pelo MME atua como Presidente do Conselho de Administração.

### ***Empresa de Pesquisa Energética - EPE***

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

### ***Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE***

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

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

### ***Concessões e Autorizações***

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

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

### ***Concessões***

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

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

***Serviço adequado.*** A concessionária deve prestar serviço adequado a fim de satisfazer parâmetros de regularidade, continuidade, eficiência, segurança e acesso ao serviço.

## 7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

**Servidões.** A concessionária poderá utilizar bens públicos ou solicitar ao poder concedente a desapropriação dos bens privados necessários, em benefício da concessionária. Neste caso, a responsabilidade pelas indenizações cabíveis é da concessionária.

**Responsabilidade Objetiva.** A concessionária é diretamente responsável por todos os danos que sejam resultantes da prestação de seus serviços.

**Mudanças no controle societário.** O poder concedente deverá aprovar qualquer mudança direta ou indireta no controle acionário da concessionária.

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

**Extinção da concessão.** A extinção do contrato de concessão poderá ser antecipada por meio de encampação e/ou caducidade. Encampação é a rescisão antecipada da concessão, por razões relativas ao interesse público que deverão ser expressamente declaradas por lei autorizadora específica. A caducidade deverá ser declarada pelo poder concedente após a ANEEL ou o MME tiverem expedido um ato normativo indicando que a concessionária (i) falhou em prestar serviços de forma adequada ou cumprir a legislação ou regulação aplicável; (ii) não tem mais a capacidade técnica, financeira ou econômica para prestar o serviço de forma adequada; ou (iii) não cumpriu as penalidades eventualmente impostas pelo poder concedente, entre outras coisas. A concessionária poderá recorrer judicialmente contra qualquer encampação ou caducidade. A concessionária tem o direito de ser indenizada pelos investimentos realizados nos bens reversíveis que não tenham sido completamente amortizados ou depreciados, descontando-se quaisquer multas contratuais e danos por ela causados. Em 10 de dezembro de 2014, nossas companhias de distribuição assinaram um aditamento ao contrato de concessão, garantindo que ao término da concessão, a companhia receberá ou pagará o saldo de ativos e passivos financeiros setoriais. A ANEEL realizou discussões para definir as regras para abertura do processo de caducidade das concessões por meio da Consulta Pública nº 024/2019 e, posteriormente, regulamentou o tema com a publicação da Resolução Normativa nº 896, de 17 de novembro de 2020.

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

**Renovação.** A Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, especificou as condições para a renovação das concessões de geração, transmissão e distribuição outorgadas nos termos dos artigos 17, 19 ou 22 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Nos termos da Lei nº 12.783/13, essas concessões poderão ser prorrogadas uma vez, a critério do governo brasileiro, por até 30 anos, a fim de garantir a continuidade e a eficiência dos serviços prestados e tarifas baixas. Além disso, a Lei nº 12.783/13 permitiu que os detentores de concessões que expirariam em 2015, 2016 e 2017 solicitassem a renovação antecipada, sujeita a determinadas condições. A renovação das concessões de geração depende da satisfação das seguintes condições: (i) tarifas calculadas pela ANEEL para cada usina hidrelétrica; (ii) atribuição de quotas de energia para as empresas de distribuição do Sistema Interligado Nacional, e (iii) cumprimento de padrões de qualidade de serviço estabelecidos pela ANEEL. Para a renovação, os ativos remanescentes não amortizados na data de renovação seriam indenizados e o pagamento de indenização não seria considerado na receita anual. A remuneração relativa a novos ativos ou a ativos existentes que não foram indenizados seria considerada na receita anual. A Resolução nº 521/12,

## 7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

publicada pela ANEEL em 14 de dezembro de 2012, estabeleceu que se as concessões de geração operadas por empresas de distribuição forem renovadas, nos termos da Lei nº 12.783/13, as concessões de geração devem ser administradas por uma entidade independente da empresa de distribuição no prazo de doze meses da data de renovação. A Lei nº 12.783/13 também extinguiu dois encargos setoriais, o CCC e o Fundo RGR (consulte "Encargos Tarifários – Fundo RGR e UBP" e "Encargos Tarifários – Conta CDE"). Além disso, a Lei nº 13.360/2016 possibilitou aos detentores de concessões de usinas hidrelétricas com até 50 MW de Capacidade Instalada que ainda não foram renovadas 54 a solicitar renovações de 30 anos, sujeitas a uma contribuição para a UBP, conforme definido pelo poder concedente, e ao pagamento de uma taxa CFURH pelo uso da água para o município onde tal uso ocorrer.

Especificamente no tocante às concessões de distribuição, em 2015, o governo brasileiro promulgou o Decreto nº 8.461/2015, estabelecendo novos padrões a serem seguidos pelas concessionárias, sobretudo quanto à qualidade, administração e preço. No prazo de cinco anos da data de renovação, a concessionária deve cumprir esses padrões e atingir as metas anuais. Se as metas anuais não forem atingidas, os controladores da concessionária poderão estar obrigados a realizar despesas de capital adicionais. Além disso, caso a concessionária deixe de atingir as metas anuais por dois anos consecutivos, ou de cumprir qualquer dos padrões exigidos ao final do período de cinco anos, a concessão poderá ser cancelada ou o controle da concessionária ser transferido (Vide Item 4.1.h – Fatores de Risco – "Não podemos assegurar a renovação e/ou a prorrogação das nossas concessões e autorizações").

**Penalidades.** As regulações da ANEEL regem a imposição de sanções aos participantes do setor elétrico e classificam as penalidades pertinentes com base na natureza e gravidade da violação (inclusive advertências, multas e caducidade). Para cada violação, as multas podem ser de até 2,0% da receita anual (líquida de imposto sobre valor agregado e imposto sobre serviços) das concessionárias ou, se a concessão inadimplida não estiver em operação, de até 2,0% do valor estimado da energia que seria produzida pelas concessionárias no período de 12 meses anterior à violação. As infrações que podem resultar em multas referem-se à omissão da concessionária em solicitar aprovação da ANEEL, entre outros, no caso de: (i) celebração de contratos com partes relacionadas nos casos previstos na regulamentação; (ii) venda ou cessão dos bens necessários à prestação do serviço público bem como imposição de quaisquer ônus sobre eles (inclusive qualquer garantia real, fidejussória, penhor e hipoteca) ou sobre outros ativos relacionados à concessão ou à receita dos serviços de energia elétrica; e (iii) alterações no controle do detentor da concessão. No caso de contratos celebrados entre partes relacionadas que sejam submetidos para aprovação da ANEEL, a ANEEL poderá buscar impor restrições aos termos e condições desses contratos e, em circunstâncias extremas, determinar a rescisão do contrato. Consulte o item 4.1d - Fatores de Risco – "*Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio*".

### **Autorizações**

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

No setor de geração de energia, os Produtores de Energia Independentes e autoprodutores podem deter uma autorização, ao invés de uma concessão. A eles são concedidas autorizações ou concessões específicas para explorar os recursos hídricos que meramente lhes permitem produzir, usar ou vender energia elétrica. Cada autorização concedida a um Produtor de Energia Independente ou autoprodutores estabelece os direitos e deveres da empresa autorizada. As empresas autorizadas têm o direito de pedir à ANEEL que realize desapropriações em seu nome e em seu benefício, estando sujeitas à fiscalização das autoridades reguladoras e à aprovação prévia da ANEEL em caso de alteração de controle. Além disso, a rescisão unilateral da autorização garante à empresa autorizada o direito à indenização por parte da autoridade concedente pelos danos incorridos. As autorizações

## 7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

têm um prazo de variável e podem ser renovadas, a critério do poder concedente, por períodos variáveis, segundo a Lei nº 9.074/1995.

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

### ***Permissões***

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

### **b) política ambiental do emissor e custos incorridos para o cumprimento da regulação ambiental e, se for o caso, de outras práticas ambientais, inclusive a adesão a padrões internacionais de proteção ambiental;**

### ***Questões Ambientais***

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

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

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

## 7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

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

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

Desde a edição da Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, as empresas que detêm concessões, permissões e autorizações para distribuição, geração e transmissão de energia elétrica ficaram obrigadas a dedicar no mínimo 1,0% da sua receita operacional líquida todos os anos em pesquisa e desenvolvimento e programas de eficiência energética. As pequenas centrais hidrelétricas, os projetos de energia eólica, solar e de biomassa não estão sujeitos a esta exigência. A partir de abril de 2007, nossas concessionárias de distribuição dedicaram 0,5% de sua receita operacional líquida a atividades de pesquisa e desenvolvimento e 0,5% a programas de eficiência energética, ao passo que nossas companhias geradoras dedicaram 1,0% de sua receita operacional líquida a atividades de pesquisa e desenvolvimento. 0,3% da receita operacional líquida de nossas concessionárias de distribuição que é dedicado à pesquisa e desenvolvimento, é direcionado ao MME e o Fundo Nacional para o Desenvolvimento Científico e Tecnológico ou FNDCT, e os 0,2% restantes são administrados e investidos por nossas concessionárias de distribuição. 0,1% da receita operacional líquida de nossas concessionárias de distribuição que é dedicado a programas de eficiência energética, é direcionado ao Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica e os demais 0,4% são administrados e investidos por nossas concessionárias de distribuição. De modo similar para nossas concessionárias de geração, 0,6% da receita operacional líquida dedicada à pesquisa e desenvolvimento é direcionada para ao MME e ao FNDCT e os 0,4% restantes são administrados e investidos por nossas concessionárias de geração.

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

Nossos desembolsos em programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética (encargos regulatórios) nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019 totalizaram R\$ 298 milhões, R\$ 257 milhões, R\$ 117 milhões, respectivamente. O valor reportado inclui os desembolsos de nossas concessionárias de distribuição, empresas de transmissão de energia e concessionárias de geração, incluindo as empresas com finalidades específicas nas quais a CPFL possui uma participação minoritária.

## 7. Atividades do emissor / 7.6 - Receitas relevantes no exterior

**7.6 Em relação aos países dos quais o emissor obtém receitas relevantes, identificar (as informações devem referir às últimas demonstrações financeiras):**

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

Não há receitas provenientes de países estrangeiros, 100% das Receitas Operacionais Líquidas da CPFL Energia foram auferidas em território brasileiro nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2020.

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

Não há receitas provenientes de países estrangeiros.

**c) receita total proveniente de países estrangeiros e sua participação na receita líquida total do emissor.**

Não há receitas provenientes de países estrangeiros.

## 7. Atividades do emissor / 7.7 - Efeitos da regulação estrangeira

**7.7 Em relação aos países estrangeiros divulgados no item 7.6, informar em que medida o emissor está sujeito à regulação desses países e de que modo tal sujeição afeta os negócios do emissor.**

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

## 7. Atividades do emissor / 7.8 - Políticas socioambientais

**7.8 Em relação a políticas socioambientais, indicar: a) Se o emissor divulga informações sociais e ambientais; b) A metodologia seguida na elaboração dessas informações; c) Se essas informações são auditadas ou revisadas por entidade independente; e d) A página na rede mundial de computadores onde podem ser encontradas essas informações.**

### **a) se o emissor divulga informações socioambientais;**

A Companhia publica Relatório Anual levando em conta os Princípios do Pacto Global da Organização das Nações Unidas (ONU) e Objetivos do Desenvolvimento Sustentável (ODS) da ONU, com o objetivo de manter um relacionamento transparente com todos os públicos.

No Relatório Anual, são disponibilizadas as atualizações sobre a implantação do Plano de Sustentabilidade 2020-2024, conjunto de diretrizes para impulsionar a transição para um modelo mais sustentável de produzir e consumir energia, potencializando os impactos positivos do modelo de negócio da empresa na comunidade e cadeia de valor. O Plano se desdobra em 15 compromissos públicos, que são potencializados com planos de ação e investimentos mais relevantes.

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

Anualmente a CPFL Energia também publica o seu Inventário de Gases de Efeito Estufa (GEE) no Registro Público de Emissões, maior banco de dados de inventários corporativos da América Latina. Outras informações de nossa performance de emissões também estão disponíveis no formulário do *Carbon Disclosure Project (CDP) – Climate Change*.

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

### **b) a metodologia seguida na elaboração dessas informações;**

A Companhia utiliza a metodologia *GRI Standards (Global Reporting Initiative)* e os princípios de relato integrado proposto pelo *IIRC (International Integrated Reporting Council)* para o Relatório Anual.

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 para que um ou mais destes objetivos seja atingido e também os correlacionamos no Sumário de conteúdo GRI ao final do documento. Este relatório é também uma Comunicação de Progresso – COP do *Global Compact* e 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 essas informações são auditadas ou revisadas por entidade independente;**

Sim, o Relatório Anual e o Inventário de Gases de Efeito Estufa de 2021 foram auditados pela RINA Brasil Serviços Técnicos Ltda.

### **d) a página na rede mundial de computadores onde podem ser encontradas essas informações.**

## 7. Atividades do emissor / 7.8 - Políticas socioambientais

- Site institucional: [www.grupocpfl.com.br](http://www.grupocpfl.com.br)
- Site institucional / página sustentabilidade: [www.grupocpfl.com.br/energias-sustentaveis/plano-de-sustentabilidade-na-cpfl](http://www.grupocpfl.com.br/energias-sustentaveis/plano-de-sustentabilidade-na-cpfl)
- Site de relacionamento com investidores: [cpfl.riweb.com.br/](http://cpfl.riweb.com.br/)
- Site Instituto CPFL: [www.institutocpfl.org.br](http://www.institutocpfl.org.br)
- Site do Sistema de Gestão e Desenvolvimento da Ética: [www.grupocpfl.com.br/institucional/codigo-de-conduta-etica](http://www.grupocpfl.com.br/institucional/codigo-de-conduta-etica)
- Link para as últimas edições do Relatório Anual: <https://cpfl.riweb.com.br/show.aspx?idCanal=F9FITaSfzd4tci7N0SkZrw==>
- Link para os Inventários de GEE publicados no Registro Público de Emissões: <https://www.registropublicodeemissoes.com.br/participantes/1077>
- Link direto para a Política de Sustentabilidade: <https://cpfl.riweb.com.br/Download.aspx?Arquivo=grmBHXBWDD9E9yUnn21j4A==&IdCanal=QaOjWSkrceEfQT28iDpzLQ==>
- Link direto para Política de Investimento Social: <https://cpfl.riweb.com.br/Download.aspx?Arquivo=72qxFphZr68uL0w5/Lexw==&IdCanal=QaOjWSkrceEfQT28iDpzLQ==>
- Link direto para Código de Conduta Ética: <https://www.cpfl.com.br/institucional/etica-na-rede/o-codigo-de-etica/Paginas/default.aspx>
- Link CDP (se aplicável, disponível no site de relações com investidores): <https://cpfl.riweb.com.br/show.aspx?idCanal=Y8C60s6cKeFQ3M3E3xao4g==>

## 7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

### 7.9 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, 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 certos participantes (ou seja, 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 compram energia elétrica devem contratar a totalidade de sua demanda de energia elétrica segundo as diretrizes da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. 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 deverá 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. Cada agente de distribuição deverá 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 deve 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 em (i) sinais de preços; (ii) reduzindo encargos e subsídios e aumentando sua transparência; (iii) ajustando a expansão da geração aos novos requisitos de suprimento; (iv) segregar capacidade e produtos energéticos; e (v) estabelecer uma abertura de mercado adequada e gradual. O relatório do grupo de trabalho descreveu uma série de ações que envolvem, geralmente, o início de processos de audiência pública e o desenvolvimento de estudos detalhados sobre os assuntos discutidos pelo grupo de trabalho de 2020 a 2022. O impacto nos marcos legais e regulatórios brasileiros resultantes dessas ações ainda é incerto.

## 7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

### ***Ambientes para Comercialização de Energia Elétrica***

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

Distribuidoras de energia elétrica cumprem suas obrigações de atender à totalidade de seu mercado principalmente por meio de leilões públicos. As distribuidoras podem também comprar energia elétrica sem a necessidade do processo de leilão público, proveniente: (i) de geradoras conectadas diretamente a tal distribuidora, com exceção de geradoras hidrelétricas com capacidade superior a 30 MW e certas geradoras termelétricas e geradoras afiliadas; (ii) de projetos de geração de energia elétrica participantes da primeira etapa do Programa PROINFA, programa destinado a diversificar as fontes de energia do Brasil; (iii) da Usina de Itaipu; (iv) de leilões administrados pelas distribuidoras, se o mercado que elas fornecem não for superior a 500 GWh/ano; e (v) de usinas hidrelétricas cujas concessões foram renovadas pelo governo nos termos da Lei nº 12.783/13 (nesse último caso, em "cotas de energia" distribuídas entre companhias distribuidoras pelo governo brasileiro, com preço determinado pelo MME/ANEEL). A energia elétrica gerada por Itaipu continua a ser vendida pela Eletrobrás às concessionárias de distribuição que operam no Sistema Interligado Nacional Sul/Sudeste/Centro-Oeste, embora nenhum contrato específico tenha sido firmado por essas concessionárias. O preço pelo qual a energia elétrica gerada em Itaipu é comercializada é denominado em dólar norte-americano e estabelecido de acordo com tratado celebrado entre o Brasil e Paraguai. Em consequência, o preço da energia elétrica de Itaipu aumenta ou diminui de acordo com a variação da taxa de câmbio entre o real e o dólar norte-americano. As alterações no preço de venda da energia elétrica gerada em Itaipu estão sujeitas, no entanto, ao mecanismo de recuperação dos custos da Parcela A, exposto abaixo em "Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica". Além disso, os distribuidores de energia elétrica também podem vender energia excedente a Consumidores Livres e Especiais, geradores e autogeradores por meio do Mecanismo de Venda de Excedentes, estabelecido pela Resolução Normativa nº 824/2018 da ANEEL. O Mecanismo de Venda de Excedentes deverá ocorrer periodicamente várias vezes ao ano por meio de contratos de 12 meses, 6 meses e 3 meses, com liquidação no preço de equilíbrio estabelecido para cada submercado e tipo de energia.

### ***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, direta ou indiretamente e 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.

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

## 7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

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

### ***Ambiente de Contratação Livre***

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 são aqueles 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 e nº 465/2019. Os novos limites definidos pelo MME, segundo as Portarias vigentes, é de 1 MW desde 1 de janeiro de 2022 e passará a ser de 0,5 MW a partir de 1 de janeiro de 2023. Esses consumidores podem optar por adquirir toda ou parte de sua energia de fontes convencionais e incentivadas, de outro agente de 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 reduz os requisitos para ser um Consumidor Livre de energia convencional, reduzindo a 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. Em 12 de dezembro de 2019, o MME emitiu a Portaria nº 465/2019, que atualizou os requisitos para Consumidor Livre de energia convencional, reduzindo a demanda mínima de energia contratada 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 aumenta o número de consumidores elegíveis para o Mercado Livre porque consumidores com 500 kW de carga já podem migrar, mas com a limitação de compra de energia apenas de fontes incentivadas. A redução gradual dos limites de carga flexibiliza a regra, permitindo que os consumidores adquiram energia de fontes convencionais também. Vale ressaltar que a Portaria MME nº 465/2019, estabeleceu que até 31 de janeiro de 2022, a ANEEL e a CCEE deveriam apresentar um estudo sobre as medidas regulatórias necessárias para permitir a abertura do mercado livre para consumidores com cargas abaixo de 500 kW, incluindo cronograma de abertura proposto a partir de 1º de janeiro de 2024. Em atendimento à

## 7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

Portaria, a Aneel apresentou ao Ministério de Minas e Energia uma proposta de abertura do mercado livre no Brasil, através da nota técnica nº 10/2022, sendo estabelecido que antes de indicar um cronograma para a abertura do mercado livre, há necessidade de aprimoramentos regulatórios no país, dessa forma, foram identificados 14 itens para regulamentação ou aprimoramento.

### ***Leilões no Ambiente de Contratação Regulada***

De acordo com o Decreto nº 9.143/2017, os leilões de energia para projetos de nova geração em andamento 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").

Anúncios 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 o vencedor do leilão.

Cada empresa de geração que participa de um leilão assina um contrato de compra e venda de eletricidade com cada empresa de distribuição, o CCEAR, proporcionalmente à respectiva demanda estimada de eletricidade e preço estabelecido no leilão pelos distribuidores. A única exceção a essas regras refere-se ao leilão 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 nesses leilões de ajuste de mercado 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 défitas 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, várias vezes ao ano, através de contratos de 12 meses, 6 meses e 3 meses.

Desde 2005, a CCEE realizou com sucesso 35 leilões para projetos de nova geração, 272 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, até 1º de agosto de cada ano, as distribuidoras devem fornecer sua demanda estimada de energia elétrica para os cinco anos subsequentes. Com base nessas informações, o MME estabelece o montante total de energia elétrica a ser negociado no leilão e decide quais empresas de geração poderão participar do leilão. 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 projetos de nova 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.

## 7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

Após a conclusão do leilão, geradoras e distribuidoras firmam o CCEAR, no qual as partes estabelecem o preço e a quantidade de energia contratados no leilão. Grande parte de nossos CCEARs estabelece que o preço seja corrigido anualmente pela variação do IPCA. Contudo, fazemos uso de outros indicadores para correção do preço dos nossos CCEARs, tais como o preço dos combustíveis. As distribuidoras oferecem garantias financeiras para as geradoras (principalmente valores a receber do serviço de distribuição) a fim de garantir suas obrigações de pagamento nos termos do CCEAR.

### ***O Valor Anual de Referência***

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

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

O PLD é utilizado para avaliar a energia negociada no mercado spot. Ele é calculado para cada submercado e diariamente para cada hora do dia seguinte, com base no Custo Marginal de Operação (CMO), considerando a aplicação dos limites máximos (horário e estrutural) e mínimo vigentes para cada período de apuração. Para 2022, foi estabelecido PLD mínimo de R\$55,60 MWh, conforme Resolução 2.994/2021. A Aneel publicou o Despacho nº 4.046/2021 atualizando o limite do PLD máximo estrutural em R\$ 646,58/MWh, e para o PLD máximo horário, o valor ficou em R\$ 1.326,50/MWh, sendo estes os valores respectivos para 2022.

### ***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.

### ***Restrição de Atividades das Distribuidoras***

As distribuidoras integrantes do Sistema Interligado Nacional não poderão (i) conduzir negócios relacionados à geração ou transmissão de energia elétrica; (ii) vender energia elétrica aos Consumidores Livres, com exceção dos situados em sua área de concessão e sob as mesmas condições e tarifas que se aplicam a Consumidores Cativos; (iii) deter, direta ou indiretamente, qualquer participação em qualquer outra empresa, sociedade anônima ou limitada; ou (iv) conduzir negócios que não tenham relação com suas respectivas concessões, com exceção das permitidas por lei ou no contrato de concessão pertinente. As geradoras não podem deter o controle ou participações societárias significativas nas distribuidoras.

## 7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

Nos termos do Decreto nº 9.143/2017, as distribuidoras de energia elétrica foram autorizadas a negociar excedentes de energia com Consumidores Livres e outros agentes do Mercado Livre (geradoras, comercializadoras e autoprodutoras). Essa faculdade já foi substituída pelo Mecanismo de Venda de Excedentes, que foi introduzido pela Resolução Normativa nº 824/2018 da ANEEL e entrou em vigor em janeiro de 2019.

### ***Eliminação do Direito à Autocontratação***

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

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

Partidos políticos estão atualmente contestando a constitucionalidade da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico perante o Supremo Tribunal Federal. Em outubro de 2007, o Supremo Tribunal Federal 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 certas disposições da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico relacionadas à proibição às distribuidoras que se dediquem a atividades não relacionadas à distribuição de energia elétrica pelas distribuidoras, incluindo vendas de energia elétrica para Consumidores Livres, e a eliminação do direito à autocontratação, continuem em vigor.

Se o Supremo Tribunal Federal considerar toda ou parte relevante da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico como inconstitucional, o esquema regulatório introduzido pela Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico 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.

## 7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

### **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.

### **Encargos Tarifários**

#### ***Encargo de Energia de Reserva – EER***

O Encargo de Energia de Reserva, EER, é uma taxa regulatória cobrada mensalmente, criada 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

## 7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

correspondente. A Eletrobrás recebeu pagamentos referentes ao Fundo UBP até 31 de dezembro de 2002. Todos os encargos relativos ao Fundo UBP desde 31 de dezembro de 2002 foram pagos diretamente ao governo brasileiro.

### ***Conta de Desenvolvimento Energético - CDE***

Em 2002, o governo brasileiro instituiu a Conta de Desenvolvimento Energético, ou CDE, que é suprida por meio de pagamentos anuais efetuados por concessionárias a título de uso do bem público, multas e sanções impostas pela ANEEL e as taxas anuais pagas por agentes que fornecem energia elétrica a Consumidores Finais, por meio de encargo a ser acrescido às tarifas relativas ao uso dos sistemas de transmissão e distribuição. Essas taxas são ajustadas anualmente. A CDE foi originalmente criada para dar suporte: (i) ao desenvolvimento da produção de energia elétrica por todo o país; (ii) à produção de energia elétrica por meio de fontes alternativas de energia; e (iii) à universalização do serviço público de energia elétrica em todo o Brasil. Além disso, a CDE subsidia as operações de companhias de geração de energia termelétrica para a compra de combustível em áreas isoladas não conectadas ao Sistema Interligado Nacional, cujos custos eram arcados pela Conta de Consumo de Combustível, ou CCC, antes da promulgação da Lei n.º 12.783/13. Desde 23 de janeiro de 2013 (Decreto n.º 7.891/13), a CDE subsidia o desconto de certas categorias de consumidores, tais como Consumidores Especiais, consumidores rurais, concessionárias de distribuição e permissionárias, entre outros. Pelo Decreto n.º 7.945 de 7 de março de 2013, o governo brasileiro decidiu usar a CDE para subsidiar: (i) a parte dos custos de energia de geração térmica adquiridas pelas distribuidoras em 2013; (ii) riscos hidrológicos das concessões de geração renovadas pela lei 12.783/13; (iii) subcontratação de energia involuntária em função de alguns geradores não renovarem seus contratos e a energia produzida destas concessões não ser realocada entre os distribuidores; (iv) parte do ESS e da CVA, de forma que o impacto destes reajustes tarifários em conexão com estes dois componentes foi limitado a 3% de reajuste de 8 de março de 2013 a 7 de março de 2014. A CDE está em vigor por 25 anos a partir de 2002. É regulamentada pela ANEEL e administrada pela Eletrobrás.

### ***Encargo do Serviço do Sistema – ESS***

A Resolução n.º 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 n.º 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 n.º 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.

## 7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

### ***Taxa do ONS***

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

### ***Inadimplimento no Pagamento de Encargos Regulatórios***

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

### **Mecanismo de Realocação de Energia**

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

### **Fator de Escalonamento de Geração**

O Fator de Escalonamento de Geração, ou GSF, é um índice que compara a soma do volume de energia gerada pelas empresas hidrelétricas participantes do 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, CPFL Jaguari Geração (Paulista Lajeado) e CPFL Renováveis, e nossas *joint ventures* ENERCAN e Chapecoense optaram por renegociar seus contratos do Mercado Regulado e também desistiram de suas ações judiciais. Em janeiro de 2016, nossa controlada em conjunto BAESA optou por renegociar seus contratos ACR. Portanto, o risco hidrológico foi transferido para a CCRBT.

Em 2020, houve a publicação da Lei nº 14.052/2020, que estabeleceu as novas condições de repactuação do risco hidrológico mediante extensão de outorga para as usinas hidrelétricas do MRE

## **7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades**

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). Os valores finais a que os agentes ainda fazem jus devem ser publicados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE e pela ANEEL no ano de 2021.

## 8. Negócios extraordinários / 8.1 - Aquisição/alienação ativo relevante

### **8. Negócios extraordinários**

#### **8.1 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 nos últimos 3 (três) exercícios sociais, bem como no exercício social corrente.

## 8. Negócios extraordinários / 8.2 - Alterações na condução de negócios

### **8.2 Indicar alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor**

Não houve alterações significativas na forma de condução dos negócios da Companhia nos últimos 3 (três) exercícios sociais, bem como no exercício social corrente.

## 8. Negócios extraordinários / 8.3 - Contratos relevantes

<b>8.3 Identificar os contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais.</b>
--

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

## 8. Negócios extraordinários / 8.4 - Outras inf. Relev. - Negócios extraord.

### **8.4 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.**

Não houve, nos três últimos exercícios sociais e no exercício social corrente outras informações relevantes não tratadas nas demais seções deste Formulário de Referência, da Companhia e suas controladas, que ensejam menção.



**9. Ativos relevantes / 9.1.a - Ativos imobilizados**

<b>Descrição do bem do ativo imobilizado</b>	<b>País de localização</b>	<b>UF de localização</b>	<b>Município de localização</b>	<b>Tipo de propriedade</b>
SE Bela Vista	Brasil	SP	São Carlos	Própria
EA/SE Itapira	Brasil	SP	Itapira	Própria
SE Iporã	Brasil	SP	Araçatuba	Própria
Almoxarifado/EA/SE Mirassol	Brasil	SP	Mirassol	Própria
EA/SE Ituverava	Brasil	SP	Ituverava	Própria
EA/SE Estoril	Brasil	SP	Bauru	Própria
SE/Telecom Caiçara	Brasil	SP	Bebedouro	Própria
EA/SE Humaitá	Brasil	SP	Sertãozinho	Própria
EA/SE Tanabi	Brasil	SP	Tanabi	Própria
SEDE CPFL (Holding)	Brasil	SP	Campinas	Própria
LT Henry Borden Jabaquara (2)	Brasil	SP	Santos	Própria
LT Ramal Indaiatuba	Brasil	SP	Indaiatuba	Própria
EA/SE Boituva 2	Brasil	SP	Boituva	Própria
LT ETT Jundiá – Vila Rami 1-2	Brasil	SP	Jundiá	Própria
EA/SE Ibiúna	Brasil	SP	Ibiúna	Alugada
LT Ramal Praia Grande	Brasil	SP	Praia Grande	Própria
LT Ramal Praia Grande (11)	Brasil	SP	Praia Grande	Própria
EA Várzea Paulista	Brasil	SP	Várzea Paulista	Própria
LT Rac Itt Alfredo Teves	Brasil	SP	Várzea Paulista	Própria
EA/SE Salto De Pirapora	Brasil	SP	Salto de Pirapora	Própria
SE Chavantes	Brasil	SP	Chavantes	Própria
SE Venda Branca	Brasil	SP	Casa Branca	Alugada
SE Três Barras	Brasil	SP	Divinolândia	Própria
SE Agua Limpa	Brasil	SP	Itapetininga	Própria
SE Chapadinha (Itapetininga 2)	Brasil	SP	Itapetininga	Própria
SE Pedreira	Brasil	SP	Pedreira	Própria
SE Cerqueira Cesar 3	Brasil	SP	Cerqueira César	Própria
SE Mococa 5	Brasil	SP	Mococa	Própria
EA Mococa	Brasil	SP	Mococa	Própria
SE Mococa 3 - Tiradentes	Brasil	SP	Mococa	Própria

**9. Ativos relevantes / 9.1.a - Ativos imobilizados**

<b>Descrição do bem do ativo imobilizado</b>	<b>País de localização</b>	<b>UF de localização</b>	<b>Município de localização</b>	<b>Tipo de propriedade</b>
EA/SE Bento Gonçalves II	Brasil	RS	Bento Gonçalves	Própria
EA/SE Casca	Brasil	RS	Casca	Própria
CT/EA/SE Caxias do Sul	Brasil	RS	Caxias do Sul	Própria
SE Farroupilha 2	Brasil	RS	Farroupilha	Própria
AG/EA Gravataí	Brasil	RS	Gravataí	Própria
SE da Uhe Ivai	Brasil	RS	Júlio de Castilhos	Própria
SE Paraí	Brasil	RS	Paraí	Própria
EA/SE Planalto	Brasil	RS	Planalto	Própria
EA/SE Rolante	Brasil	RS	Rolante	Própria
AG/CT/EA/SE Santo Angelo	Brasil	RS	Santo Ângelo	Própria
Compartilhamento Sede Jaguariúna - Clion	Brasil	SP	Jaguariúna	Própria
Compartilhamento SKY CSC - CPFL Atende	Brasil	SP	Indaiatuba	Alugada
Compartilhamento Sede Campinas - CPFL Brasil Varejista	Brasil	SP	Campinas	Própria
Compartilhamento Sede Campinas - CPFL Comercial Brasil	Brasil	SP	Campinas	Própria
Compartilhamento Sede Campinas - CPFL Comercialização Cone Sul	Brasil	SP	Campinas	Própria
Compartilhamento Sede Campinas - CPFL Efic. Energética	Brasil	SP	Campinas	Própria
PCH - DIAMANTE	Brasil	MT	Nortelândia	Própria
PCH - PCH SALTINHO	Brasil	RS	Vacaria	Própria
PCH - JAGUARI	Brasil	SP	Pedreira	Própria
PCH - AIURUOCA	Brasil	MG	Aiuruoca	Própria
PCH - BARRA DA PACIENCIA	Brasil	MG	Gonzaga	Própria
PCH - COCAIS GRANDE	Brasil	MG	Antônio Prado de Minas	Própria
PCH - CORRENTE GRANDE	Brasil	MG	Açucena	Própria
PCH - NINHO DA ÁGUIA	Brasil	MG	Delfim Moreira	Própria
PCH - SÃO GONÇALO	Brasil	MG	São Gonçalo do Rio Abaixo	Própria
PCH - VARGINHA	Brasil	MG	Chalé	Própria
PCH - ALTO IRANI	Brasil	SC	Arvoredo	Própria
PCH - PLANO ALTO	Brasil	SC	Xavantina	Própria
PCH - BOA VISTA 2	Brasil	MG	Varginha	Própria
PCH - SANTA LUZIA	Brasil	SC	São Domingos	Própria

**9. Ativos relevantes / 9.1.a - Ativos imobilizados**

<b>Descrição do bem do ativo imobilizado</b>	<b>País de localização</b>	<b>UF de localização</b>	<b>Município de localização</b>	<b>Tipo de propriedade</b>
PCH - LUDESA	Brasil	SC	Abelardo Luz	Própria
PCH - MATA VELHA	Brasil	MG	Unaí	Própria
PCH - MATA VELHA	Brasil	MG	Cabeceira Grande	Própria
SOLAR JAGUATIRICA	Brasil	BA	Ourolândia	Própria
SOLAR - LAGOA DO MORRO	Brasil	BA	Bom Jesus da Lapa	Própria
SOLAR - OURO BRANCO	Brasil	BA	Jacobina	Própria
Usina Serra da Mesa	Brasil	GO	Minaçu	Própria
Compartilhamento Sede Jaguariúna - CPFL Planalto	Brasil	SP	Jaguariúna	Própria
Base CCM Araraquara	Brasil	SP	Araraquara	Alugada
Armazem de Transformadores/Escritorio/Futura Fabrica	Brasil	SP	São José do Rio Pardo	Própria
Base CCM Ribeirão Preto	Brasil	SP	Ribeirão Preto	Alugada
Compartilhamento CPFL Serviços - Almojarifado Boa Vista/Base Serviços - Campinas	Brasil	SP	Campinas	Própria
Canteiro de Obra - Araraquara	Brasil	SP	Araraquara	Alugada
Compartilhamento Sede Campinas - CPFL Serviços Equip.	Brasil	SP	Campinas	Própria
Canteiro de Obra	Brasil	SP	Cravinhos	Alugada
Canteiro de Obras	Brasil	SC	Itá	Alugada
Compartilhamento Sede Jaguariuna - CPFL Total Serv. Adm.	Brasil	SP	Jaguariúna	Própria
Compartilhamento SKY CSC - CPFL Total Serv. Adm.	Brasil	SP	Indaiatuba	Alugada
Centro de Serviços Compartilhados - SKY - CPFL Finanças	Brasil	SP	Indaiatuba	Alugada
Centro de Serviços Compartilhados - SKY - CPFL Pessoas	Brasil	SP	Indaiatuba	Alugada
Centro de Serviços Compartilhados - SKY - CPFL Supre	Brasil	SP	Indaiatuba	Alugada
Centro de Serviços Compartilhados - SKY - CPFL Infra	Brasil	SP	Indaiatuba	Alugada
Compartilhamento Nova Sede Administrativa - CPFL Infra	Brasil	RS	São Leopoldo	Alugada
Compartilhamento Sede Campinas - TI Nect Serv.	Brasil	SP	Campinas	Própria
AG/EA/SE/Grêmio Recreativo São Carlos	Brasil	SP	São Carlos	Própria

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Sul Centrais - Andorinhas - Despacho nº 1990	Prazo indeterminado	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Chimay - Buritys - Concessão nº 002/2011	até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Chimay - Capão Preto - Concessão nº 002/2011	até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Chimay - Chibarro - Concessão nº 002/2011	até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Sul II - Concessão nº 011/2019	30 anos, a partir de 03/2019	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Chimay - Dourados - Concessão nº 002/2011	até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Mohini - Eloy Chaves - Concessão nº 004/2011	até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Sul Centrais - Guaporé - Despacho nº 1.987/2005	Prazo indeterminado	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Mohini - Jaguari - Concessão nº 004/2011	até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Chimay - Lençóis - Concessão nº 002/2011	até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Mohini - Monjolinho - Concessão nº 004/2011	até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Mohini - Pinhal - Concessão nº 004/2011	até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Sul Centrais - Pirapó - Despacho nº 1989	Prazo indeterminado	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Sul Centrais - Saltinho - Despacho nº 1988	Prazo indeterminado	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Jayaditya - Salto Grande - Concessão nº 003/2011	até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Chimay - São Joaquim - Concessão nº 002/2011	até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Mohini - Socorro - Concessão nº 004/2011	até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Jayaditya - Santana - Concessão nº 003/2011	até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Jayaditya - Três Saltos - Concessão nº 003//2011	até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	EPASA - Usina Termoelétrica Termoparaíba - Autorização nº 2277	35 anos a partir de 07/12/2007	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	EPASA - Usina Termoelétrica Termonordeste - Autorização nº 2277	35 anos a partir de 12/12/2007	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SPE Alto Irani Energia S.A. - Resolução nº 587	30 anos a partir de 30/10/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SPE Arvoredo Energia S.A. - Resolução nº 606	30 anos a partir de 8/04/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SPE Barra da Paciência Energia S.A. - Resolução nº 348	30 anos a partir de 4/03/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SPE Cocais Grande Energia S.A. - Resolução nº 349	30 anos a partir de 5/03/2009	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SPE Corrente Grande Energia S.A. - Resolução nº 17	30 anos a partir de 2/02/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Figueirópolis Energética S.A. - Resolução nº 198	30 anos a partir de 28/09/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Ludesa Energética S.A. - Resolução nº 705	30 anos a partir de 1/08/2007	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Mata Velha Energética S.A. - Resolução nº 262	30 anos a partir de 16/05/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SPE Ninho da Águia Energia S.A. - Resolução nº 370	30 anos a partir de 30/01/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Novo Horizonte Energética S.A. - Resolução nº 652	30 anos a partir de 26/11/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SPE Paiol Energia S.A. - Resolução nº 406	30 anos a partir de 23/03/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SPE Plano Alto Energia S.A. - Resolução nº 607	30 anos a partir de 14/02/2008	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SPE Salto Góes Energia S.A. - Resolução nº 2510	30 anos a partir de 28/12/2012	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SPE São Gonçalo Energia S.A. - Resolução nº 13	30 anos a partir de 8/06/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SPE Santa Luzia Energética S.A. - Portaria nº 352	35 anos a partir de 21/12/2007	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SPE Varginha Energia S.A. - Resolução nº 355	30 anos a partir de 15/10/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SPE Várzea Alegre Energia S.A. - Resolução nº 367	30 anos a partir de 2/04/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SPE Boa Vista II Energia S.A. - Portaria nº 502	35 anos a partir de 09/11/2015	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Sul Centrais - Diamante - Portaria nº 475	30 anos a partir de 13/11/1997	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Bioenergia - Usina Termoelétrica Baldin - Resolução nº 2106	30 anos a partir de 27/08/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SPE Alvorada S.A. - Usina Termoelétrica Alvorada - Resolução nº 3714	30 anos a partir de 9/11/2013	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Bio Buriti S.A. - Usina Termoelétrica Buriti - Resolução nº 2643	30 anos a partir de 10/07/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SPE Coopcana S.A. - Usina Termoelétrica Coopcana - Resolução nº 3328	30 anos a partir de 28/08/2013	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Bio Ester Ltda. - Usina Termoelétrica Ester - Resolução nº 117	30 anos a partir de 3/06/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Bio Formosa S.A. - Usina Termoelétrica Baía Formosa - Resolução nº 259	30 anos a partir de 15/05/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Bio Ipê S.A. - Usina Termoelétrica Ipê - Resolução nº 2375	30 anos a partir de 17/05/2012	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Bio Pedra S.A. - Usina Termoelétrica Pedra - Portaria nº 129	35 anos a partir de 28/02/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Atlântica I Parque Eólico S.A. - Portaria nº 134	35 anos a partir de 28/02/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Atlântica II Parque Eólico S.A. - Portaria nº 148	35 anos a partir de 04/03/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Atlântica IV Parque Eólico S.A. - Portaria nº 147	35 anos a partir de 04/03/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Atlântica V Parque Eólico S.A. - Portaria nº 168	35 anos a partir de 22/03/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Bons Ventos Geradora de Energia S.A. - Resolução nº 093	30 anos a partir de 10/03/2003	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Campo dos Ventos II Energias Renováveis S.A. - Portaria nº 257	35 anos a partir de 18/04/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Campo dos Ventos I Energias Renováveis S.A. - Resolução nº 3967	30 anos a partir de 26/06/2016	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Renováveis - São José (Micro central hidrelétrica) - Ofício nº 803/2013-SCG /ANEEL	Prazo indeterminado	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Campo dos Ventos III Energias Renováveis S.A. - Resolução nº 3968	30 anos a partir de 5/05/2016	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Campo dos Ventos V Energias Renováveis S.A. - Resolução nº 3969	30 anos a partir de 4/06/2016	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Bons Ventos Geradora de Energia S.A. - Canoa Quebrada - Resolução nº 680	30 anos a partir de 11/12/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Rosa dos Ventos Geração e Comercialização de Energia S.A. - Canoa Quebrada - Resolução nº 329	30 anos a partir de 19/06/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SPE Costa Branca Energia S.A. - Portaria nº 585	35 anos a partir de 14/10/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Bons Ventos Geradora de Energia S.A. - Enacel - Resolução nº 625	30 anos a partir de 13/11/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Desa Eurus I S.A. - Portaria nº 264	35 anos a partir de 19/04/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Desa Eurus III S.A. - Portaria nº 266	35 anos a partir de 27/04/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Renováveis - Macaco Branco (Pequena central hidrelétrica) - Concessão nº 009/1999	30 anos a partir de 12/2012	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Eurus VI Energias Renováveis Ltda. - Portaria nº 749	35 anos a partir de 25/08/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SIIF Cinco Geração e Comercialização de Energia S.A. - Foz do Rio Choro - Resolução nº 306	30 anos a partir de 31/01/2009	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Eólica Icaraizinho Geração e Comercialização de Energia S.A. - Resolução nº 454	30 anos a partir de 28/08/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SPE Juremas Energia S.A. - Portaria nº 556	35 anos a partir de 29/09/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Rosa dos Ventos Geração e Comercialização de Energia S.A. - Lagoa do Mato - Resolução nº 340	30 anos a partir de 26/06/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Maracaná - Concessão nº 020/2018	30 anos, a partir de 09/2018	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Macacos Energia S.A. - Portaria nº 557	35 anos a partir de 29/09/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Desa Morro dos Ventos I S.A. - Portaria nº 664	35 anos a partir de 27/07/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Desa Morro dos Ventos II S.A. - Portaria nº 373	35 anos a partir de 12/06/2012	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Desa Morro dos Ventos III S.A. - Portaria nº 685	35 anos a partir de 04/08/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Desa Morro dos Ventos IV S.A. - Portaria nº 686	35 anos a partir de 04/08/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Desa Morro dos Ventos VI S.A. - Portaria nº 663	35 anos a partir de 27/07/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Desa Morro dos Ventos IX S.A. - Portaria nº 665	35 anos a partir de 27/07/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Eólica Paracuru Geração e Comercialização de Energia S.A. - Resolução nº 460	30 anos a partir de 29/11/2008	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Pedra Preta Energia S.A. - Portaria nº 584	35 anos a partir de 14/10/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Eólica Formosa Geração e Comercialização de Energia S.A. - Praia Formosa - Resolução nº 307	30 anos a partir de 05/06/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Santa Clara I Energia Renováveis Ltda. - Portaria nº 609	35 anos a partir de 02/07/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Santa Clara II Energia Renováveis Ltda. - Portaria nº 683	35 anos a partir de 05/08/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CERAN - 14 de julho, Castro Alves e Monte Claro - Concessão nº 008/2001	35 anos a partir de 03/2001	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Santa Clara III Energia Renováveis Ltda. - Portaria nº 610	35 anos a partir de 02/07/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Santa Clara IV Energia Renováveis Ltda. - Portaria nº 672	35 anos a partir de 30/07/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Santa Clara V Energia Renováveis Ltda. - Portaria nº 838	35 anos a partir de 11/10/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Santa Clara VI Energia Renováveis Ltda. - Portaria nº 670	35 anos a partir de 30/07/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Santa Mônica Energias Renováveis Ltda. - Resolução nº 4592	30 anos a partir de 9/12/2016	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Santa Ursula Energias Renováveis Ltda. - Resolução nº 4591	30 anos a partir de 15/11/2016	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Bons Ventos Geradora de Energia S.A. - Taíba Albatroz - Resolução nº 778	30 anos a partir de 19/11/2008	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	São Benedito Energias Renováveis Ltda. - Ventos de São Benedito - Resolução nº 4563	30 anos a partir de 13/08/2016	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Ventos de Santo Dimas Energias Renováveis Ltda. - Resolução nº 4562	30 anos a partir de 11/10/2016	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Ventos de São Martinho Energias Renováveis Ltda. - Resolução nº 4572	30 anos a partir de 4/11/2016	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Pedra Cheirosa I Energia S.A. - Portaria nº 387	35 anos a partir de 04/08/2014	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Pedra Cheirosa II Energia S.A. - Portaria nº 359	35 anos a partir de 23/07/2014	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SPE CPFL Solar I Energia S.A. - Tanquinho - Of. ANEEL nº 961/2012	Indeterminado	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Piratininga - Concessão nº 09/2002	30 anos, a partir de 10/1998	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	RGE - Concessão nº 012/1997	30 anos, a partir de 11/1997	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Renováveis - Rio do Peixe I (Pequena central hidrelétrica) - Concessão nº 010/1999	30 anos a partir de 12/2012	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Renováveis - Rio do Peixe II (Pequena central hidrelétrica) - Concessão nº 010/1999	30 anos a partir de 12/2012	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Santa Cruz - Concessão nº 015/1999	30 anos, a partir de 07/2015	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Piracicaba - Concessão nº 003/2013	30 anos, a partir de 02/2013	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Morro Agudo - Concessão nº 006/2015	30 anos, a partir de 03/2015	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Paulista - Concessão nº 014/1997	30 anos, a partir de 11/1997	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL-T - Concessão nº 055/2001	30 anos, a partir de 01/2012	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL-T - Concessão nº 080/2002	30 anos, a partir de 12/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL-T - Concessão nº 4/2021	30 anos, a partir de 03/2021	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	TESB - Concessão nº 001/2011	30 anos, a partir de 07/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Chimay - Esmeril - Concessão nº 02/2011	até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Chimay - Gavião Peixoto - Concessão nº 02/2011	até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SPE Costa das Dunas Energia S.A. - Costa das Dunas - Portaria MME nº 1/2019	35 anos a partir de 11/01/2019	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SPE Farol de Touros Energia S.A. - Farol de Touros - Portaria MME nº 3/2019	35 anos a partir de 11/01/2019	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SPE Figueira Branca Energia S.A. - Figueira Branca - Portaria MME nº 7/2019	35 anos a partir de 11/01/2019	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SPE Gameleira Energia S.A. - Gameleira - Portaria MME nº 6/2019	35 anos a partir de 11/01/2019	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Sul I - Concessão nº 005/2019	30 anos, a partir de 03/2019	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Furnas/CPFL Renováveis - Serra da Mesa - Concessão nº 005/2004	até 30/09/2040	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Barra Grande - Concessão nº 036/2001	35 anos a partir de 05/2001	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	ENERCAN - Campos Novos - Concessão nº 043/2000	35 anos a partir de 05/2000	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Investco - Luiz Eduardo Magalhães - Concessão nº 005/1997	35 anos a partir de 12/1998	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Renováveis - Lavrinha (Micro central hidrelétrica) - Ofício nº 802/2013-SCG /ANEEL	Prazo indeterminado	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Foz do Chapecó - Concessão nº 128/2001	35 anos a partir de 11/2001	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Renováveis - Pinheirinho (Micro central hidrelétrica) - Ofício nº1366 /2013-SCG/ANEEL	Prazo indeterminado	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Renováveis - Santa Alice (Micro central hidrelétrica) - Ofício nº 801/2013-SCG /ANEEL	Prazo indeterminado	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Renováveis - São Sebastião (Micro central hidrelétrica) - Ofício nº 1367/2013-SCG /ANEEL	Prazo indeterminado	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Renováveis - Turvinho (Micro central hidrelétrica) - Ofício nº 799/2013-SCG /ANEEL	Prazo indeterminado	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis**

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Jayaditya - Americana - Concessão nº 003/2011	até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 5.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão/autorização, ou, caso a concessão/autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

**9. Ativos relevantes / 9.1.c - Participação em sociedades**

Denominação Social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
<b>Exercício social</b>	<b>Valor contábil - variação %</b>	<b>Valor mercado - variação %</b>	<b>Montante de dividendos recebidos (Reais Unidade)</b>		<b>Data</b>	<b>Valor (Reais Unidade)</b>		
Clion Assessoria e Comercialização de Energia Elétrica Ltda. ("Clion")	04.785.914/0001-66	-	Controlada	Brasil	SP	Jaguariúna	Prestação de serviços de assessoria e comercialização de energia elétrica	100,000000
				<b>Valor mercado</b>				
<b>31/12/2021</b>	100,000000	0,000000	0,00	<b>Valor contábil</b>	31/12/2021	259.815,00		
<b>31/12/2020</b>	0,000000	0,000000	0,00					
<b>31/12/2019</b>	0,000000	0,000000	0,00					
<b>Razões para aquisição e manutenção de tal participação</b>								
Companhia Jaguari de Energia ("CPFL Santa Cruz")	53.859.112/0001-69	-	Controlada	Brasil	SP	Jaguariúna	Distribuidora de energia elétrica	100,000000
				<b>Valor mercado</b>				
<b>31/12/2021</b>	-18,420000	0,000000	183.400.290,00	<b>Valor contábil</b>	31/12/2021	432.358.602,00		
<b>31/12/2020</b>	13,815000	0,000000	25.932.331,00					
<b>31/12/2019</b>	18,769800	0,000000	27.671.398,00					
<b>Razões para aquisição e manutenção de tal participação</b>								
Companhia Jaguari Geração de Energia ("CPFL Jaguari Geração")	07.137.154/0001-79	-	Controlada	Brasil	SP	Jaguariúna	Geradora de energia elétrica	100,000000
				<b>Valor mercado</b>				
<b>31/12/2021</b>	4,300000	0,000000	24.520.620,00	<b>Valor contábil</b>	31/12/2021	59.213.855,00		

Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais Unidade)	Data	Valor (Reais Unidade)			
31/12/2020	-2,633400	0,000000	12.848.632,00					
31/12/2019	-0,588300	0,000000	10.193.720,00					
<b>Razões para aquisição e manutenção de tal participação</b>								
Companhia Paulista de Força e Luz ("CPFL Paulista")	33.050.196/0001-88	38-2	Controlada	Brasil	SP	Campinas	Distribuidora de energia elétrica.	100,000000
				<b>Valor mercado</b>				
31/12/2021	84,800000	0,000000	519.280.773,00	<b>Valor contábil</b>	31/12/2021	1.551.033.077,00		
31/12/2020	-44,871300	0,000000	1.375.036.182,00					
31/12/2019	-20,328200	0,000000	616.578.593,00					
<b>Razões para aquisição e manutenção de tal participação</b>								
Companhia Piratininga de Força e Luz ("CPFL Piratininga")	04.172.213/0001-51	192-7	Coligada	Brasil	SP	Campinas	Distribuidora de energia elétrica	100,000000
				<b>Valor mercado</b>				
31/12/2021	105,880000	0,000000	300.505.701,00	<b>Valor contábil</b>	31/12/2021	387.458.565,00		
31/12/2020	-66,633900	0,000000	649.408.749,00					
31/12/2019	9,257400	0,000000	73.647.395,00					
<b>Razões para aquisição e manutenção de tal participação</b>								
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimentos Ltda. ("CPFL Atende")	09.606.475/0001-09	-	Controlada	Brasil	SP	Ourinhos	Serviços de teleatendimento	100,000000
				<b>Valor mercado</b>				
31/12/2021	44,500000	0,000000	6.509.265,00	<b>Valor contábil</b>	31/12/2021	17.644.901,00		
31/12/2020	-49,740300	0,000000	15.585.883,00					
31/12/2019	25,473200	0,000000	6.333.903,00					
<b>Razões para aquisição e manutenção de tal participação</b>								
CPFL Centrais Geradoras Ltda ("CPFL Centrais Geradoras")	17.578.855/0001-05	-	Controlada	Brasil	SP	Campinas	Geradora de energia elétrica	0,000000

Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais Unidade)	Data	Valor (Reais Unidade)
<b>Valor mercado</b>					
31/12/2021	0,000000	0,000000	0,00	<b>Valor contábil</b> 31/12/2019	16.019.975,00
31/12/2020	-100,000000	0,000000	0,00		
31/12/2019	0,139400	0,000000	0,00		

**Razões para aquisição e manutenção de tal participação**

CPFL Comercialização Brasil S.A. ("CPFL Brasil")	04.973.790/0001-42	-	Controlada	Brasil	SP	Campinas	Comercializadora de energia elétrica	100,000000
--	--------------------	---	------------	--------	----	----------	--------------------------------------	------------

<b>Valor mercado</b>					
31/12/2021	1368,640000	0,000000	96.399.575,00	<b>Valor contábil</b> 31/12/2021	1.319.878.109,00
31/12/2020	3,715300	0,000000	128.644.776,00		
31/12/2019	19,223400	0,000000	85.693.420,00		

**Razões para aquisição e manutenção de tal participação**

CPFL Eficiência Energética S.A. ("CPFL ESCO")	18.710.670/0001-67	-	Controlada	Brasil	SP	Jundiaí	Serviços de gestão em eficiência energética	100,000000
---	--------------------	---	------------	--------	----	---------	---	------------

<b>Valor mercado</b>					
31/12/2021	13,250000	0,000000	0,00	<b>Valor contábil</b> 31/12/2021	145.850.348,00
31/12/2020	23,798900	0,000000	0,00		
31/12/2019	140,008200	0,000000	0,00		

**Razões para aquisição e manutenção de tal participação**

CPFL Finanças	34.047.930/0001-12	-	Coligada	Brasil	SP	Indaiatuba	Prestação de serviços administrativos	100,000000
---------------	--------------------	---	----------	--------	----	------------	---------------------------------------	------------

<b>Valor mercado</b>					
31/12/2021	56,150000	0,000000	10.584.799,00	<b>Valor contábil</b> 31/12/2021	12.564.702,00
31/12/2020	44,557800	0,000000	11.604.522,16		
31/12/2019	0,000000	0,000000	0,00		

**Razões para aquisição e manutenção de tal participação**

CPFL Geração de Energia S.A. ("CPFL Geração")	03.953.509/0001-47	189-5	Controlada	Brasil	SP	Campinas	Geradora de energia elétrica	100,000000
---	--------------------	-------	------------	--------	----	----------	------------------------------	------------

Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais Unidade)	Data	Valor (Reais Unidade)
<b>Valor mercado</b>					
31/12/2021	-7,700000	0,000000	1.568.667.000,00	<b>Valor contábil</b> 31/12/2021	4.207.597.327,00
31/12/2020	13,123700	0,000000	308.437.350,00		
31/12/2019	16,884100	0,000000	324.768.917,00		

**Razões para aquisição e manutenção de tal participação**

CPFL Infra	08.971.542/0001-13	-	Controlada	Brasil	SP	Indaiatuba	Prestação de serviços administrativos	100,000000
<b>Valor mercado</b>								
31/12/2021	709,880000	0,000000	0,00	<b>Valor contábil</b> 31/12/2021		4.840.702,00		
31/12/2020	-95,738200	0,000000	13.979.563,00					
31/12/2019	-15,299400	0,000000	14.087.306,36					

**Razões para aquisição e manutenção de tal participação**

CPFL Planalto Ltda. ("CPFL Planalto")	02.150.562/0001-47	-	Controlada	Brasil	SP	Jaguariúna	Comercializadora de energia	100,000000
<b>Valor mercado</b>								
31/12/2021	-38,810000	0,000000	6.330.321,00	<b>Valor contábil</b> 31/12/2021		3.014.038,00		
31/12/2020	-23,821300	0,000000	6.122.391,99					
31/12/2019	164,615900	0,000000	0,00					

**Razões para aquisição e manutenção de tal participação**

CPFL Renováveis S.A. e subsidiárias da CPFL Renováveis	08.439.659/0001-50	205-4	Controlada	Brasil	SP	Campinas	Holding e geradora de energia elétrica	49,150000
<b>Valor mercado</b>								
31/12/2021	-2,310000	0,000000	786.125.196,00	<b>Valor contábil</b> 31/12/2021		2.815.646.351,00		
31/12/2020	35,638700	0,000000	115.795.790,00					
31/12/2019	0,000000	0,000000	0,00					

**Razões para aquisição e manutenção de tal participação**

CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. ("CPFL Serviços")	58.635.517/0001-37	-	Controlada	Brasil	SP	São José do Rio Pardo	Prestadora de serviços de energia	100,000000
---	--------------------	---	------------	--------	----	-----------------------	-----------------------------------	------------

Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais Unidade)	Data	Valor (Reais Unidade)
<b>Valor mercado</b>					
31/12/2021	-0,100000	0,000000	27.013.286,00	<b>Valor contábil</b> 31/12/2021	183.357.224,00
31/12/2020	39,638100	0,000000	6.851.752,00		
31/12/2019	61,893400	0,000000	3.193.179,00		

**Razões para aquisição e manutenção de tal participação**

CPFL Supri	34.049.289/0001-55	-	Controlada	Brasil	SP	Indaiatuba	Prestação de serviços administrativos	100,000000
<b>Valor mercado</b>								
31/12/2021	48,760000	0,000000	5.169.926,00	<b>Valor contábil</b>	31/12/2021	5.432.039,00		
31/12/2020	11,768700	0,000000	4.476.430,98					
31/12/2019	0,000000	0,000000	0,00					

**Razões para aquisição e manutenção de tal participação**

CPFL Telecom S.A. ("CPFL Telecom")	12.116.119/0001-03	-	Coligada	Brasil	SP	Campinas	Prestação e a exploração de serviço na área de telecomunicação	100,000000
<b>Valor mercado</b>								
31/12/2021	1,920000	0,000000	0,00	<b>Valor contábil</b>	31/12/2021	3.292.804,00		
31/12/2020	-22,850200	0,000000	0,00					
31/12/2019	-22,009300	0,000000	1.389.418,00					

**Razões para aquisição e manutenção de tal participação**

CPFL Total Serviços Administrativos Ltda ("CPFL Total")	12.116.118/0001-69	-	Controlada	Brasil	SP	Jaguariúna	Serviços de assessoria administrativa de arrecadação e cobranças, e outros	99,990000
<b>Valor mercado</b>								
31/12/2021	0,000000	0,000000	0,00	<b>Valor contábil</b>	31/12/2019	35.348.059,41		
31/12/2020	-100,000000	0,000000	25.665.110,32					
31/12/2019	77,157600	0,000000	10.269.943,60					

**Razões para aquisição e manutenção de tal participação**

Finergy Sociedade de Crédito Direto S.A. ("Alesta")	38.316.293/0001-93	-	Controlada	Brasil	SP	Jaguariúna	Prestação de serviços financeiros	100,000000
---	--------------------	---	------------	--------	----	------------	-----------------------------------	------------

**9. Ativos relevantes / 9.1.c - Participação em sociedades**

Denominação Social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais Unidade)	Data	Valor (Reais Unidade)			
<b>Razões para aquisição e manutenção de tal participação</b>								
Nect Serviços Administrativos de Recursos Humanos Ltda. ("CPFL Pessoas")	34.050.376/0001-22	-	Controlada	Brasil	SP	Indaiatuba	Prestação de serviços administrativos	100,000000
<b>Valor mercado</b>								
31/12/2021	68,450000	0,000000	1.552.753,00	31/12/2021	76.626.917,00			
31/12/2020	0,000000	0,000000	108.254,00					
31/12/2019	0,000000	0,000000	0,00					
<b>Razões para aquisição e manutenção de tal participação</b>								
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("RGE Sul")	02.016.440/0001-62	165-2	Controlada	Brasil	RS	São Leopoldo	Distribuidora de energia elétrica	89,010000
<b>Valor mercado</b>								
31/12/2021	54,440000	0,000000	9.079.672,00	31/12/2021	8.003.915,00			
31/12/2020	14,737300	0,000000	7.743.992,71					
31/12/2019	0,000000	0,000000	0,00					
<b>Razões para aquisição e manutenção de tal participação</b>								
TI Nect Serviços de Informática ("Authi")	21.114.494/0001-05	-	Controlada	Brasil	SP	Campinas	Prestação de serviços de informática	100,000000

---

				<b>Valor mercado</b>		
<b>31/12/2021</b>	1,810000	0,000000	0,00	<b>Valor contábil</b>	31/12/2021	12.649.756,00
<b>31/12/2020</b>	4,888200	0,000000	0,00			
<b>31/12/2019</b>	-44,806500	0,000000	21.453.106,00			

---

**Razões para aquisição e manutenção de tal participação**

---

## 9. Ativos relevantes / 9.2 - Outras inf. relev. - Ativos Relev.

### 9.2 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

#### **Informações relacionadas ao item 9.1(b)**

Em 4 de dezembro de 2018, por meio da Resolução Autorizativa nº 7.499/2018, a ANEEL aprovou nossa proposta de consolidar as concessões de nossas duas empresas de distribuição (RGE e RGE Sul), conforme Resolução Normativa nº 716/2016, alterada pela Resolução nº 835/2018. A RGE foi incorporada pela RGE Sul (que agora opera sob o nome RGE) com efeitos a partir de 1º de janeiro de 2019, nos termos da deliberação do Conselho de Administração da CPFL Energia em reunião de 26 de dezembro de 2018 e Assembleias Gerais Extraordinárias da RGE e RGE Sul de 31 de dezembro de 2018. Como resultado dessa operação de incorporação e da transferência relacionada dos ativos da RGE para a RGE Sul, a RGE deixou de existir.

Com relação à Serra da Mesa, temos direito contratual a 51,54% da Energia Assegurada desta instalação nos termos de um contrato de 30 anos, que vence em 2028. A concessão para a Serra da Mesa, detida por Furnas, foi prorrogada até 30 de setembro de 2040.

A usina de Rio do Peixe, da CPFL Renováveis, é um projeto hidrelétrico com Capacidade Instalada superior a 5.000 kW que foi concedido através de um processo junto às autoridades regulatórias e ao administrador das concessões de energia elétrica, anteriormente às mudanças introduzidas pela Lei no. 13.360/2016. Nos termos da Lei nº 13.360/2016, somente as usinas hidrelétricas com capacidade superior a 50.000 kW necessitam, atualmente, de uma concessão; aquelas com capacidade entre 5.000 kW e 50.000 kW estão sujeitas a uma autorização da ANEEL; e aquelas com capacidade equivalente ou inferior a 5.000 kW somente necessitam de um registro junto à ANEEL, ao invés de uma concessão ou autorização.

As micro centrais hidrelétricas Lavrinhas, Pinheirinho, Santa Alice, São José, São Sebastião, Turvinho Andorinhas, Diamante, Guaporé, Pirapó e Saltinho da CPFL Renováveis, são projetos hidrelétricos com Capacidade Instalada igual ou inferior a 5.000 kW que estão registrados juntos às autoridades regulatórias e ao administrador das concessões de energia elétrica, mas que não exigem processos de concessão ou autorização para operar, portanto não possuem prazo de duração.

A SPE CPFL Solar I Energia S.A. é uma usina com capacidade reduzida, isenta de concessão do poder concedente, necessitando apenas de registro junto ao poder concedente (ANEEL).

Das Pequenas Centrais Hidrelétricas da CPFL Renováveis, a Lucia Cherobim está em fase de construção. As autorizações dos projetos hidrelétricos Cachoeira Grande e Santa Cruz, não estão sendo mais apresentadas em decorrência da desistência dos mesmos, ocorrida no segundo trimestre de 2018. Não foram reconhecidos efeitos contábeis no exercício de 2018.

#### **Item 9.1(c)**

Em 31 de dezembro de 2018 foi aprovada incorporação das controladas Rio Grande Energia S.A. e RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. na empresa RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. em suas respectivas Assembleias Gerais Extraordinárias, cujo nome fantasia passou a ser "RGE". Portanto, o valor contábil registrado no ativo circulante do emissor para a Rio Grande Energia S.A. na data-base de 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019 era zero.

Em 30 de setembro de 2019, foi aprovada a cisão parcial da Nect Serviços Administrativos de Infraestrutura Ltda. - "CPFL Infra" (anteriormente denominada Nect Serviços Administrativos Ltda.) em quatro segmentos de negócios específicos (Suprimentos, Recursos Humanos, Serviços Financeiros e Infraestrutura) e a incorporação da parcela cindida para as três novas empresas CPFL Supre, CPFL Finanças e CPFL Pessoas. dos serviços prestados pela empresa através de uma maior especialização das suas atividades. O patrimônio líquido apurado nesta operação foi de R\$ 16.746 e não gerou qualquer efeito nas demonstrações financeiras consolidadas do grupo, nem alteração nas participações societárias das empresas.

## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

### 10. Comentários dos Diretores

#### 10.1 Os diretores devem comentar sobre:

As demonstrações financeiras consolidadas de 2021, 2020 e 2019 estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade (*International Financial Reporting Standards* – “IFRS”), emitidas pelo *International Accounting Standard Board* – IASB, e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, seguindo as orientações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (“CPC”).

#### a) Condições financeiras e patrimoniais gerais

##### ▪ 2021

No ano de 2021, apesar de todas as incertezas provocadas pela pandemia, a retomada econômica motivou um fortalecimento da agenda de crescimento e intensificou oportunidades nos negócios. Nesse contexto, mesmo com todos os desafios encontrados, o grupo CPFL Energia continuou focado em colocar em prática seus pilares estratégicos: Eficiência Operacional, Governança Corporativa, Sustentabilidade, Disciplina Financeira e Crescimento Sinérgico.

No lado da Eficiência Operacional, melhoramos ainda mais os nossos indicadores em todos os segmentos, conquista obtida com o investimento anual recorde do Grupo CPFL Energia.

Na agenda “ESG”, fortalecemos ainda mais nossa Governança Corporativa com a criação do Comitê de Auditoria e a revisão e criação de diversas políticas corporativas, antecipando as novas exigências do Novo Mercado da B3. Cumprimos também nossos compromissos previstos no Plano de Sustentabilidade. Além disso, as ações da Companhia se mantiveram na carteira do Índice de Sustentabilidade Empresarial – ISE da B3, sendo que ficamos na 4ª colocação no ranking geral do processo de seleção do índice.

A Disciplina Financeira é outro pilar que norteou nosso crescimento este ano. Praticamos esta disciplina através de uma alavancagem equilibrada de capital, bem como buscamos o equilíbrio entre crescimento e pagamento de dividendos.

Em 2021, a CPFL Energia aumentou consideravelmente sua participação no segmento de Transmissão com a aquisição da Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-T, que agora se chama CPFL Transmissão. A nova empresa irá proporcionar um grande Crescimento Sinérgico, utilizando-se da nossa plataforma “plug & play” para adotar rapidamente as melhores práticas de gestão operacional e financeira do grupo CPFL e otimizar seus resultados.

O fortalecimento desses pilares permitiu à CPFL apresentar ótimos resultados em 2021, além de pagar 100% do resultado do ano de 2020 em dividendos para seus acionistas e adiantar mais R\$ 804 milhões referentes ao resultado de 2021.

Durante esse período realizamos também um trabalho intenso e desafiador com interações com o Ministério de Minas e Energia – MME, a agência reguladora, a Aneel, e demais agentes do setor elétrico, para a discussão de temas importantes relacionados ao setor, em busca da melhor solução para todos os stakeholders.

Finalmente, a administração da CPFL Energia reitera o compromisso e confiança com os acionistas, clientes, parceiros, sociedade e demais stakeholders e agradece a todos colaboradores do Grupo CPFL pelos resultados alcançados. Assim, para 2022, seguimos otimistas quanto aos avanços do setor elétrico brasileiro e confiantes em nossa plataforma de negócios, preparada para enfrentar os desafios e oportunidades no país.

##### ▪ 2020

## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

O ano de 2020 foi marcado pela pandemia do novo Coronavírus (COVID-19), que trouxe consequências desafiadoras para nossas vidas, para a Companhia e a economia brasileira. Já nos primeiros meses da pandemia, agimos rapidamente, priorizando medidas preventivas adequadas à preservação da saúde e segurança de todos nossos colaboradores, bem como garantindo a saúde financeira da nossa Companhia e a continuidade da prestação do serviço com a mesma excelência de sempre.

Durante esse período realizamos um trabalho intenso e desafiador com interações com Ministério de Minas e Energia – MME, Agência Reguladora – Aneel e demais agentes do setor elétrico, para a criação da Conta COVID, um empréstimo bancário que antecipa recursos às distribuidoras ao mesmo tempo em que mitiga os impactos tarifários para o consumidor. Essa solução foi fundamental para garantir a liquidez do setor elétrico durante o ano, mitigando as pressões causadas pela redução da carga e o aumento da inadimplência sobre o caixa das distribuidoras no Brasil.

Mesmo com todos os desafios, o grupo CPFL Energia continuou bastante ativo neste ano em busca de crescimento de forma sustentável e com foco em todos seus stakeholders. Aumentamos os investimentos, promovendo melhorias na eficiência operacional e gestão, buscando adotar as melhores práticas no setor, continuamos com a implementação de inovação, digitalização e novas tecnologias em nossos negócios, visando maior eficiência dos nossos custos sempre acompanhando os desdobramentos dos cenários político e econômico do Brasil em seus mercados.

Em 2020, o fornecimento de energia elétrica (quantidade de energia faturada para consumidores finais) totalizou 51.331 GWh, redução de 3,8% (2.044 GWh) em relação a 2019.

A geração operacional de caixa, medida pelo EBITDA, atingiu R\$ 6.780 milhões, um aumento de 6,0% (R\$ 386 milhões), refletindo principalmente o aumento de 3,2% (R\$ 966 milhões) na receita operacional líquida e pelo aumento de 17,3% (R\$ 61 milhões) na equivalência patrimonial. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo aumento de 0,6% (R\$ 115 milhões) no custo com energia elétrica, pelo aumento de 1,5% (R\$ 52 milhões) nos custos e despesas operacionais, inclusive gastos com previdência privada.

Em 2020, foram realizados investimentos de R\$ 2.808 milhões para manutenção e expansão do negócio, dos quais R\$ 2.317 milhões foram direcionados à distribuição, R\$ 283 milhões à geração e R\$ 74 milhões à comercialização, serviços e outros. Complementarmente, houve um investimento de R\$ 134 milhões relacionado ao segmento de transmissão que, de acordo com o IFRIC 15, está registrado como “Ativo Contratual das Transmissoras” (outros créditos).

Entre os investimentos da CPFL Energia em 2020 podemos destacar:

**Distribuição:** foram feitos investimentos na ampliação, manutenção, melhoria, automação, modernização e no reforço do sistema elétrico para atender ao crescimento de mercado, em infraestrutura operacional, nos serviços de atendimento aos clientes, entre outros. Em 31 de dezembro de 2020, nossas distribuidoras possuíam 9,9 milhões de clientes, um acréscimo de 0,1 milhão de clientes. Nossa rede de distribuição consistia em 332.785 km de linhas de distribuição (acrécimo de 3.415 km de linhas), incluindo 487.302 transformadores de distribuição (acrécimo de 10.828 transformadores). Nossas cinco subsidiárias de distribuição tinham 12.987 km de linhas de distribuição de alta tensão entre 34,5 kV e 138 kV (acrécimo de 131 km de linhas). Nesta data, detínhamos 559 subestações transformadoras de alta tensão para média tensão para subseqüente distribuição (aumento de 04 subestações), com capacidade total de transformação de 19.038 MVA (acrécimo de 335 MVA);

**Geração:** em 2020, foram investidos R\$ 283 milhões, destinados principalmente à construção da PCH Lucia Cherobim e dos parques eólicos do Complexo Gameleira (Costa das Dunas, Figueira Branca, Farol de Touros e Gameleira).

No final de 2020, a dívida financeira bruta (incluindo derivativos) da Companhia atingiu R\$ 19.196 milhões, apresentando um aumento de 4,9%. As disponibilidades totalizaram R\$ 3.919 milhões, um acréscimo de 102%. Com isso, a dívida financeira líquida passou para R\$ 15.278 milhões, registrando uma redução de 6,6%.

## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Finalmente, a administração da CPFL Energia reitera o compromisso e confiança com os acionistas, clientes, parceiros, sociedade e demais stakeholders, seguindo otimista quanto aos avanços do setor elétrico brasileiro e confiante em nossa plataforma de negócios, baseada em eficiência operacional, governança corporativa, sustentabilidade, disciplina financeira e crescimento sinérgico, cada vez mais preparada para enfrentar os desafios e oportunidades no país.

### ▪ 2019

O ano de 2019 sinalizou um novo momento para o Grupo CPFL Energia. Três anos após ter seu controle adquirido pela chinesa State Grid, a CPFL Energia voltou ao mercado de capitais com a realização de nova emissão de ações já tendo em vista o acesso a recursos que possam ser necessários para a continuidade do crescimento do Grupo. A ideia foi manter o capital da empresa aberto, voltar ao mercado, para que os investidores voltassem a acompanhar a história da CPFL, que continua a mesma de antes, preocupada com a transparência, a disciplina financeira e uma forte governança.

Os recursos levantados com a emissão de ações foram utilizados para a aquisição de participação da State Grid na CPFL Renováveis. Como parte desse processo, em julho de 2019 começamos a integração completa das atividades administrativas da CPFL Renováveis e CPFL Energia, findas no 3º trimestre do ano, visando principalmente o fortalecimento de potenciais sinergias entre os modelos organizacionais de ambas empresas. Esse movimento reforça ainda mais o comprometimento da Administração no crescimento e na criação de valor para seus acionistas.

O grupo CPFL também seguiu bastante ativo neste ano, promovendo melhorias em suas operações e gestão, buscando adotar as melhores práticas no setor, continuamos com a implementação de tecnologias de alta qualidade em automação em nossos negócios e digitalização de atividades suportes, visando maior eficiência dos nossos custos sempre acompanhando os desdobramentos dos cenários político e econômico do Brasil em seus mercados.

Os resultados do ano de 2019 refletiram o crescimento das vendas de energia, a nossa disciplina na gestão de custos e despesas, bem como a queda da taxa de juros no Brasil.

O fornecimento de energia elétrica (quantidade de energia faturada para consumidores finais) totalizou 53.375 GWh, um aumento de 0,5%. As classes residencial e comercial registraram crescimento de 3,8% e 4,8%, respectivamente, refletindo a lenta recuperação da atividade econômica, enquanto a classe industrial apresentou redução de 4,6%. O suprimento de energia elétrica, por meio de outras concessionárias, permissionárias e autorizadas, atingiu 18.351 GWh, um aumento de 3,3%.

A geração de caixa operacional do grupo CPFL, medida pelo EBITDA, atingiu R\$ 6.394 milhões em 2019 (+13,4%), refletindo os resultados positivos principalmente no negócio de distribuição, cujo EBITDA atingiu R\$ 3.696 milhões em 2019 (+23,0%), refletindo principalmente os resultados advindos da conclusão dos processos de revisão tarifária da CPFL Paulista, RGE Sul e RGE, que ocorreram ao longo de 2018. Além disso, a Companhia vem promovendo revisões organizacionais com objetivo de simplificar seus processos e estrutura, visando a maior eficiência e foco aos negócios.

Seguimos trabalhando em iniciativas de valor e em nosso plano de investimentos em 2019, com disciplina financeira, empenho e comprometimento de nossas equipes. Investimos R\$ 2.254 milhões nesse período.

Com foco na otimização da estrutura de capital, a alavancagem consolidada da CPFL Energia permanece em níveis adequados. A dívida líquida da Companhia alcançou 2,52 vezes o EBITDA ao final do ano, no critério de medição de nossos covenants financeiros.

Outro importante acontecimento do segundo trimestre foi a alteração da política de pagamento de dividendos, onde fica definido o payout ratio mínimo de 50%. Assim sendo, a partir de 2020 será feito um balanço entre produção e crescimento.

## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

No âmbito social e sustentável, destacamos o investimento de R\$ 150 milhões no Programa CPFL nos Hospitais, iniciativa que ajudará instituições públicas e filantrópicas a reduzirem suas contas de energia elétrica com ações de eficiência energética. Ao longo dos próximos 3 anos, serão instalados até 25 MWp em painéis fotovoltaicos nos hospitais filantrópicos, contribuindo com uma redução aproximada de 6.000 tonCO2 por ano, o que equivale ao plantio de cerca de 900 árvores.

### b) estrutura de capital:

Estrutura de Capital	2021	2020	2019
Capital próprio	33%	40%	39%
Capital de terceiros	67%	60%	61%

Em 31 de dezembro de 2021, a estrutura de capital da Companhia era representada por 33% de capital próprio e 67% de capital de terceiros. Observa-se que houve variação significativa nesta composição no exercício de 2021 em relação aos últimos 2 exercícios sociais, sendo este impulsionado, principalmente, pelo aumento de dívidas captadas, bem como do reconhecimento da devolução de PIS/COFINS aos consumidores (vide alínea (h) deste item 10.1).

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

#### Liquidez e Recursos de Capital

##### ▪ 2021

Em 31 de dezembro de 2021, nosso capital de giro líquido refletia um montante superavitário (excedente do ativo circulante em relação ao passivo circulante) de R\$ 2.639 milhões, um aumento de R\$ 3.233 milhões quando comparado com o valor deficitário de R\$ 594 milhões em 31 de dezembro de 2020.

Este aumento ocorreu basicamente decorrente:

- De rolagem (aditamento ao prazo de vencimento) de dívida de mútuos com coligadas, controladas e controladora (passivo), no montante de R\$ 2.410 milhões, transferindo-a para passivo não-circulante.
- Redução do passivo de dividendos e juros sobre capital próprio em R\$ 807 milhões.
- Do aumento do ativo financeiro setorial na ordem de R\$ 1.815 milhões.
- Reconhecimento de saldos de PIS/COFINS a compensar sobre ICMS (ativo) no valor de R\$ 1.289 milhões.

Compensados parcialmente por diminuição de disponibilidades e títulos e valores imobiliários somados em R\$ 3.005 milhões.

A Companhia tempestivamente monitora o capital circulante líquido e, sua geração de caixa, suas projeções de lucros, bem como sua estratégia de financiamento, suportam e viabilizam o plano de redução deste capital circulante líquido.

A tabela abaixo resume as obrigações contratuais e os compromissos pendentes em 31 de dezembro de 2021 (inclui outras obrigações contratuais de longo prazo):

Obrigações contratuais em 31 de dezembro de 2021	Pagamentos devidos por período (milhões R\$)				
	Total	Menos de 1 ano	1 a 3 anos	4 a 5 anos	Mais de 5 anos
Fornecedores	4.678	4.270	190	-	218
Empréstimos, Derivativos, Debêntures e financiamentos - principal e encargos <sup>1</sup>	28.696	6.110	12.913	4.658	5.015
Uso do bem público <sup>1</sup>	157	16	32	49	60
Taxas regulamentares	552	552	-	-	-

**10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**

Outros	537	453	3	3	78
<b>Total de itens do Balanço Patrimonial <sup>1</sup></b>	<b>34.620</b>	<b>11.401</b>	<b>13.139</b>	<b>4.710</b>	<b>5.371</b>
Arrendamentos e aluguéis	226	32	34	36	123
Compra de energia (exceto Itaipu) <sup>2</sup>	109.069	14.639	43.129	27.380	23.921
Compra de energia de Itaipu <sup>2</sup>	24.636	3.295	9.362	5.870	6.110
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão <sup>3</sup>	47.671	3.867	15.247	10.807	17.751
Prêmio de Risco - Repactuação do Risco Hidrológico <sup>4</sup>	1.972	70	130	128	1.644
Projetos de construção de usina <sup>5</sup>	1.484	1.236	245	3	-
<b>Total de outros compromissos</b>	<b>185.058</b>	<b>23.139</b>	<b>68.147</b>	<b>44.223</b>	<b>49.549</b>
<b>Total das Obrigações contratuais</b>	<b>219.678</b>	<b>34.540</b>	<b>81.286</b>	<b>48.933</b>	<b>54.920</b>

- Inclui pagamentos de juros, incluindo juros futuros projetados sobre fluxo de caixa não descontado, através de projeções de índices. Estes juros futuros **não** são registrados em nosso balanço.
- Valores a pagar nos termos de contratos de compra de energia elétrica de longo prazo, que estão sujeitas a variações de preços e estabelecem a renegociação em determinadas circunstâncias. A tabela representa os valores a serem pagos pelos volumes contratados aplicando-se os preços ao final do ano 2021. Veja item 10.2.b Preços para a Energia Elétrica Adquirida deste Formulário de Referência e a nota explicativa 28 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.
- Despesas estimadas com encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão, até o fim do período de concessão.
- Despesas estimadas por pagamentos de prêmio de risco de cobertura do risco hidrológico (GSF).
- Os projetos de construção de usinas de energia incluem compromissos assumidos basicamente para disponibilizar fundos para a construção e aquisição de concessão relacionada a controladas do segmento de geração.

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

- Investimentos para continuar a expandir e modernizar os nossos sistemas de distribuição e transmissão, bem como de geração de energia renovável;
- Amortizar ou refinar dívidas a vencer. Em 31 de dezembro de 2021, possuíamos um saldo de dívida não amortizado com vencimento programado para os próximos 12 meses de R\$ 3.715 milhões; e
- Pagamento de dividendos. Pagamos R\$ 4.252 milhões de dividendos em 2021. 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 tem apresentado evolução nos últimos três anos, foi de 0,824 em 2021, 0,817 em 2020 e 0,758 em 2019, representando um aumento de 0,007 em relação ao índice de 2020.

#### ▪ 2020

Em 31 de dezembro de 2020, nosso capital de giro líquido refletia um montante negativo (excedente do passivo circulante em relação ao ativo circulante) de R\$ 594 milhões, uma redução de R\$ 869 milhões quando comparado com o valor positivo de R\$ 275 milhões em 31 de dezembro de 2019.

Essa redução ocorreu basicamente decorrente:

- Do aumento em fornecedores a pagar de R\$ 649 milhões.
- Do aumento em outras contas a pagar de R\$ 640 milhões, principalmente relacionado a adiantamento a fornecedores, P&D e PEE e reembolso a consumidores e concessionárias.

Compensados parcialmente por ganhos com derivativos ativo (SWAP) de R\$ 463 milhões.

A Companhia tempestivamente monitora o capital circulante líquido e, sua geração de caixa, suas projeções de lucros, bem como sua estratégia de financiamento, suportam e viabilizam o plano de redução deste capital circulante líquido.

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

- Investimentos para continuar a melhorar e expandir os nossos sistemas de distribuição e concluir nossos projetos de geração de energia renovável;

## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

- Amortizar ou refinarciar dívidas a vencer. Em 31 de dezembro de 2020, possuíamos um saldo de dívida não amortizado com vencimento programado para os próximos 12 meses de R\$6.398 milhões; e
- Pagamento de dividendos. Pagamos R\$2.068 milhões de dividendos em 2020. 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 tem apresentado evolução nos últimos três anos, foi de 0,817 em 2020, 0,758 em 2019 e 0,716 em 2018, representando um aumento de 7,7% em relação ao índice de 2019.

### ▪ 2019

Em 31 de dezembro de 2019, nosso capital de giro refletia um montante positivo (excedente do ativo circulante em relação ao passivo circulante) de R\$ 275 milhões, uma redução de R\$ 712 milhões quando comparado com o valor de R\$ 987 milhões em 31 de dezembro de 2018.

Essa redução ocorreu basicamente decorrente:

- Aumento de R\$ 862 milhões de fornecedores;
- Redução de R\$ 237 milhões no efeito líquido de ativos e passivos setoriais, de uma posição ativa de R\$1.331 milhões em 2019 para R\$ 1.094 milhões (ativo líquido) em 2019;
- Aumento de R\$ 138 milhões no plano de previdência privada;
- Aumento de R\$95 milhões no saldo circulante de empréstimos e debêntures, incluindo juros incorridos;
- Redução de R\$45 milhões em instrumentos financeiros derivativos, líquidos;

Compensados parcialmente por (i) um aumento de R\$46 milhões em nosso saldo de caixa e equivalentes, devido à geração líquida de caixa de R\$5.789 milhões em atividades operacionais, compensada pelo caixa consumido de R\$2.674 milhões em atividades de financiamento e caixa consumido de R\$ 3.068 milhões em atividades de investimento; (ii) aumento de R\$851 milhões no saldo de títulos e valores mobiliários; e (iii) um aumento de R\$ 438 milhões no saldo de recebíveis de nossos consumidores.

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

- Investimentos para continuar a melhorar e expandir os nossos sistemas de distribuição e concluir nossos projetos de geração de energia renovável;
- Amortizar ou refinarciar dívidas a vencer. Em 31 de dezembro de 2019, possuíamos um saldo de dívida não amortizado com vencimento programado para os próximos 12 meses de R\$3.459 milhões; e
- Pagamento de dividendos. Pagamos R\$487 milhões de dividendos em 2019. 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 18 a 24 meses e prioriza a liquidez de caixa.

O índice de liquidez geral da Companhia tem apresentado evolução nos últimos três anos, foi de 0,758 em 2019 e 0,717 em 2018, representando um aumento de 5,8% em relação ao índice de 2018.

Para informações mais detalhadas sobre as fontes de financiamento utilizadas pela Companhia, vide alínea (f) deste item 10.1.

## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

### **d) fontes utilizadas para o financiamento do capital circulante e investimentos em ativos não correntes**

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

Durante o ano de 2021, as subsidiárias da CPFL Energia trouxeram financiamentos principalmente para financiar investimentos nos nossos segmentos de geração, transmissão e distribuição, bem como para reforçar o capital de exploração das empresas.

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

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, a 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 da CPFL Energia 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 10.1.

### ***Endividamento***

#### **2021 em comparação a 2020**

O endividamento total apresentou um aumento de R\$ 3.654 milhões, ou 17,2%, de 31 de dezembro de 2020 para 31 de dezembro de 2021, principalmente pela captação de novos empréstimos, em moeda nacional e estrangeira, e debêntures (totalizando R\$ 6.121 milhões) e integralização das dívidas da CEEE-T (no valor de R\$ 679 milhões) após sua aquisição pelo Grupo CPFL (cuja transação fora concluída em 14 de outubro de 2021).

Esse aumento fora parcialmente compensado pela de amortização de seus endividamentos (R\$ 3.777 milhões).

As principais captações foram:

- Captação, em dívida em moeda nacional, pelas nossas subsidiárias CPFL Paulista (R\$ 571 milhões), CPFL Piratininga (R\$ 660 milhões), RGE (R\$ 661 milhões) e CPFL Brasil (R\$ 1.085 milhões) para planos de investimentos, pagamentos e refinanciamentos de dívidas e reforço de capital de giro. Além dos endividamentos em moeda nacional, destacam-se as dívidas captadas, em moeda estrangeira (em específico, dólar), pelas subsidiárias RGE (R\$ 340 milhões), CPFL Piratininga (R\$ 321 milhões), CPFL Geração (R\$ 440 milhões), CPFL Brasil (R\$ 100 milhões) e CPFL Jaguari (R\$ 142 milhões).
- Emissão de novas dívidas denominadas (debêntures), em reais, no valor de R\$ 1.283 milhões pela RGE, e R\$ 274 milhões pela CPFL Piratininga para realizar os investimentos necessários, financiamento de dívida e, também, reforço de capital de giro.

#### **2020 em comparação a 2019**

O endividamento total apresentou um aumento de R\$2.370 milhões, ou 13%, de 31 de dezembro de 2019 para 31 de dezembro de 2020, principalmente pela captação de mútuo junto a sua controladora State Grid (R\$2.410 milhões) e novos Empréstimos e financiamentos (R\$1.059 milhões).

Esse aumento foi parcialmente compensado pela diminuição na posição de Debêntures do grupo no montante de R\$1.098 milhões.

## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

As principais captações foram:

- Captação para capital de giro, em dívida expressa em dólares norte-americanos ou Euro, pelas nossas subsidiárias CPFL Paulista (R\$1.746 milhões), CPFL Piratininga (R\$420 milhões), CPFL Santa Cruz (R\$108 milhões), RGE (R\$929 milhões), CPFL Renováveis (R\$120 milhões) e CPFL Brasil (R\$107 milhões) para planos de investimentos, pagamentos e refinanciamentos de dívidas e reforço de capital de giro.
- Emissão de novas dívidas denominadas em reais pelo BNDES, no valor de R\$527 milhões pela RGE, R\$481 milhões pela CPFL Paulista, R\$115 milhões pela CPFL Santa Cruz e R\$127 milhões pela CPFL Piratininga para realizar os investimentos necessários.
- Captação nos meses de junho e julho de mútuo com a sua controladora State Grid no valor de R\$2.000 milhões pela CPFL Renováveis e R\$380 milhões pela CPFL Brasil.

### **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 2022 e 2023, 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 expandir e modernizar o sistema de energia das distribuidoras e para realizar novos investimentos no segmento de geração e transmissão.

### **f) níveis de endividamento e as características de tais dívidas, descrevendo ainda:**

#### **2021**

Em 31 de dezembro de 2021, nosso endividamento total (incluindo encargos e excluindo derivativos) era de R\$ 24.934 milhões. Deste total, aproximadamente R\$ 7.768 milhões ou 31,2% estavam expressos em moeda estrangeira, contemplando dólares norte-americanos e euros. Foram contratadas operações de swap de modo a reduzir nossa exposição às taxas de câmbio que decorrem de parte dessas obrigações. O montante de R\$ 4.035 milhões de nosso endividamento tem vencimento em 12 meses.

#### **2020**

Em 31 de dezembro de 2020, nosso endividamento total (incluindo encargos e excluindo derivativos) era de R\$21.280 milhões. Deste total, aproximadamente R\$8.027 milhões ou 37,7% estavam expressos em moeda estrangeira, contemplando dólares norte-americanos e euros. 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\$3.988 milhões de nosso endividamento tem vencimento em 12 meses.

#### **2019**

Em 31 de dezembro de 2019, nosso endividamento total (incluindo encargos e excluindo derivativos) era de R\$18.910 milhões. Deste total, aproximadamente R\$5.009 milhões ou 26,5% estavam expressos em moeda estrangeira, substancialmente 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\$3.459 milhões de nosso endividamento tem vencimento em 12 meses.

### **i. contratos de empréstimo e financiamento relevantes**

#### ***Principais Contratos de Financiamentos em 2021 (incluindo encargos):***

Nossas categorias de endividamento são como segue:

***Pós fixado.*** Em 31 de dezembro de 2021, havia empréstimos pós fixados, totalizando R\$ 6.201 milhões, sendo os índices IPCA e TJLP (R\$ 5.096 milhões), CDI (R\$ 1.076 milhões)

## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

e outros financiamentos (R\$ 29 milhões). Estes empréstimos são denominados em reais. A parte mais significativa destes empréstimos são relacionados a: (i) IPCA em nossas distribuidoras CPFL Paulista, CPFL Piratininga, CPFL Santa Cruz e RGE Sul (R\$ 4.435 milhões) e (ii) empréstimos vinculados a CDI da CPFL Brasil (R\$ 978 milhões).

**Pré-fixado.** Em 31 de dezembro de 2021, havia diversos empréstimos pré-fixados totalizando R\$ 541 milhões. Estes empréstimos são denominados em reais. A parte mais significativa destes empréstimos são da CPFL Piratininga R\$ 418 milhões.

**Debêntures.** Em 31 de dezembro de 2021, havia debêntures totalizando R\$ 7.953 milhões, sendo várias series emitidas pela CPFL Paulista (R\$ 2.271 milhões), CPFL Piratininga (R\$ 906 milhões), RGE (R\$ 2.536 milhões), CPFL Geração (R\$ 548 milhões) e CPFL Renováveis (R\$ 1.169 milhões). As condições das debentures estão sumarizadas na nota 19 de nossas demonstrações financeiras.

**Dívidas denominadas em moeda estrangeira.** Em 31 de dezembro de 2021, possuíamos o equivalente a R\$ 7.768 milhões de outras dívidas denominadas em moeda estrangeira, compostos por dólares norte-americanos e Euros (USD 968 milhões ou R\$ 5.404 milhões) e (EUR 374 milhões ou R\$ 2.364 milhões). Contratamos swap visando reduzir nossa exposição a taxas de câmbio decorrentes dessas obrigações.

Para mais detalhes sobre nossos empréstimos, debêntures e derivativos, ver as notas 18, 19 e 35 das nossas demonstrações financeiras consolidadas.

### **Principais Contratos de Financiamentos em 2020 (incluindo encargos):**

Nossas categorias de endividamento são como segue:

**Pós fixado.** Em 31 de dezembro de 2020, havia empréstimos pós fixados, totalizando R\$3.436 milhões, sendo os índices IPCA e TJLP (R\$3.268 milhões), CDI (R\$130 milhões) e outros financiamentos (R\$39 milhões). Estes empréstimos são denominados em reais. A parte mais significativa destes empréstimos são relacionados a: (i) TJLP da CPFL Renováveis (R\$475 milhões), (ii) IPCA em nossas distribuidoras CPFL Paulista, CPFL Piratininga, CPFL Santa Cruz e RGE Sul (R\$2.791 milhões) e (iii) empréstimos vinculados a CDI da CPFL Renováveis (R\$130 milhões).

**Pré-fixado.** Em 31 de dezembro de 2020, havia diversos empréstimos pré-fixados totalizando R\$9 milhões. Estes empréstimos são denominados em reais. A parte mais significativa destes empréstimos são da CPFL Geração R\$6 milhões.

**Debêntures.** Em 31 de dezembro de 2020, havia debêntures totalizando R\$7.448 milhões, sendo várias series emitidas pela CPFL Paulista (R\$2.187 milhões), CPFL Piratininga (R\$811 milhões), RGE (R\$1.404 milhões), CPFL Geração (R\$ 1.317 milhões) e CPFL Renováveis (R\$1.133 milhões). As condições das debentures estão sumarizadas na nota 19 de nossas demonstrações financeiras.

**Dívidas denominadas em moeda estrangeira.** Em 31 de dezembro de 2020, possuíamos o equivalente a R\$ 8.027 milhões de outras dívidas denominadas em moeda estrangeira, compostos por dólares norte-americanos e Euros (USD 972 milhões ou R\$5.055 milhões) e (EUR 466 milhões ou R\$2.972 milhões). Contratamos swap visando reduzir nossa exposição a taxas de câmbio decorrentes dessas obrigações.

### **Principais Contratos de Financiamentos em 2019 (incluindo encargos):**

Nossas categorias de endividamento são como segue:

**Pós fixado.** Em 31 de dezembro de 2019, havia diversos empréstimos pós fixados, totalizando R\$4.701 milhões, sendo os índices TLP e TJLP (R\$4.353 milhões), CDI e Selic (R\$263 milhões) e outros financiamentos (R\$84 milhões). Estes empréstimos são

## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

denominados em reais. A parte mais significativa destes empréstimos são relacionados a: (i) TJP e TJLP para nossa subsidiária indireta CPFL Renováveis (R\$2.626 milhões) e nossas distribuidoras CPFL Paulista, CPFL Piratininga, CPFL Santa Cruz e RGE Sul (R\$1.717 milhões) e (ii) empréstimos vinculados a CDI da CPFL Renováveis (R\$158 milhões).

**Pré-fixado.** Em 31 de dezembro de 2019, havia diversos empréstimos pré-fixados totalizando R\$711 milhões. Estes empréstimos são denominados em reais. A parte mais significativa destes empréstimos são da CPFL Renováveis R\$464 milhões.

**Debêntures.** Em 31 de dezembro de 2019, havia diversas debêntures totalizando R\$8.546 milhões, sendo várias series emitidas pela CPFL Paulista (2.157 milhões), CPFL Piratininga (R\$826 milhões), RGE (R\$1.379 milhões), CPFL Geração (R\$1.619 milhões) e CPFL Renováveis (R\$1.703 milhões). As condições das debentures estão sumarizadas na nota 19 de nossas demonstrações financeiras.

**Dívidas denominadas em moeda estrangeira.** Em 31 de dezembro de 2019, possuíamos o equivalente a R\$5.009 milhões de outras dívidas denominadas em moeda estrangeira, substancialmente dólares norte-americanos (USD 1.036 milhões ou R\$4.173 milhões). Contratamos swap visando reduzir nossa exposição a taxas de câmbio decorrentes dessas obrigações.

### ii. outras relações de longo prazo com instituições financeiras

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

### iii. grau de subordinação entre as dívidas

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

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

#### Condições restritivas dos empréstimos

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

As apurações são feitas anualmente ou semestralmente, conforme o caso. Como os índices máximo e mínimo variam entre os contratos, apresentamos abaixo os parâmetros mais críticos de cada índice, considerando todos os contratos vigentes em 31 de dezembro de 2021.

#### Índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Energia

Dívida líquida dividida pelo EBITDA ajustado menor ou igual a 3,75

EBITDA ajustado dividido pelo resultado financeiro maior ou igual a 2,25.

Patrimônio líquido dividido pelo patrimônio líquido mais dívida líquida maior ou igual a 0,28.

#### Índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Renováveis

**10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**

Dívida Líquida dividida pelo EBITDA menor ou igual a 3,75

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

Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD) maior ou igual a 1,2

Índice de Capitalização Própria maior ou igual a 30%.

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

Dívida Líquida dividida pelo EBITDA menor ou igual a 3,75

Dívida Líquida dividida pela dívida líquida + patrimônio líquido menor ou igual a 0,9.

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

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

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

A Administração do Grupo monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. No entendimento da Administração do Grupo, todas as condições restritivas e cláusulas financeiras e não financeiras estão adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2021.

**Condições restritivas das debêntures**

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

As apurações são feitas anualmente ou semestralmente, conforme o caso. Como os índices máximo e mínimo variam entre os contratos, apresentamos abaixo os parâmetros mais críticos de cada índice, considerando todos os contratos vigentes em 31 de dezembro de 2021.

**Índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Energia**

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

A Administração do Grupo monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. No entendimento da Administração do Grupo, todas as condições restritivas e cláusulas financeiras e não financeiras estão adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2021.

**g) limites dos financiamentos já contratados e percentuais já utilizados**

Os percentuais utilizados dos nossos financiamentos já contratados, referentes aos últimos três exercícios sociais, estão apresentados nas tabelas abaixo:

**2021:**

<b>Modalidade</b>	<b>Aprovação</b>	<b>Empresa</b>	<b>Limites contratados</b>	<b>Percentual utilizado</b>
<b>BNDES Finem</b>	2020	CPFL Paulista	1.315.507	80%
<b>BNDES Finem</b>	2020	CPFL Piratininga	424.487	80%
<b>BNDES Finem</b>	2020	RGE	244.385	80%
<b>BNDES Finem</b>	2020	CPFL Santa Cruz	1.485.619	80%
<b>BNDES Finem</b>	2020	CPFL Renováveis	221.936	0%
<b>BNB FNE</b>	2018	CPFL Maracanaú	42.422	49%
<b>BNB FNE</b>	2019	SPE Costa das Dunas	70.482	89%

## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

<b>BNB FNE</b>	2020	SPE Farol de Touros	61.672	90%
<b>BNB FNE</b>	2020	SPE Figueira Branca	26.430	87%
<b>BNB FNE</b>	2020	SPE Gameleira	44.051	85%

### 2020:

<b>Modalidade</b>	<b>Aprovação</b>	<b>Empresa</b>	<b>Limites contratados</b>	<b>Percentual utilizado</b>
<b>BNDES Finem</b>	2020	CPFL Paulista	1.315.507	37%
<b>BNDES Finem</b>	2020	CPFL Piratininga	424.487	30%
<b>BNDES Finem</b>	2020	RGE	244.385	47%
<b>BNDES Finem</b>	2020	CPFL Santa Cruz	1.485.619	35%
<b>BNDES Finem</b>	2020	CPFL Renováveis	221.936	0%
<b>BNB FNE</b>	2018	CPFL Transmissão Maracanaú	42.422	0%
<b>BNB FNE</b>	2019	SPE Costa das Dunas	70.482	0%
<b>BNB FNE</b>	2020	SPE Farol de Touros	61.672	0%
<b>BNB FNE</b>	2020	SPE Figueira Branca	26.430	0%
<b>BNB FNE</b>	2020	SPE Gameleira	44.051	0%

### 2019:

<b>Modalidade</b>	<b>Aprovação</b>	<b>Empresa</b>	<b>2019</b>	
			<b>Limites contratados</b>	<b>Percentual utilizado</b>
BNDES Finem	2018	Boa Vista 2	144.500	83%
BNB FNE	2018	Pedra Cheirosa I e II	209.205	95%
BNDES Finem	2018	CPFL Paulista	953.392	53%
BNDES Finem	2018	CPFL Piratininga	347.264	67%
BNDES Finem	2018	CPFL Santa Cruz	174.954	85%
BNDES Finem	2018	RGE	1.133.024	60%
BNB FNE	2018	CPFL Transmissão Maracanaú	42.422	0%
BNB FNE	2019	SPE Costa das Dunas	70.482	0%

### **h) alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras**

Nossa administração apresenta os balanços patrimoniais e as demonstrações de resultado consolidados referentes aos exercícios sociais encerrados em de 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019 com a demonstração de todas as variações e comentários sobre as mais relevantes.

## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

### Comentários sobre as variações mais relevantes do Ativo:

	Balanco Patrimonial Consolidado (em milhões de reais)								
	31/12/2021	AH%	AH-R\$	AV%	31/12/2020	AH%	AH-R\$	AV%	31/12/2019
<b>Circulante</b>									
Caixa e equivalentes de caixa	2.200	-43,9%	(1.719)	3,3%	3.919	102,3%	1.982	8,0%	1.937
Títulos e valores mobiliários	586	-68,7%	(1.286)	0,9%	1.872	120,0%	1.021	3,8%	851
Consumidores, concessionárias e permissionárias	5.425	4,2%	218	8,2%	5.207	4,4%	221	10,6%	4.986
Estoques	151	57,3%	55	0,2%	96	33,3%	24	0,2%	72
Dividendo e juros sobre o capital próprio	135	66,7%	54	0,2%	81	-19,0%	(19)	0,2%	100
Imposto de renda e contribuição social a compensar	97	10,2%	9	0,1%	88	0,0%	-	0,2%	88
Outros tributos a compensar	376	11,6%	39	0,6%	337	1,8%	6	0,7%	331
PIS/COFINS a compensar sobre ICMS	1.289	100,0%	1.289	1,9%	-	0,0%	-	0,0%	-
Derivativos	357	-52,1%	(388)	0,5%	745	165,1%	464	1,5%	281
Ativo financeiro setorial	2.374	324,7%	1.815	3,6%	559	-48,9%	(535)	1,1%	1.094
Ativo contratual	845	3280,0%	820	1,3%	25	4,2%	1	0,1%	24
Outros ativos	1.718	94,6%	835	2,6%	883	53,0%	306	1,8%	577
<b>Total do circulante</b>	<b>15.553</b>	<b>12,6%</b>	<b>1.741</b>	<b>23,5%</b>	<b>13.812</b>	<b>33,6%</b>	<b>3.471</b>	<b>28,1%</b>	<b>10.341</b>
<b>Não circulante</b>									
Consumidores, concessionárias e permissionárias	259	-68,7%	(569)	0,4%	828	16,1%	115	1,7%	713
Mútuos entre coligadas, controladas e controladora	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%	-
Depósitos Judiciais	859	12,3%	94	1,3%	765	1,1%	8	1,6%	757
Imposto de Renda e Contribuição Social a Compensar	117	234,3%	82	0,2%	35	-65,7%	(67)	0,1%	102
Outros tributos a compensar	286	31,0%	68	0,4%	219	-41,1%	(152)	0,4%	371
PIS/COFINS a compensar sobre ICMS	7.937	5179,5%	7.786	12,0%	150	100,0%	150	0,3%	-
Ativo financeiro setorial	817	649,5%	708	1,2%	109	3533,3%	106	0,2%	3
Derivativos	990	-26,1%	(350)	1,5%	1.340	262,2%	970	2,7%	370
Créditos fiscais diferidos	232	-60,4%	(354)	0,4%	586	-45,0%	(479)	1,2%	1.065
Ativo financeiro da concessão	13.282	28,4%	2.934	20,1%	10.348	17,9%	1.568	21,1%	8.780
Investimentos ao custo	117	0,0%	-	0,2%	117	0,0%	-	0,2%	117
Outros créditos	199	15,7%	27	0,3%	172	-76,6%	(562)	0,4%	734
Investimentos	1.203	18,4%	187	1,8%	1.016	1,8%	18	2,1%	998
Imobilizado	8.755	-0,5%	(43)	13,2%	8.798	-3,1%	(286)	17,9%	9.084
Ativo contratual em curso	5.841	216,9%	3.998	8,8%	1.843	39,3%	520	3,8%	1.323
Intangível	9.674	7,8%	704	14,6%	8.970	-3,8%	(351)	18,3%	9.321
<b>Total do não circulante</b>	<b>50.567</b>	<b>43,3%</b>	<b>15.272</b>	<b>76,5%</b>	<b>35.295</b>	<b>4,6%</b>	<b>1.558</b>	<b>71,9%</b>	<b>33.738</b>
<b>Total do Ativo</b>	<b>66.120</b>	<b>34,6%</b>	<b>17.013</b>	<b>100,0%</b>	<b>49.107</b>	<b>11,4%</b>	<b>5.029</b>	<b>100,0%</b>	<b>44.078</b>

#### Caixa e equivalentes de caixa:

O saldo de R\$ 2.200 milhões em 2021, que representa 3,3% do total do ativo, apresentou uma redução de 43,9% (R\$ 1.719 milhões), comparado a 2020, decorrente:

- (i) geração de caixa operacional de R\$ 3.862 milhões, , basicamente do lucro líquido ajustado (R\$ 8.956 milhões) deduzido, principalmente, pelos (a) ativo financeiro setorial líquido (R\$ 2.327 milhões); (b) passivo financeiro setorial líquido (R\$ 588 milhões); (c) encargos de dívidas e debêntures pagos (R\$ 652 milhões); e (d) imposto de renda e contribuição social pagos (R\$ 1.465 milhões).
- (ii) do consumo de caixa de R\$ 4.207 milhões nas atividades de investimentos, dado pelos eventos: (a) aquisição de participação societária, líquido do caixa adquirido (R\$ 2.192 milhões), utilizado para aquisição da CPFL Transmissão; (b) adições do ativo contratual (R\$ 3.028 milhões); sendo estes parcialmente compensados pelo (c) resgate de títulos e valores imobiliários, cauções e depósitos vinculados (R\$ 1.676 milhões).
- (iii) Do consumo de caixa de R\$ 1.374 milhões oriunda das atividades de financiamentos, decorrente: (a) da amortização de empréstimos e debêntures líquidas das captações e liquidação de operações com derivativos (R\$ 3.197 milhões), (b) dos dividendos pagos (R\$ 4.298 milhões), compensados, parcialmente, pelas captações de empréstimos e debêntures (R\$ 6.121 milhões).

O saldo de R\$ 3.919 milhões em 2020, que representa 8,0% do total do ativo, apresentou um aumento de 102,3% (R\$ 1.982 milhões), comparado a 2019, decorrente:

- (i) da geração de caixa de R\$ 6.360 milhões oriunda das atividades operacionais, basicamente do lucro líquido ajustado (R\$ 7.192 milhões); das reduções (a) pagamento de encargos de dívidas e de debêntures (R\$ 761 milhões); (b) do ativo financeiros setorial líquido (R\$ 500 milhões); (c) processos fiscais, cíveis e trabalhistas (R\$ 240 milhões); (d) dividendos recebidos de controladas em conjunto (R\$ 413 milhões); dos aumentos (a) pagamento imposto de renda e contribuição social (R\$ 718 milhões); (b) do contas a pagar com fornecedores (R\$ 746 milhões); (c) do contas a receber de consumidores, concessionárias e permissionárias (R\$ 574 milhões); e (d) taxas regulamentares (R\$ 124 milhões);
- (ii) do consumo de caixa de R\$ 3.123 milhões nas atividades de investimentos basicamente pela: (a) adições de ativo contratual (R\$ 2.314 milhões), (b) aplicações de títulos e valores

## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

mobiliários (R\$ 1.947 milhões) compensados parcialmente por (c) resgates de títulos e valores mobiliários (R\$ 1.500 milhões) .

- (iii) Do consumo de caixa de R\$ 1.256 milhões oriunda das atividades de financiamentos, decorrente: (a) da amortização de empréstimos e debêntures líquidas das captações e liquidação de operações com derivativos (R\$ 1.511 milhões), (b) dos dividendos pagos (R\$ 2.116 milhões), compensados parcialmente pelas captações de mútuos com controladas e coligadas (R\$ 2.380 milhões).

### Consumidores, concessionárias e permissionárias:

O saldo somado (ativo circulante e não circulante) de R\$ 5.684 milhões em 2021, que representa 8,6% do total do ativo, apresentou uma redução de 5,8% (R\$ 351 milhões) em comparação ao saldo do exercício findo em 31 de dezembro de 2020. Dado os valores envolvidos em sua variação e sua representatividade frente ao ativo total, consideramos o mesmo como imaterial para detalhamento de variações.

O saldo de R\$ 6.035 milhões em 2020 no circulante e não circulante, que representa 12,3% do total do ativo, apresentou um aumento de 5,9% (R\$ 336 milhões) comparado a 2019, decorrente basicamente de montantes referentes a venda de energia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (R\$ 163 milhões) e do aumento geral de tarifas e no faturamento principalmente da classe residencial (R\$ 122 milhões), compensado pela redução dos montantes referentes a venda de energia elétrica a outras empresas concessionárias e permissionárias (R\$13 milhões) pela subsidiária de comercialização CPFL Brasil.

### PIS/COFINS a compensar sobre ICMS:

O saldo somado (ativo circulante e não circulante) de R\$ 9.225 milhões em 2021, que representa 14,0% do total do ativo, fora constituído no exercício mencionado.

Algumas controladas da CPFL Energia ingressaram com ações judiciais envolvendo a União Federal pleiteando o reconhecimento do direito à exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e COFINS, bem como o direito de reaver os valores anteriormente pagos. No exercício de 2021, as empresas RGE, CPFL Paulista e CPFL Piratininga tiveram suas ações transitadas em julgado em favor delas. Em junho de 2021, foi realizado o reconhecimento dos créditos de PIS e COFINS nos montantes de R\$ 2.198 milhões, R\$ 4.088 milhões e R\$ 1.817 milhões, respectivamente, constituindo, majoritariamente, o saldo apresentado no exercício findo em 31 de dezembro de 2021, em contrapartida a passivo de reembolso aos consumidores.

Para mais detalhes, vide nota 8 de nossas demonstrações financeiras anuais.

### Créditos e débitos fiscais diferidos:

O saldo dos débitos fiscais líquidos (passivo líquido) de R\$ 727 milhões em 2021, apresentou um aumento de R\$ 546 milhões, comparado ao saldo dos débitos fiscais líquidos (passivo líquido) apresentado no exercício findo de 2020. Dado os valores envolvidos em sua variação e sua representatividade frente ao ativo total, consideramos o mesmo como imaterial para detalhamento de variações.

O saldo dos débitos fiscais líquidos (passivo líquido) de R\$ 179 milhões em 2020, apresentou um redução de R\$ 197 milhões, comparado ao saldo dos débitos fiscais líquidos (ativo líquido) de R\$18 milhões de 2019, em função basicamente do aumento de passivo referente a diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis de imposto de renda e contribuição social (R\$ 428 milhões), compensados pela aumento dos ativos oriundos dos prejuízos fiscais e bases negativas (R\$ 276 milhões).

### Ativo e passivo financeiro setorial:

## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

O saldo positivo do ativo financeiro setorial líquido de R\$ 3.191 milhões em 2021, apresentou um aumento de R\$ 2.751 milhões, em comparação ao saldo de R\$ 440 milhões de ativo líquido registrados em 2020, decorrente:

- (i) dos itens da CVA (conta de compensação da variação dos valores de itens da parcela "A") no montante de R\$ 1.983 milhões, principalmente, devido a aumento de R\$ 1.543 milhões na conta de encargo do serviço do sistema (ESS) e encargo de energia de reserva (EER), e aumento de R\$ 1.041 milhões no repasse de Itaipu. Estes aumentos foram compensados com reduções na (i) conta de desenvolvimento energético (CDE) de R\$ 210 milhões; (ii) custo de energia elétrica (R\$ 116 milhões); e (iii) e na conta de encargos de uso de rede básica de R\$ 153 milhões.
- (ii) De outros componentes financeiros (R\$ 767 milhões).

O saldo positivo do ativo financeiro setorial líquido de R\$440 milhões em 2020, apresentou uma redução de R\$554 milhões, em comparação ao saldo de R\$994 milhões de ativo líquido registrados em 2019, decorrente:

- (i) dos itens da CVA (conta de compensação da variação dos valores de itens da parcela "A") no montante de R\$417 milhões, principalmente com uma redução do custo de energia elétrica (R\$773 milhões); repasse de Itaipu (R\$351 milhões); neutralidade dos encargos setoriais (R\$101 milhões) e na conta de desenvolvimento energético (CDE) de (R\$25 milhões), compensados parcialmente com aumento na conta de encargo do serviço do sistema (ESS) e encargo de energia de reserva (EER) de R\$666 milhões e na conta de encargo de uso da rede básica de R\$198 milhões.
- (ii) De outros componentes financeiros (R\$137 milhões).

### Ativo Financeiro da Concessão:

O saldo de R\$ 13.282 milhões em 2021, que representa 20,1% do total do ativo, apresentou aumento de 28,4% (isto é, R\$ 2.934 milhões) quando comparado com saldo do exercício de 2020 (R\$ 10.348 milhões) devido, principalmente, ao efeito líquido: (i) dos investimentos na infraestrutura dos serviços de distribuição e transmissão de energia elétrica (R\$ 1.818 milhões), para ampliação, manutenção, melhoria, modernização e reforço do sistema elétrico; (ii) do ajuste de expectativa de fluxo de caixa das distribuidoras (R\$ 1.194 milhões); compensado parcialmente pelas (iii) baixas decorrentes da infraestrutura das distribuidoras (R\$ 78 milhões).

O saldo de R\$10.348 milhões em 2020, que representam 21,1% do total do ativo, apresentou aumento de 17,9% quando comparado com 2019 (R\$ 8.780 milhões) devido basicamente a efeito líquido: i) dos investimentos na infraestrutura dos serviços de distribuição e transmissão de energia elétrica (R\$ 1.208 milhões), para ampliação, manutenção, melhoria, modernização e reforço do sistema elétrico; ii) do ajuste de expectativa de fluxo de caixa das distribuidoras (R\$ 406 milhões); compensado e iii) pelas baixas decorrentes da infraestrutura das distribuidoras (R\$ 46 milhões).

### Imobilizado:

O saldo de R\$ 8.755 milhões em 2021, que representa 13,2% do ativo total, apresentou redução de 0,5% (R\$ 43 milhões) quando comparado a saldo de R\$ 8.798 milhões de 2020. Dado os valores envolvidos em sua variação e sua representatividade frente ao ativo total, consideramos o mesmo como imaterial para detalhamento de variações.

O saldo de R\$ 8.798 milhões em 2020, que representa 17,9% do ativo total, apresentou redução de 3,1% (R\$ 301 milhões) comparado a R\$ 9.084 milhões de 2019, em que o destaque são os investimentos de R\$327 milhões, na sua maior parte em projetos da CPFL Renováveis, compensados pelo efeito líquido da depreciação dos ativos de R\$ 462milhões.

### Ativo contratual:

## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

O saldo de R\$ 6.686 milhões em 2021, que representa 10,1% do ativo total, apresentou aumento de R\$ 4.818 milhões quando comparado a R\$ 1.868 milhões do exercício findo em 31 de dezembro de 2020. Este aumento decorre dos efeitos:

(i) Distribuição: aumento de R\$ 388 milhões, dado adições de R\$ 3.065 milhões aos ativos de infraestrutura da concessão, em seu período de construção, compensado, parcialmente, pela transferência dos ativos contratuais para ativo financeiro e intangível em serviço (R\$ 1.810 milhões e R\$ 867 milhões, respectivamente) quando do início da operação de tais ativos contratuais.

(ii) Transmissão: aumento de R\$ 397 milhões de adições referente ao direito à "Receita Anual Permitida – RAP", somado à R\$ 4.103 milhões advindo de combinação de negócios, este apurado devido à aquisição da CPFL Transmissão (vide nota 13.4 de nossas Demonstrações Financeiras publicada para mais informações).

O saldo de R\$ 1.868 milhões em 2020, que representa 3,8% do ativo total, apresentou aumento de 37,8% (R\$ 521 milhões) quando comparado ao saldo de R\$ 1.347 milhões de 2019. Dado os valores envolvidos em sua variação e sua representatividade frente ao ativo total, consideramos o mesmo como imaterial para maiores explicações.

### Intangível:

O saldo de R\$ 9.674 milhões em 2021, que representa 14,6% do total do ativo, apresentou aumento de 7,8% (R\$ 704 milhões), quando comparado ao saldo do exercício findo em 31 de dezembro de 2020 de R\$ 8.970 milhões. Dado os valores envolvidos em sua variação e sua representatividade frente ao ativo total, consideramos o mesmo como imaterial para detalhamento de variações.

O saldo de R\$ 8.970 milhões em 2020, que representa 18,3% do total do ativo, apresentou redução de 3,8% (R\$ 351 milhões), comparado a 2019, devido ao reconhecimento da amortização do exercício de R\$ 1.123 milhões, parcialmente compensados com os investimentos para ampliação, manutenção, melhoria, modernização e reforço do sistema elétrico, bem como transferências de ativos contratuais e ativos financeiros no montante total de R\$ 770 milhões.

### **Comentários sobre as variações mais relevantes do Passivo:**

## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

	Balanco Patrimonial Consolidado (em milhões de reais)								
	31/12/2021	AH%	AH-R\$	AV%	31/12/2020	AH%	AH-R\$	AV%	31/12/2019
<b>Circulante</b>									
Fornecedores	4.270	9,2%	360	6,5%	3.910	19,9%	650	8,0%	3.260
Empréstimos e financiamentos	2.247	-19,7%	(550)	3,4%	2.797	0,8%	21	5,7%	2.776
Debêntures	1.788	50,1%	597	2,7%	1.191	74,4%	508	2,4%	683
Entidade de previdência privada	604	202,0%	404	0,9%	200	-11,1%	(25)	0,4%	225
Taxas regulatamentares	552	411,1%	444	0,8%	108	-53,4%	(124)	0,2%	232
Imposto de renda e contribuição social a pagar	288	216,5%	197	0,4%	91	-58,4%	(128)	0,2%	219
Outros impostos, taxas e contribuições	887	1,5%	13	1,3%	874	17,8%	132	1,8%	742
Mútuos com coligadas, controladas e controladora	-	-100,0%	(2.410)	0,0%	2.410	100,0%	2.410	4,9%	-
Dividendo e juros sobre capital próprio	100	-89,0%	(807)	0,2%	907	35,6%	238	1,8%	669
Obrigações estimadas com pessoal	165	24,1%	32	0,2%	133	6,4%	8	0,3%	125
Derivativos	5	400,0%	4	0,0%	1	-96,6%	(28)	0,0%	29
Passivo financeiro setorial	-	-100,0%	(42)	0,0%	42	100,0%	42	0,1%	-
Provisões para desmobilização e gastos ambientais	2	-90,0%	(18)	0,0%	20	-16,7%	(4)	0,0%	24
Uso do bem público	16	23,1%	3	0,0%	13	8,3%	1	0,0%	12
PIS/COFINS devolução consumidores	59	100,0%	59	0,1%	-	0,0%	-	0,0%	-
Outras contas a pagar	1.932	13,1%	223	2,9%	1.709	59,7%	639	3,5%	1.070
<b>Total do circulante</b>	<b>12.914</b>	<b>-10,4%</b>	<b>(1.491)</b>	<b>19,5%</b>	<b>14.406</b>	<b>43,1%</b>	<b>4.340</b>	<b>29,3%</b>	<b>10.066</b>
<b>Não circulante</b>									
Fornecedores	408	-	(49)	0,6%	457	26,9%	97	0,9%	360
Empréstimos e financiamentos	12.216	41,6%	3.591	18,5%	8.625	13,7%	1.038	17,6%	7.587
Debêntures	6.165	-1,5%	(92)	9,3%	6.257	-20,4%	(1.607)	12,7%	7.864
Entidade de previdência privada	2.860	3,6%	100	4,3%	2.760	28,2%	607	5,6%	2.153
Imposto de renda e contribuição social a recolher	232	38,1%	64	0,4%	168	7,7%	12	0,3%	156
Tributos e Contribuições Sociais	6	500,0%	5	0,0%	1	0,0%	-	0,0%	1
Débitos fiscais diferidos	959	25,4%	194	1,5%	765	-26,9%	(282)	1,6%	1.047
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	1.035	68,0%	419	1,6%	616	2,5%	15	1,3%	601
Mútuos com coligadas, controladas e controladora	2.518	100,0%	2.518	3,8%	-	0,0%	-	0,0%	-
Derivativos	86	100,0%	86	0,1%	-	-100,0%	(6)	0,0%	6
Passivo financeiro setorial	-	-100,0%	(186)	0,0%	186	80,6%	83	0,0%	103
Provisões para desmobilização e gastos ambientais	153	-17,3%	(32)	0,2%	185	-9,3%	(19)	0,4%	204
Uso do bem público	141	25,9%	29	0,2%	112	23,1%	21	0,2%	91
PIS/COFINS devolução consumidores	9.146	7888,5%	9.031	13,8%	114	100,0%	114	0,2%	-
Outras contas a pagar	475	117,6%	257	0,7%	219	-60,7%	(337)	0,4%	556
<b>Total do não circulante</b>	<b>36.400</b>	<b>77,9%</b>	<b>15.935</b>	<b>55,1%</b>	<b>20.465</b>	<b>-1,3%</b>	<b>(264)</b>	<b>41,7%</b>	<b>20.729</b>
<b>Patrimônio líquido</b>									
Capital social	9.388	0,0%	-	14,2%	9.388	0,0%	-	19,1%	9.388
Reservas de capital	(1.646)	-0,1%	(2)	-2,5%	(1.644)	-0,2%	(3)	-3,3%	(1.641)
Reserva legal	1.455	19,5%	237	2,2%	1.218	4,0%	47	2,5%	1.171
Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%	-
Reserva estatutária - reforço de capital de giro	4.073	-29,8%	(1.730)	6,2%	5.803	43,4%	1.757	11,8%	4.046
Dividendo	3.736	331,9%	2.871	5,7%	865	-39,6%	(568)	1,8%	1.433
Resultado abrangente acumulado	(1.860)	-9,7%	(165)	-2,8%	(1.695)	-33,7%	(427)	-3,5%	(1.268)
	<b>15.146</b>	<b>8,7%</b>	<b>1.211</b>	<b>22,9%</b>	<b>13.935</b>	<b>7,2%</b>	<b>941</b>	<b>28,4%</b>	<b>12.994</b>
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores	1.660	453,3%	1.360	2,5%	300	3,8%	11	0,6%	289
<b>Total patrimônio líquido</b>	<b>16.806</b>	<b>18,1%</b>	<b>2.571</b>	<b>25,4%</b>	<b>14.236</b>	<b>7,2%</b>	<b>952</b>	<b>29,0%</b>	<b>13.283</b>
<b>Total do passivo e patrimônio líquido</b>	<b>66.120</b>	<b>34,6%</b>	<b>17.015</b>	<b>100,0%</b>	<b>49.107</b>	<b>11,4%</b>	<b>5.028</b>	<b>100,0%</b>	<b>44.078</b>

### Fornecedores:

O saldo de R\$ 4.678 milhões em 2021 (total considerando circulante e não circulante), que representa 7,1% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 7,1% (R\$ 311 milhões) comparado a 2020. Dado os valores envolvidos em sua variação e sua representatividade frente ao ativo total, consideramos o mesmo como imaterial para detalhamento de variações.

O saldo de R\$4.367 milhões em 2020 no circulante e não circulante, que representa 8,9% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 20,6% (R\$ 747 milhões) comparado a 2019, decorrente basicamente pelo aumento de suprimento de energia elétrica (R\$ 354 milhões), de encargos de serviço do sistema (R\$ 273 milhões) e de encargos de uso da rede elétrica (R\$ 86 milhões).

### Empréstimos, financiamentos e debêntures:

O saldo de R\$ 22.416 milhões em 2021 da dívida total, incluindo os empréstimos, debêntures e respectivos encargos, que representam 33,9% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 18,8% (R\$ 3.546 milhões) quando comparado ao saldo de R\$ 18.870 milhões em 2020. Este aumento decorre, principalmente, da (i) captação de empréstimos e debêntures no período (R\$ 6.121 milhões); (ii) reconhecimento dos encargos e atualizações monetárias das dívidas das empresas do grupo CPFL (R\$ 1.398 milhões); e (iii) empréstimos advindos por meio de combinação de negócios (aquisição da CPFL Transmissão), este último valorizado em R\$ 675 milhões. Os aumentos citados foram parcialmente compensados pela (i) amortização de principal de empréstimos e debêntures (R\$ 3.997 milhões) e (ii) pagamento de encargos (R\$ 652 milhões) de tais dívidas.

O saldo de R\$ 18.870 milhões em 2020, da dívida total incluindo os empréstimos, debêntures e respectivos encargos, que representam 38,4% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou uma redução de 0,21% (R\$ 39 milhões) comparado a R\$ 18.909 milhões em 2019, decorrente basicamente da amortização de principal de empréstimos e debêntures de R\$ 7.096 milhões e pagamento de encargos no montante de R\$ 761 milhões, compensado pela captação de empréstimos e debêntures no montante de R\$ 4.666 milhões e pelo reconhecimento dos encargos e atualizações monetárias de R\$ 859 milhões.

## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

### PIS/COFINS devolução consumidores:

O saldo somado (ativo circulante e não circulante) de R\$ 9.204 milhões em 2021, que representa 13,9% do total do passivo e patrimônio líquido, fora constituído em 2021.

No exercício de 2021, fora aprovada projeto de lei (PL 1.143/2021) que cria mecanismo de redução de tarifas de energia elétrica para o consumidor por meio de devolução de cobranças indevidas (isto é, PIS/COFINS cobrados considerando, em sua base de cálculo, o ICMS). Dado tal decisão, e considerando que o projeto de lei prevê redução de tarifas de energia elétrica pelo prazo de 5 anos, as distribuidoras do grupo CPFL constituíram o passivo de R\$ 9.204 milhões. Para mais informações, vide nota 8 de nossas demonstrações financeiras anuais.

### Reserva de Capital:

O saldo negativo de R\$ 1.646 milhões em 2021 (R\$ 1.644 milhões em 2020), que representa 2,5% do total do passivo e patrimônio líquido (3,3% em 2020), variara R\$ 2 milhões em relação ao exercício predecessor devido, principalmente, ao reflexo de perdas em transações de capital com acionistas sem alteração de controle.

O saldo negativo de R\$ 1.644 milhões em 2020 (R\$ 1.641 milhões em 2019), que representa 3,3% do total do passivo e patrimônio líquido (3,7% em 2019), foi constituído em decorrência: (i) da aquisição de não controladores da CPFL Renováveis no montante de R\$2.035 milhões, considerada transação entre sócios, com registro diretamente em patrimônio líquido em 2020 e 2019; e (ii) perda em participação sem alteração de controle de R\$78 milhões referente ao efeito reflexo da integralização do AFAC da CPFL Geração na CPFL Renováveis em 2020 (R\$ 75 milhões em 2019).

### Reserva Legal:

A variação refere-se à constituição da Reserva Legal, correspondente a 5% do Lucro Líquido do Exercício.

### Reserva estatutária – reforço de capital de giro:

Em 2021, a Administração da Companhia fez o pagamento de R\$ 1.730 milhões à reserva estatutária - reforço de capital de giro que foram imputados nos dividendos mínimos obrigatórios, conforme proposto e aprovado em Reunião Extraordinária do Conselho de Administração. O saldo da reserva estatutária - reforço de capital de giro em 31 de dezembro de 2021 é de R\$ 4.073 milhões.

Em 2020, a Administração da Companhia está propondo a destinação de R\$1.757 milhões à reserva estatutária - reforço de capital de giro. O saldo da reserva estatutária - reforço de capital de giro em 31 de dezembro de 2020 é de R\$5.803 milhões.

Em 2019, a Administração da Companhia destinou R\$519 milhões à reserva estatutária - reforço de capital de giro. O saldo da reserva estatutária - reforço de capital de giro em 31 de dezembro de 2019 era de R\$4.046 milhões.

### Dividendos:

O saldo de R\$ 3.736 milhões em 2021, que representa 5,7% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de R\$ 2.871 milhões comparado ao exercício findo em 31 de dezembro de 2020 (R\$ 865 milhões). Tal variação decorrera, principalmente, de declaração de R\$ 3.736 milhões de dividendos adicionais propostos (dos quais, R\$ 1.730 milhões advém de reserva estatutária – reforço de capital de giro) compensados parcialmente pela aprovação do dividendo adicional proposto de R\$ 865 milhões de 2020.

## **10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**

O saldo de R\$ 865 milhões em 2020, que representa 1,8% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou uma redução de R\$ 568 milhões comparado ao exercício findo em 31 de dezembro de 2019 (R\$ 1.433 milhões).

## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

### Comentários sobre as variações mais relevantes da Demonstração de Resultado:

	Demonstração do Resultado Consolidado (em milhões de reais)									
	2.021	AH%	AH-R\$	AV%	2.020	AH%	AH-R\$	AV%	2.019	AH%
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>39.210</b>	26,9%	<b>8.311</b>	100,0%	<b>30.899</b>	3,2%	<b>966</b>	100,0%	<b>29.933</b>	100,0%
<b>Custo do serviço de energia elétrica</b>	<b>(23.107)</b>	-25,0%	<b>(4.621)</b>	-58,9%	<b>(18.486)</b>	-0,6%	<b>(115)</b>	-59,8%	<b>(18.371)</b>	-61,4%
Custo com energia elétrica	(18.022)	-17,5%	(2.680)	-46,0%	(15.342)	3,6%	565	-49,7%	(15.907)	-53,1%
Encargo do uso do sist de transm distrib	(5.085)	-61,7%	(1.941)	-13,0%	(3.144)	-27,6%	(680)	-10,2%	(2.464)	-8,2%
<b>Custo de operação</b>	<b>(3.322)</b>	-13,5%	(395)	-8,5%	<b>(2.927)</b>	-1,1%	(33)	-9,5%	<b>(2.894)</b>	-9,7%
<b>Custo de construção de infraestrutura</b>	<b>(3.523)</b>	-37,4%	(959)	-9,0%	<b>(2.564)</b>	-22,7%	(475)	-8,3%	<b>(2.089)</b>	-7,0%
<b>Despesas operacionais</b>	<b>(2.371)</b>	-6,9%	<b>(153)</b>	-6,0%	<b>(2.218)</b>	-0,2%	<b>(4)</b>	-7,2%	<b>(2.214)</b>	-7,4%
<b>Custos e despesas operacionais</b>	<b>(5.693)</b>	-10,7%	(548)	-14,5%	<b>(5.145)</b>	-0,7%	(37)	-16,7%	<b>(5.108)</b>	-17,1%
Pessoal	(1.653)	-12,1%	(178)	-4,2%	(1.475)	0,4%	6	-4,8%	(1.481)	-4,9%
Entidade de previdência privada	(227)	-30,5%	(53)	-0,6%	(174)	-54,0%	(61)	-0,6%	(113)	-0,4%
Material	(355)	-26,3%	(74)	-0,9%	(281)	-0,7%	(2)	-0,9%	(279)	-0,9%
Serviço de terceiros	(669)	-2,5%	(16)	-1,7%	(653)	8,7%	62	-2,1%	(715)	-2,4%
Depreciação e amortização	(1.453)	-5,4%	(75)	-3,7%	(1.378)	1,0%	14	-4,5%	(1.392)	-4,7%
Outros	(1.336)	-12,8%	(152)	-3,4%	(1.184)	-5,0%	(56)	-3,8%	(1.128)	-3,8%
<b>Resultado do serviço</b>	<b>6.886</b>	46,4%	2.182	17,6%	<b>4.704</b>	7,8%	341	15,2%	<b>4.363</b>	14,6%
<b>Equivalência patrimonial</b>	<b>522</b>	27,6%	113	1,3%	<b>409</b>	17,9%	62	1,3%	<b>347</b>	1,2%
<b>Resultado financeiro</b>	<b>(792)</b>	-150,6%	<b>(476)</b>	-2,0%	<b>(316)</b>	56,5%	<b>410</b>	-1,0%	<b>(726)</b>	-2,4%
Receitas financeiras	1.125	20,1%	188	2,9%	937	3,7%	33	3,0%	904	3,0%
Despesas financeiras	(1.918)	-53,1%	(665)	-4,9%	(1.253)	23,1%	377	-4,1%	(1.630)	-5,4%
<b>Resultado antes dos tributos</b>	<b>6.615</b>	37,9%	<b>1.818</b>	16,9%	<b>4.797</b>	20,3%	<b>811</b>	15,5%	<b>3.986</b>	13,3%
Contribuição social	(478)	-60,9%	(181)	-1,2%	(297)	11,9%	40	-1,0%	(337)	-1,1%
Imposto de renda	(1.284)	-61,9%	(491)	-3,3%	(793)	12,0%	108	-2,6%	(901)	-3,0%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>4.854</b>	30,9%	<b>1.147</b>	12,4%	<b>3.707</b>	34,9%	<b>959</b>	12,0%	<b>2.748</b>	9,2%
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores	4.748	30,3%	1.105	12,1%	3.643	34,8%	940	11,8%	2.703	9,0%
Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores	106	65,6%	42	0,3%	64	39,1%	18	0,2%	46	0,2%

#### Receita operacional líquida:

A receita operacional líquida corresponde a receita de operações com energia elétrica, outras receitas operacionais e as deduções da receita operacional (impostos e contribuições setoriais). Abaixo demonstramos quadro comparativo das receitas em 2021, 2020 e 2019.

	2021			2020			2019		
	R\$	GWh	AH %	R\$	GWh	AH %	R\$	GWh	
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>39.210</b>	<b>21.051</b>	<b>20,0%</b>	<b>30.899</b>	<b>20.944</b>	<b>1,7%</b>	<b>29.933</b>	<b>20.355</b>	
Residencial	18.745	21.051	20,0%	15.622	20.944	1,7%	15.357	20.355	
Industrial	4.743	10.460	5,0%	4.516	11.865	-13,5%	5.223	13.198	
Comercial	6.838	9.751	16,0%	5.897	9.761	-11,7%	6.675	10.700	
Rural	1.941	3.236	24,2%	1.563	3.346	9,3%	1.430	3.231	
Poderes Públicos	970	1.243	25,8%	771	1.172	-19,5%	958	1.468	
Iluminação Pública	1.064	2.007	28,7%	827	2.035	-1,3%	838	2.039	
Serviço Público	1.383	2.103	17,6%	1.176	2.173	-5,3%	1.242	2.348	
(-) Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>Fornecimento Faturado</b>	<b>35.685</b>	<b>49.851</b>	<b>17,5%</b>	<b>30.370</b>	<b>51.296</b>	<b>-4,3%</b>	<b>31.722</b>	<b>53.339</b>	
Consumo Próprio	-	34	0,0%	-	34	0,0%	-	36	
Fornecimento Não Faturado (Líquido)	(235)	-	-190,0%	261	-	569,2%	39	-	
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor ativo	(14.970)	-	11,4%	(13.438)	-	5,2%	(12.769)	-	
<b>Fornecimento de Energia Elétrica</b>	<b>20.480</b>	<b>49.885</b>	<b>19,1%</b>	<b>17.193</b>	<b>51.331</b>	<b>-9,5%</b>	<b>18.993</b>	<b>53.375</b>	
Furnas Centrais Elétricas S.A.	780	3.111	24,8%	625	2.158	7,9%	579	2.875	
Outras Concessionárias e Permissionárias	3.342	11.720	1,9%	3.279	13.876	-22,2%	4.215	18.351	
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor c	(148)	-	19,4%	(124)	-	0,0%	(133)	-	
Energia Elétrica de Curto Prazo	1.696	6.914	50,4%	1.128	8.453	-13,8%	1.309	4.208	
<b>Suprimento de Energia Elétrica</b>	<b>5.670</b>	<b>21.745</b>	<b>15,5%</b>	<b>4.908</b>	<b>24.488</b>	<b>-17,8%</b>	<b>5.970</b>	<b>25.435</b>	
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor ativo	15.118	-	11,5%	13.562	-	5,1%	12.902	-	
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor livre	4.855	-	26,1%	3.851	-	14,6%	3.359	-	
(-) Compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos	(96)	-	0,0%	(85)	-	0,0%	(84)	-	
Receita de construção da infraestrutura de concessão	3.313	-	28,8%	2.573	-	23,2%	2.088	-	
Ativo e passivo financeiro setorial	3.171	-	291,0%	811	-	-234,7%	(602)	-	
Atualização do ativo financeiro da concessão	1.165	-	200,3%	388	-	38,1%	281	-	
Aporte CDE - baixa renda, demais subsídios tarifários e descontos tarifários - liminares	1.610	-	7,3%	1.500	-	-1,1%	1.516	-	
Outras receitas e rendas	1.955	-	59,4%	662	-	12,8%	587	-	
<b>Outras Receitas Operacionais</b>	<b>30.115</b>	<b>48.855</b>	<b>29,8%</b>	<b>23.262</b>	<b>45.363</b>	<b>15,0%</b>	<b>20.947</b>	<b>45.009</b>	
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>56.341</b>	<b>71.736</b>	<b>24,2%</b>	<b>45.363</b>	<b>75.819</b>	<b>0,8%</b>	<b>45.009</b>	<b>70.844</b>	
ICMS	(8.094)	-	19,2%	(6.793)	-	-2,1%	(6.937)	-	
PIS	(765)	-	12,0%	(683)	-	1,0%	(676)	-	
COFINS	(3.528)	-	12,2%	(3.145)	-	-0,9%	(3.174)	-	
ISS	(28)	-	12,0%	(25)	-	25,0%	(20)	-	
Reserva Global De Reversão - RGR	(1)	-	0,0%	-	-	0,0%	(1)	-	
Conta Desenv Energético - CDE	(3.736)	-	7,5%	(3.476)	-	-4,6%	(3.642)	-	
Programa de P & D e Eficiência Energética	(298)	-	28,4%	(232)	-	3,1%	(225)	-	
PROINFA	(212)	-	21,8%	(174)	-	-0,6%	(175)	-	
Bandeiras tarifárias e outros	(412)	-	-481,5%	108	-	0,0%	(181)	-	
Compensação financeira pela utilização de recursos Hídricos - CFURH	(8)	-	14,3%	(7)	-	0,0%	(9)	-	
Outros	(47)	-	0,0%	(38)	-	0,0%	(38)	-	
<b>Deduções das Receitas</b>	<b>(17.131)</b>	<b>26,9%</b>	<b>18,4%</b>	<b>(14.464)</b>	<b>3,2%</b>	<b>-4,1%</b>	<b>(15.077)</b>	<b>26,9%</b>	
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>39.210</b>	<b>21.051</b>	<b>20,0%</b>	<b>30.899</b>	<b>20.944</b>	<b>1,7%</b>	<b>29.933</b>	<b>20.355</b>	

#### Principais variações do resultado consolidado de 2021, comparado com 2020:

##### Receita Operacional Líquida

Em comparação com o ano encerrado em 31 de dezembro de 2020, nossa receita operacional líquida aumentou 26,9% (ou R\$ 8.311 milhões) de modo que encerramos o exercício findo em 31 de dezembro de 2021 com receita operacional líquida de R\$ 39.210 milhões.

Esse aumento na receita operacional deveu-se principalmente ao efeito combinado de: (i) elevação, em R\$ 3.287 milhões, das vendas de energia elétrica a Consumidores Finais (valor líquido, considerando a

## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

reclassificação para taxa de uso da rede – TUSD - Consumidores Cativos); (ii) acréscimo da receita em R\$ 2.360 milhões de ativos e passivos financeiros setoriais; (iii) aumento de R\$ 2.560 milhões na receita devido ao TUSD para consumidores cativos e livres; e (iv) elevação da receita advinda de construção de infraestrutura de concessão e atualização de ativo financeiro de concessão, os quais somam R\$ 1.517 milhões.

Tais aumentos foram parcialmente compensados pela elevação das deduções das receitas, em R\$ 2.667 milhões, decorrente, principalmente, do ICMS incidente sobre seus faturamentos.

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

### *Vendas por destino*

#### *Vendas a consumidores finais*

Em comparação ao ano encerrado em 31 de dezembro de 2020, nossa receita operacional bruta de vendas para Consumidores Finais (que inclui receita de TUSD de Consumidores Cativos) aumentou 17,5% (ou R\$ 5.315 milhões) no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2021, para R\$ 35.685 milhões. Nossas receitas operacionais brutas refletem principalmente as vendas a Consumidores Cativos nas áreas de concessão de nossas subsidiárias de distribuição, bem como a receita TUSD do uso de nossa rede por Consumidores Cativos, ambas sujeitas a reajuste tarifário, conforme descrito abaixo. Nossa receita operacional bruta também reflete as vendas para Consumidores Livres nas categorias comercial e industrial.

As tarifas das empresas de distribuição são ajustadas todos os anos, em porcentagens específicas para cada categoria de consumidor. O mês em que o reajuste tarifário anual se torna efetivo varia de acordo com a subsidiária, impactando tanto o ano em que o reajuste tarifário ocorre como o ano seguinte. Os ajustes para nossas maiores subsidiárias ocorrem em abril (CPFL Paulista), junho (RGE Sul) e outubro (CPFL Piratininga).

Em 2021, nossos reajustes tarifários foram de 14,78%, 17,62%, 15,23% e 17,19% para a CPFL Piratininga, CPFL Paulista, RGE e CPFL Santa Cruz respectivamente. A bandeira de tarifa vermelha e escassez hídrica estiveram em vigor na maior parte de 2021. Para mais informações, consulte a Nota 27 de nossas demonstrações financeiras anuais consolidadas e auditadas. No geral, os preços médios para consumidores finais em 2021 tiveram maior elevação, em relação ao exercício de 2020, para as classes Iluminação pública e Serviço Público.

- Consumidores residenciais e comerciais. Com relação aos Consumidores Cativos (que representam 97,9% do total de R\$ 25.583 milhões vendidos para esta categoria em nossas demonstrações consolidadas), os preços médios elevaram em 19,4% para consumidores residenciais e aumentaram 19,8% para consumidores comerciais. Com relação aos Consumidores Livres, o preço médio para os consumidores comerciais reduziu em 5,8%.

- Consumidores industriais. Com relação aos consumidores cativos, os preços médios aumentaram 18,4%. Com relação aos Consumidores Livres, o preço médio para consumidores industriais aumentou 0,8% devido a novas negociações tarifárias em acordos com Consumidores Livres.

O volume total de energia vendida aos consumidores finais no ano encerrado em 31 de dezembro de 2021 reduziu 2,8% (ou 1.445 GW) em comparação com 2020. Essa redução representa o efeito de uma diminuição de 0,34% (ou 141 GW) na quantidade de energia vendida a Consumidores Cativos Finais e redução de 13,3% (ou 300 GW) na quantidade de energia vendida a Consumidores Livres Convencionais.

A quantidade vendida para as categorias residencial e comercial, responsável por 61,8% de nossas vendas a Consumidores Finais, aumentou 0,51% (ou 107 GW) e reduziu 0,11% (ou 10 GW), respectivamente. Essas mudanças foram devidas ao efeito combinado de:

- Residencial: um aumento de 0,51% (ou 107 GW) no volume vendido por nossas subsidiárias de distribuição para a categoria residencial refletindo principalmente o incremento de unidades consumidoras em 2021 em relação a 2020.

## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

- Comercial: uma redução de 0,11% (ou 10 GW) devido a (i) redução de 1,78% (ou 134 GW) no volume de energia vendida a Consumidores Cativos na categoria comercial, compensado parcialmente pelo aumento de 8% (ou 174 GW) no volume vendido por nossas subsidiárias de comercialização com uma migração de Consumidores Cativos para a categoria Consumidores Livres.

A quantidade de energia vendida a consumidores industriais, que representou 21% de nossas vendas a Consumidores Finais em 2021 (comparado a 23,1% em 2020), diminuiu 11,85% (ou 1.405 GW) no ano encerrado em 31 de dezembro de 2021 em comparação ao ano encerrado 31 de dezembro de 2020. Essa queda deveu-se principalmente a (i) um aumento de 13Gwh na quantidade vendida para Consumidores Cativos atendidos por nossas subsidiárias de distribuição e (ii) uma queda de 1.410 GWh na migração de consumidores industriais do mercado cativo para o mercado livre.

### *Suprimento de energia elétrica*

Em comparação ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2020, nossa receita operacional bruta de vendas a atacadistas no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2021 aumentou 15,5% (ou R\$ 762 milhões) atingindo o montante de R\$ 5.670 milhões (10,1% da receita operacional bruta), devido principalmente (i) um aumento de 1,9% (ou R\$ 63 milhões) nas receitas de outras concessionárias e licenciadas; (ii) uma elevação de 50,4% (ou R\$ 568 milhões) nas vendas de energia no mercado de curto prazo; e (iii) aumento de 24,8% (ou R\$ 155 milhões) nas vendas para Furnas.

### *Outras receitas operacionais*

Em comparação com o ano encerrado em 31 de dezembro de 2020, nossas outras receitas operacionais brutas (que excluem a receita de TUSD de consumidores cativos) aumentaram 55,4% (ou R\$ 5.373 milhões) atingindo o valor de R\$ 15.073 milhões no ano encerrado em 31 de dezembro de 2021 (26,8% de nossa receita operacional bruta), principalmente devido ao efeito líquido de:

(i) aumento de R\$ 2.360 milhões na receita de ativos e passivos financeiros setoriais, passando de uma receita de R\$ 811 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2020 para R\$ 3.171 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2021. A receita reflete diferenças no tempo entre nossos custos orçados incluídos na tarifa no início do período tarifário e os custos efetivamente incorridos pelas Companhias de distribuição enquanto essa tarifa está em vigor, criando uma obrigação contratual de pagar para ou ter direito a receber de consumidores mediante tarifas subsequentes ou para pagar ou receber do poder concedente quaisquer valores remanescentes no vencimento da concessão. Isso leva a um ajuste para reconhecer a futura redução (ou aumento) das tarifas para contabilizar custos mais baixos (ou adicionais) no ano atual, sendo esse ajuste reconhecido como um item de receita positivo (ou negativo). O aumento deste item em 31 de dezembro de 2021 foi impulsionado principalmente por (a) um aumento de R\$ 1.218 milhões no Repasse de Itaipu, e (b) aumento de R\$ 1.535 milhões nos encargos ESS (Encargo do serviço do sistema) e EER (Encargo de energia de reserva); os quais são parcialmente compensados por (a) redução de R\$ 128 milhões nos Custos de Energia Elétrica, e (b) diminuição advindo da conta de desenvolvimento energético (CDE) em R\$ 212 milhões. Para mais informações, consulte a Nota 9 de nossas demonstrações financeiras anuais consolidadas auditadas;

(ii) aumento de R\$ 1.004 milhões a receita devido à TUSD referente a Consumidores Livres; e

(iii) aumento de R\$ 740 milhões na receita de construção de infraestrutura de concessão.

### *Deduções de receitas operacionais*

Deduzimos certos impostos e encargos do setor de nossa receita operacional bruta para calcular a receita líquida. O imposto de ICMS é calculado com base na receita operacional bruta dos consumidores finais (faturados), enquanto os impostos federais de PIS e COFINS são calculados com base na receita operacional bruta total. Os programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética (encargos regulatórios) são calculados com base na receita operacional líquida. Outros encargos regulatórios variam de acordo com o efeito regulatório refletido em nossas tarifas. Essas deduções representaram 30,4% de nossa receita operacional bruta no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2021 e 31,9% no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2020. Comparadas com o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2020, essas deduções aumentaram 18,4% (ou R\$ 2.667 milhões) elevando o valor para R\$ 17.131 milhões em 2021, devido, principalmente, a (i) uma variação de R\$ 1.301 milhões que

## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

representa um aumento na rubrica de ICMS de 19,2%, (ii) aumento de 12,2% (ou R\$ 383 milhões) no imposto federal COFINS; e elevação de R\$ 520 milhões em bandeira tarifária.

### Custo da energia elétrica

Eletricidade comprada para revenda. Nossos custos com a compra de energia para revenda aumentaram em 17,5% (ou R\$ 2.680 milhões) no ano encerrado em 31 de dezembro de 2021, atingindo o valor de R\$ 18.022 milhões (62,6% de nossos custos operacionais e despesas operacionais) em comparação com R\$ 15.342 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2020 (representando 64,9% de nossos custos operacionais e despesas operacionais), embora o período apresente uma diminuição de 9,2% (ou 6.841 GW) na quantidade de energia comprada. O aumento no Custo da energia elétrica é reflexo:

(i) ainda da diminuição na quantidade de energia comprada em leilão no Mercado Regulado, contratos bilaterais e energia de curto prazo (redução de 6.300 GWh ou 10,1%), o aumento de 25,1% (ou R\$ 3.138 milhões) ocorrera devido a maior preço médio em 2021 (R\$ 277,6/GWh) comparado a 2020 (R\$ 199,6/GWh); e compensado parcialmente pela

(ii) redução de 3% (ou R\$ 116 milhões) no custo de energia elétrica comprada de Itaipu devido, principalmente, pela redução da quantidade de energia comprada;

(iii) além de aumento do saldo a deduzir de créditos de PIS e COFINS, na ordem de R\$ 257 milhões (isto é, aumento de 17,1% do saldo de tais créditos em relação ao exercício predecessor).

### Encargos de uso da rede elétrica

Nossos encargos pelo uso de nosso sistema de transmissão e distribuição aumentaram 61,7% (ou R\$ 1.941 milhões) resultando em R\$ 5.085 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2021, refletindo o efeito do aumento de R\$ 1.953 milhões em ESS, líquido de transferências da conta de reserva de energia da CONER. O aumento no ESS líquido do repasse do CONER representa principalmente o aumento expressivo no custo com segurança energética para fazer frente ao cenário energético desfavorável em 2021.

### Outros custos e despesas operacionais

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

Comparados ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2020, nossos outros custos e despesas operacionais aumentaram 19,6% (ou R\$ 1.508 milhões), resultando em R\$ 9.217 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2021, devido principalmente a: (i) um aumento de 37,3 % (ou R\$ 959 milhões) com custos relacionados à construção de infraestrutura de concessão; (ii) aumento de 12,1% (ou R\$ 178 milhões) com despesas relacionadas a pessoal; e elevação de R\$ 112 milhões na provisão de créditos de liquidação duvidosa.

### Resultado do Serviço

Em comparação com o ano encerrado em 31 de dezembro de 2020, nosso resultado do serviço aumentou 46,4% (ou R\$ 2.182 milhões) resultado em R\$ 6.886 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2021, principalmente devido ao (i) aumento da receita operacional líquida, em termos absolutos (R\$ 8.311 milhões), compensado parcialmente pelo (ii) aumento em nosso custo de energia elétrica (R\$ 4.621 milhões).

### Lucro líquido

#### Despesa Financeira Líquida

## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Comparado ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2020, nossa despesa financeira líquida aumentou 150,6% (ou R\$ 476 milhões), saindo de R\$ 316 milhões em 2019 para R\$ 792 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2021, ocasionado, principalmente, devido a um aumento de R\$ 665 milhões (elevação de 53,1% em relação ao período predecessor) nas despesas financeiras compensadas parcialmente por um aumento de R\$ 188 milhões nas receitas financeiras (aumento de 20,1%).

O principal motivo do aumento das despesas financeiras é a elevação da despesa advinda de atualizações monetárias e cambiais (os quais contemplam os efeitos das operações de derivativos) de R\$ 544 milhões.

O aumento da receita financeira deve-se principalmente a maior receita de atualização de crédito fiscal, cujo aumento, em relação ao período do exercício passado, fora de R\$ 96 milhões.

Em 31 de dezembro de 2021, tínhamos R\$ 14.648 milhões (em comparação com R\$ 10.844 milhões em 31 de dezembro de 2020) em dívida denominada em reais, que acumulavam ajustes de juros e inflação com base em uma variedade de índices brasileiros e taxas do mercado monetário. A taxa interbancária média do CDI durante o ano aumentou para 4,45% em 2021, em comparação com 2,79% em 2020; e a TJLP média (que foi substituída pela TLP -Taxa de Longo Prazo- nos contratos de financiamento firmados em ou após 1º de janeiro de 2018) aumentou para 56,33% em 2021, em comparação com 4,87% em 2020. Temos o equivalente a R\$ 7.768 milhões (comparado a R\$ 8.027 milhões em 31 de dezembro de 2020) de dívida denominada em moeda estrangeira em dólares e euros. Para reduzir o risco de taxa de câmbio em relação a essa dívida em moeda estrangeira e variações nas taxas de juros, implementamos uma política de uso de derivativos de taxa de câmbio e taxa de juros.

### *Imposto de Renda e Contribuição Social*

Nossas despesas com imposto de renda e contribuição social aumentou para R\$ 1.762 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2021 em comparação com R\$ 1.090 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2020. Nossa taxa efetiva de 26,6% sobre o lucro antes dos impostos no exercício encerrado em dezembro 31 de 2021 foi inferior à taxa oficial de 34%, principalmente devido ao reconhecimento de prejuízos fiscais de exercícios anteriores. Nossos créditos tributários não registrados referem-se a prejuízos fiscais para os quais não é provável que lucros tributáveis futuros sejam suficientes para absorver esses montantes (consulte a Nota 10.5 de nossas demonstrações financeiras anuais consolidadas e auditadas).

### *Resultado líquido*

Comparado ao exercício findo em 31 de dezembro de 2020, e devido aos fatores discutidos acima, o lucro líquido aumentou 30,9% (ou R\$ 1.147 milhões), resultando em R\$ 4.854 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2021.

### Principais variações do resultado consolidado de 2020, comparado com 2019:

#### Receita Operacional Líquida

Em comparação com o ano encerrado em 31 de dezembro de 2019, nossa receita operacional líquida aumentou 3,2% (ou R\$ 966 milhões) para R\$ 30.898 milhões no ano encerrado em 31 de dezembro de 2020.

Esse aumento na receita operacional deveu-se principalmente ao efeito combinado de: (i) um aumento de R\$ 1.413 milhões de ativos e passivos financeiros setoriais; (ii) um aumento de R\$ 1.152 milhões na receita devido ao TUSD para consumidores cativos e livres; (iii) redução de R\$ 613 milhões nas deduções da receita operacional, conforme discutido na seção "- Deduções da receita operacional" abaixo, o que representa um aumento na receita operacional líquida e (iv) aumento de R\$ 485 milhões na receita de construção da infraestrutura de concessão. Esses aumentos foram parcialmente compensados pela (i) redução de R\$ 1.800 milhões nas vendas de energia elétrica a Consumidores Finais (valor líquido, considerando a reclassificação para taxa de uso da rede - TUSD - Consumidores Cativos), conforme discutido na seção "Vendas por Destino" abaixo; e (ii) redução de R\$ 936 milhões em outras concessionárias e permissionárias.

## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

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

### *Vendas por destino*

#### *Vendas a consumidores finais*

Em comparação ao ano encerrado em 31 de dezembro de 2019, nossa receita operacional bruta de vendas para Consumidores Finais (que inclui receita de TUSD de Consumidores Cativos) reduziu 3,56% (ou R\$ 1.130 milhões) no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2020, para R\$ 30.631 milhões. Nossas receitas operacionais brutas refletem principalmente as vendas a Consumidores Cativos nas áreas de concessão de nossas subsidiárias de distribuição, bem como a receita TUSD do uso de nossa rede por Consumidores Cativos, ambas sujeitas a reajuste tarifário, conforme descrito abaixo. Nossa receita operacional bruta também reflete as vendas para Consumidores Livres nas categorias comercial e industrial.

As tarifas das empresas de distribuição são ajustadas todos os anos, em porcentagens específicas para cada categoria de consumidor. O mês em que o reajuste tarifário anual se torna efetivo varia de acordo com a subsidiária, impactando tanto o ano em que o reajuste tarifário ocorre como o ano seguinte. Os ajustes para nossas maiores subsidiárias ocorrem em abril (CPFL Paulista), junho (RGE Sul) e outubro (CPFL Piratininga).

Em 2020, nossos reajustes tarifários foram de 18,31%, 14,90%, 15,74% e 10,71% para a CPFL Piratininga, CPFL Paulista, RGE, RGE Sul e Santa Cruz respectivamente. A bandeira de tarifa verde esteve em vigor na maior parte de 2020. Para mais informações, consulte a Nota 27 de nossas demonstrações financeiras anuais consolidadas e auditadas. No geral, os preços médios para consumidores finais em 2020 foram mais baixos para as classes Industriais e Iluminação pública.

- Consumidores residenciais e comerciais. Com relação aos Consumidores Cativos (que representam 97,4% do total de R\$ 20.969 milhões vendidos para esta categoria em nossas demonstrações consolidadas), os preços médios diminuíram 1,1% para consumidores residenciais e aumentaram 0,8% para consumidores comerciais. Com relação aos Consumidores Livres, o preço médio para os consumidores comerciais aumentou 0,9%.
- Consumidores industriais. Com relação aos consumidores cativos, os preços médios aumentaram 2,0%. Com relação aos Consumidores Livres, o preço médio para consumidores industriais aumentou 3,2% devido a novas negociações tarifárias em acordos com Consumidores Livres.

O volume total de energia vendida aos consumidores finais no ano encerrado em 31 de dezembro de 2020 reduziu 3,8% (ou 2.043 GW) em comparação com 2019. Essa redução representa o efeito de uma redução de 4,9% (ou 1.456 GW) no volume de energia vendida a Consumidores Cativos Finais e um aumento de 2,0% (ou 194 GW) no volume de energia vendida a Consumidores Livres Convencionais.

O volume vendido para as categorias residencial e comercial, responsável por 59,9% de nossas vendas a Consumidores Finais, aumentou 2,9% (ou 588 GW) e reduziu 8,7% (ou 939 GW), respectivamente. Essas mudanças foram devidas ao efeito combinado de:

- Residencial: um aumento de 2,9% (ou 588 GW) no volume vendido por nossas subsidiárias de distribuição para a categoria residencial refletindo principalmente o incremento de unidades consumidoras em 2020 em relação a 2019.
- Comercial: uma redução de 8,7% (ou 939 GW) devido a (i) redução de 14,1% (ou 1.233 GW) no volume de energia vendida a Consumidores Cativos na categoria comercial, compensado parcialmente pelo aumento de 15,6% (ou 294 GW) no volume vendido por nossas subsidiárias de comercialização com uma migração de Consumidores Cativos para a categoria Consumidores Livres.

O volume vendido a consumidores industriais, que representou 23,1% de nossas vendas a Consumidores Finais em 2020 (comparado a 24,7% em 2019), diminuiu 10,1% (ou 1.333 GW) no ano encerrado em 31 de dezembro de 2020 em comparação ao ano encerrado em 31 de dezembro de 2019. Essa queda deveu-se principalmente a (i) uma queda de 1.261Gwh no volume de Consumidores Cativos atendidos por nossas subsidiárias de distribuição e (ii) uma queda de 71 GWh na migração de consumidores industriais do mercado cativo para o mercado livre.

## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

### *Suprimento de energia elétrica*

Em comparação ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2019, nossa receita operacional bruta de vendas a atacadistas no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2020 reduziu 17,8% (ou R\$ 1.062 milhões) para R\$ 4.908 milhões (15,9% da receita operacional bruta), devido principalmente (i) uma redução de 22,2% (ou R\$ 936 milhões) nas receitas de outras concessionárias e licenciadas e (ii) uma redução de 13,8% (ou R\$ 181 milhões) nas vendas de energia no mercado de curto prazo, parcialmente compensado por um aumento de R\$ 46 milhões nas vendas para Furnas.

### *Outras receitas operacionais*

Em comparação com o ano encerrado em 31 de dezembro de 2019, nossas outras receitas operacionais brutas (que excluem a receita de TUSD de consumidores cativos) aumentaram 35,8% (ou R\$ 2.555 milhões) para R\$ 9.700 milhões no ano encerrado em 31 de dezembro de 2020 (21,4% de nossa receita operacional bruta), principalmente devido ao efeito líquido de:

(i) aumento de R\$ 1.413 milhões na receita de ativos e passivos financeiros setoriais, passando de uma despesa de R\$ 602 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2019 para uma receita de R\$ 811 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2020. A receita reflete diferenças no tempo entre nossos custos orçados incluídos na tarifa no início do período tarifário e os custos efetivamente incorridos pelas Companhias de distribuição enquanto essa tarifa está em vigor, criando uma obrigação contratual de pagar para ou ter direito a receber de consumidores mediante tarifas subsequentes ou para pagar ou receber do poder concedente quaisquer valores remanescentes no vencimento da concessão. Isso leva a um ajuste para reconhecer a futura redução (ou aumento) das tarifas para contabilizar custos mais baixos (ou adicionais) no ano atual, sendo esse ajuste reconhecido como um item de receita positivo (ou negativo). O aumento deste item em 31 de dezembro de 2020 foi impulsionado principalmente por (a) um aumento de R\$ 876 milhões no Repasse de Itaipu, (b) aumento de R\$ 550 milhões na Sobrecontratação e (c) aumento de R\$ 196 milhões na Rede Básica; parcialmente compensados por (a) uma redução de R\$ 293 milhões nos Custos de Energia Elétrica. Para mais informações, consulte a Nota 9 de nossas demonstrações financeiras anuais consolidadas auditadas;

(ii) aumento de R\$ 492 milhões a receita devido à TUSD referente a Consumidores Livres; e

(iii) aumento de R\$ 485 milhões na receita de construção de infraestrutura de concessão.

### *Deduções de receitas operacionais*

Deduzimos certos impostos e encargos do setor de nossa receita operacional bruta para calcular a receita líquida. O imposto de ICMS é calculado com base na receita operacional bruta dos consumidores finais (faturados), enquanto os impostos federais de PIS e COFINS são calculados com base na receita operacional bruta total. Os programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética (encargos regulatórios) são calculados com base na receita operacional líquida. Outros encargos regulatórios variam de acordo com o efeito regulatório refletido em nossas tarifas. Essas deduções representaram 31,9% de nossa receita operacional bruta no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2020 e 33,5% no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2019. Comparadas com o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2019, essas deduções reduziram 4,1% (ou R\$ 613 milhões) para R\$ 14.464 milhões em 2020, devido principalmente a (i) uma variação de R\$289 milhões que representa uma redução na rubrica de 159,7% (ou R\$ 289 milhões) nas bandeiras tarifárias, (ii) redução de 4,6% (ou R\$ 166 milhões) nas contribuições efetuadas para a Conta CDE, (iii) uma redução de 2,1% (ou R\$ 144 milhões) no ICMS.

### *Custo da energia elétrica*

Eletricidade comprada para revenda. Nossos custos com a compra de energia para revenda reduziram 3,6% (ou R\$ 565 milhões) no ano encerrado em 31 de dezembro de 2020, para R\$ 15.342 milhões (63,1% de nossos custos operacionais e despesas operacionais) em comparação com R\$ 15.907 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2019 (representando 67,2% de nossos custos operacionais e despesas operacionais), principalmente devido a uma redução de 4,7% (ou 3.691 GW) no volume de energia comprada, refletindo:

## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

(i) redução de 11,9% (ou R\$ 1.695 milhões) e de 5,5% (ou 3.639 GW) no custo e volume de energia elétrica comprada em leilão no Mercado Regulado, contratos bilaterais e energia de curto prazo; compensado parcialmente pelo

(ii) aumento de 37% (ou R\$ 1.034 milhões) no custo de energia elétrica comprada de Itaipu devido principalmente pela alta da moeda estrangeira – US\$.

*Encargos de uso da rede elétrica.* Nossos encargos pelo uso de nosso sistema de transmissão e distribuição aumentaram 27,6% (ou R\$ 680 milhões) para R\$ 3.144 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2020, refletindo o efeito combinado de: (i) um aumento de R\$ 460 milhões em Encargos da rede básica; (ii) aumento de R\$ 124 milhões em ESS, líquido de transferências da conta de reserva de energia da CCEE (CONER); e (iii) aumento de R\$ 122 milhões nos Encargos Básicos de Energia de Reserva.

### *Outros custos e despesas operacionais*

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

Comparados ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2019, nossos outros custos e despesas operacionais aumentaram 7,1% (ou R\$ 511 milhões) para R\$ 7.709 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2020, devido principalmente a: (i) um aumento de 22,7 % (ou R\$ 474 milhões) com custos relacionados à construção de infraestrutura de concessão; (ii) aumento de 54,0% (ou R\$ 61 milhões) com despesas relacionadas a entidade de previdência privada. Esses aumentos foram parcialmente compensados por uma redução de 8,7% (ou R\$ 62 milhões) de despesas com serviços de terceiros.

### Resultado do Serviço

Em comparação com o ano encerrado em 31 de dezembro de 2019, nosso resultado do serviço aumentou 7,8% (ou R\$ 341 milhões) para R\$ 4.704 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2020, principalmente devido ao (i) aumento da receita operacional líquida, em termos absolutos (R\$ 966 milhões), compensado parcialmente pelo (ii) aumento em nosso custo de energia elétrica e outros custos e despesas operacionais (R\$ 647 milhões).

### **Lucro líquido**

#### *Despesa Financeira Líquida*

Comparado ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2019, nossa despesa financeira líquida diminuiu 56% (ou R\$ 410 milhões), de R\$ 726 milhões em 2019 para R\$ 316 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2020, principalmente devido a uma redução de R\$ 377 milhões em nossas despesas financeiras, compensados parcialmente por um aumento de R\$ 31 milhões em nossas receitas financeiras.

Os motivos da redução das despesas financeiras são: (i) redução/ganho de R\$ 2.359 milhões no resultado de derivativos, (ii) redução de R\$ 331 milhões nos encargos da dívida, parcialmente compensados pelo (iii) aumento de R\$ 2.216 milhões nas despesas financeiras de ajustes monetários e cambiais e (iv) aumento de R\$ 21 milhões nas despesas relacionadas ao uso do bem público – UBP.

O aumento da receita financeira deve-se principalmente a: (i) um aumento de 354% (ou R\$ 223 milhões) na receita de atualizações monetárias e cambiais; parcialmente compensados por (ii) redução de 60% (ou R\$ 21 milhões) de atualização de créditos fiscais, (iii) redução de 81% (ou R\$ 71 milhões) da atualização de ativo financeiro setorial, e (v) redução de 36% (ou R\$ 94 milhões) nas rendas de aplicações financeiras.

Em 31 de dezembro de 2020, tínhamos R\$ 10.844 milhões (em comparação com R\$ 13.901 milhões em 31 de dezembro de 2019) em dívida denominada em reais, que acumulavam ajustes de juros e inflação com base em uma variedade de índices brasileiros e taxas do mercado monetário. A taxa

## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

interbancária média do CDI durante o ano diminuiu para 2,79% em 2020, em comparação com 5,94% em 2019; e a TJLP média (que foi substituída pela TLP (Taxa de Longo Prazo) nos contratos de financiamento firmados em ou após 1º de janeiro de 2018) diminuiu para 4,87% em 2020, em comparação com 6,20% em 2019. Temos o equivalente a R\$ 8.027 milhões (comparado a R\$ 5.009 milhões em 31 de dezembro de 2019) de dívida denominada em moeda estrangeira em dólares e euros. Para reduzir o risco de taxa de câmbio em relação a essa dívida em moeda estrangeira e variações nas taxas de juros, implementamos uma política de uso de derivativos de taxa de câmbio e taxa de juros.

### *Imposto de Renda e Contribuição Social*

Nossas despesas com imposto de renda e contribuição social reduziu para R\$ 1.090 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2020 em comparação com R\$ 1.238 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2019. Nossa taxa efetiva de 29,4% sobre o lucro antes dos impostos no exercício encerrado em dezembro 31 de 2020 foi inferior à taxa oficial de 34%, principalmente devido ao reconhecimento de prejuízos fiscais de exercícios anteriores. Nossos créditos tributários não registrados referem-se a prejuízos fiscais para os quais não é provável que lucros tributáveis futuros sejam suficientes para absorver esses montantes (consulte a Nota 10.5 de nossas demonstrações financeiras anuais consolidadas e auditadas).

### *Resultado Líquido*

Comparado ao exercício findo em 31 de dezembro de 2019, e devido aos fatores discutidos acima, o lucro líquido aumentou 34,9% (ou R\$ 959 milhões), para R\$ 3.707 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2020.

**10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro****10.2 Comentários dos diretores sobre:****a) resultados das operações do emissor, em especial:**

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

A rentabilidade dos nossos segmentos é variável. Nosso segmento de distribuição reflete primordialmente as vendas a consumidores cativos e cobrança pelo uso do sistema de distribuição (TUSD) junto a consumidores livres, cujos preços são estabelecidos pelo órgão regulador. A quantidade vendida varia principalmente em função de fatores externos, tais como: temperatura, massa salarial e atividade econômica do país. Este segmento representou 84,7% em 2021 da nossa receita operacional líquida (82,6% em 2020 e 81,1% em 2019), mas sua contribuição ao lucro líquido foi maior em 2021 em relação ao ano predecessor, representando 59,1% do lucro líquido no ano (57,0% em 2020 e 66,8% em 2019).

As contribuições dos segmentos de distribuição, geração, comercialização, transmissão e serviços para os segmentos de receita líquida e lucro líquido para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019 estão apresentados na tabela a seguir:

	<b>Distribuição</b>	<b>Geração (Convencional + renováveis)</b>	<b>Comercialização</b>	<b>Transmissão</b>	<b>Serviços</b>
<b>2021</b>					
Receita operacional líquida	84,8%	9,9%	6,5%	1,6%	2,2%
Lucro (prejuízo) líquido	59,1%	45,4%	-1,9%	-2,1%	2,5%
<b>2020</b>					
Receita operacional líquida	82,6%	10,2%	9,7%	0,5%	2,3%
Lucro (prejuízo) líquido	57,0%	44,0%	1,8%	0,9%	2,8%
<b>2019</b>					
Receita operacional líquida	81,1%	10,5%	11,7%	-	2,1%
Lucro (prejuízo) líquido	66,8%	35,3%	1,7%	-	3,0%

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

Em 31 de dezembro de 2021, 3,3% do imobilizado de nosso segmento de geração estava em construção (4,9 % em 31 de dezembro de 2020).

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

Nosso segmento de transmissão é responsável por construir e operar a infraestrutura de transmissão com o objetivo de transportar a energia dos centros de geração até os pontos de distribuição, de acordo com seus contratos de concessão.

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

Nossos segmentos realizam compras e vendas de energia elétrica e serviços de valor agregado entre eles. Em especial, os segmentos de geração, de comercialização, de transmissão e serviços vendem energia e fornecem serviços para nossas distribuidoras. Em nossas demonstrações consolidadas os

## 10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

resultados das transações inter-segmento são eliminadas. Entretanto, a análise dos resultados individuais dos segmentos seria inadequada e incorreta caso desconsideremos estas operações. Como consequência, as vendas entre os segmentos não foram eliminadas na discussão dos resultados por segmentos.

A linha de "Total do ativo" está apresentada excluindo, em cada segmento, os investimentos registrados referentes a outros segmentos.

A partir de 2021, devido à aquisição da CPFL Transmissão, e com o objetivo de atender as normas contábeis vigentes e fornecer mais informações aos usuários das demonstrações financeiras, a Companhia passou a apresentar, a partir de 2021, novo segmento, o de transmissão. Os montantes de 2020 referem-se às transmissoras CPFL Piracicaba, CPFL Morro Agudo, CPFL Maracanaú, CPFL Sul I e CPFL Sul II, que anteriormente compunham o segmento de geração. Tais montantes foram reapresentados em 2020, seguindo os mesmos critérios considerados para 2021, para fins de comparabilidade.

### i. descrição de quaisquer componentes importantes da receita

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

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

Adicionalmente aos nossos cinco segmentos operacionais acima, nós consolidamos um número de atividades conhecidas como "Outros". As atividades consolidadas como "Outros" consistem em CPFL Telecom e nossas despesas corporativas, exceto a amortização dos ativos intangíveis relacionados às nossas concessões, que é alocada nos nossos segmentos operacionais.

### ii. fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

#### **Resultados por segmento das Operações –2021 em comparação a 2020**

##### *Vendas por segmento*

##### *Distribuição*

Em comparação com o ano encerrado em 31 de dezembro de 2020, a receita operacional líquida do nosso segmento de distribuição aumentou 30,2% (ou R\$ 7.703 milhões) resultando em R\$ 33.235 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2021. Esse aumento fora reflexo, principalmente, da elevação em R\$ 10.385 milhões em receita operacional bruta devido às seguintes flutuações:

- (i) Aumento de R\$ 5.624 milhões na receita advinda de fornecimento de energia elétrica, cujo qual, aumento se dera, principalmente, de clientes finais residenciais e comerciais;
- (ii) Aumento de R\$ 2.360 milhões na receita de ativos setoriais;
- (iii) Aumento de R\$ 2.560 na receita pela disponibilidade da rede elétrica – TUSD de consumidor cativo e livre;
- (iv) Aumento de 23% (ou R\$ 561 milhões) com receita de construção da infraestrutura de concessão;

## 10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

(v) Aumento de R\$ 777 milhões na receita de atualização do ativo financeiro da concessão;

Esses aumentos foram parcialmente compensados por:

(vi) Elevação das deduções das receitas em 19% (ou R\$ 2.681) ocasionado, principalmente, pelo ICMS incidente sobre seus faturamentos.

### *Geração (fontes convencionais e fontes renováveis)*

A receita operacional líquida do nosso segmento de geração no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2021 totalizou R\$ 3.890 milhões, um aumento de 23,6% (ou R\$ 744 milhões) em comparação com R\$ 3.146 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2020, devido principalmente ao aumento de R\$ 777 milhões de suprimento de energia elétrica de Furnas e R\$ 3.153 milhões de outras concessionárias e permissionárias. Esse aumento fora parcialmente compensado por aumento da dedução da receita, principalmente, imposto federal COFINS que aumentara em 23,1% (ou R\$ 186 milhões), em relação ao exercício predecessor.

### *Comercialização*

A receita operacional líquida do nosso segmento de comercialização no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2021 totalizou R\$ 2.556 milhões, uma redução de 14,3% (ou R\$ 428 milhões) em comparação com R\$ 2.983 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2020, refletindo o efeito combinado de: (i) redução de 27,5% (ou R\$ 308 milhões) em outras concessionárias e permissionárias; (ii) redução de 13,3% (ou R\$ 300 milhões) nas vendas de energia elétrica para Consumidores Finais (decorrente, principalmente, de menor quantidade de energia comprada na classe industrial, 1.410 GWh e R\$ 305 milhões); e (iii) redução de 29% (ou R\$ 122 milhões) nas deduções de ICMS, PIS e COFINS das receitas operacionais.

### *Transmissão*

A receita operacional líquida do nosso recém-criado segmento de transmissão no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2021 totalizou R\$ 620 milhões, um aumento de 285,1% (ou R\$ 459 milhões) em comparação com R\$ 161 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2020, refletindo o efeito combinado de: (i) aumento de 135,3% (ou R\$ 180 milhões) em receita de construção da infraestrutura de concessão; (ii) aumento de 769,8% (ou R\$ 331 milhões) em outras receitas; e (iii) elevação de 346,7% (ou R\$ 52 milhões) nas deduções, principalmente, de PIS, COFINS e CDE, os quais contrapuseram aos aumentos nas receitas. Ressalta-se que o impulso significativo nas receitas do nosso segmento de transmissão deu-se pela aquisição da CPFL Transmissão, operação ocorrida em 14 de outubro de 2021.

### *Serviços*

A receita operacional líquida de nosso segmento de serviços no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2021 totalizou R\$ 870 milhões, um aumento de 20,0% (ou R\$ 145 milhões) em comparação com R\$ 725 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2020. Esse aumento foi devido principalmente a um aumento de R\$ 136 milhões nas receitas oriundas da CPFL Serviços de serviços de construção e manutenção; compensadas parcialmente pelas deduções das receitas, mais concentradas no imposto federal, PIS, e municipal, ISS.

## **Resultado do Serviço de Energia Elétrica por Segmento**

### *Distribuição*

Comparado ao ano encerrado em 31 de dezembro de 2020, o resultado do serviço do nosso segmento de distribuição aumentou 59,3% (ou R\$ 1.819 milhões) atingindo R\$ 4.884 milhões no ano encerrado em 31 de dezembro de 2021. Conforme discutido acima, a receita operacional líquida do segmento aumentou 30,2% (ou R\$ 7.703 milhões), enquanto os custos e despesas operacionais relacionados ao segmento aumentaram 27,0% (ou R\$ 5.833 milhões). Os principais fatores contribuintes para as mudanças nos custos e despesas operacionais foram os seguintes:

**Custos de energia elétrica.** Comparado ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2020, os custos de energia elétrica aumentaram 30,6% (ou R\$ 4.973 milhões) resultando em R\$ 21.236 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2021.

## 10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

O custo da energia comprada para revenda aumentou 22,3% (ou R\$ 2.950 milhões), refletindo o efeito combinado de: (i) aumento de 33,6% (ou R\$ 3.445 milhões) no custo da energia elétrica comprada através de um leilão no ambiente regulado, contratos bilaterais e energia de curto prazo (que, embora da redução na quantidade de energia comprada em 433 GWh, houve aumento no preço médio na ordem de 34,9%); compensado, parcialmente, pelo (ii) aumento de créditos de impostos federais, PIS e COFINS, em 21,8% (ou R\$ 282 milhões) e pela (iii) redução dos custos de energia comprada para revenda de Itaipu Binacional em 3,0% (ou R\$ 116 milhões), este último decorrente, principalmente, de diminuição da quantidade de energia adquirida no período (redução 4,41% equivalente a 484 GWh).

Além disso, os encargos pelo uso do sistema de transmissão e distribuição aumentaram 66,6% (ou R\$ 2.023 milhões), atingindo R\$ 5.059 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2021, devido ao efeito combinado de: (i) aumento de R\$ 294 milhões nos Encargos de Rede Básica; (ii) aumento de R\$ 1.957 milhões em ESS, líquido de transferências da conta de reserva de energia da CONER; compensados, parcialmente, pelo (iii) aumento de R\$ 207 milhões nos créditos de PIS e COFINS relacionados à compra de energia elétrica.

**Outros custos e despesas operacionais.** Comparados ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2020, nossos outros custos e despesas operacionais para o segmento de distribuição aumentaram 16,1% (ou R\$ 859 milhões), para R\$ 6.190 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2021. Esse aumento foi devido ao efeito combinado do: (i) aumento de 23,0% (ou R\$ 561 milhões) nos custos relacionados à construção da infraestrutura da concessão; (ii) aumento de R\$ 111 milhões nas despesas com provisão para créditos de liquidação duvidosa; e (iii) aumento de 6,3% (ou R\$ 60 milhões) nas despesas de pessoal.

### *Geração (fontes convencionais e fontes renováveis)*

Em comparação com o ano encerrado em 31 de dezembro de 2020, o resultado do serviço do nosso segmento de geração aumentou 35,3% (ou R\$ 541 milhões) resultando em R\$ 2.074 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2021. Esse aumento foi decorrente da combinação dos efeitos (i) um aumento de 23,6% (ou R\$ 744 milhões) na receita operacional líquida (conforme discutido em "Vendas por segmento" acima); compensado pelo (ii) aumento de 33,0% (ou R\$ 125 milhões) no custo de energia; e (iii) aumento de 6,3% (ou R\$ 78 milhões) em outras despesas.

### *Comercialização*

Em comparação com o ano encerrado em 31 de dezembro de 2020, o resultado do serviço do nosso segmento de comercialização diminuiu R\$ 159 milhões resultando em despesa de R\$ 104 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2021. Essa redução foi decorrente do efeito líquido de: (i) uma redução de 14,3% (ou R\$ 428 milhões) na receita operacional líquida do segmento, conforme discutido em "Vendas por segmento" acima; com efeito de (ii) redução de 10,3% (ou R\$ 297 milhões) no custo de energia elétrica; e (iii) aumento de 54,7% (ou R\$ 29 milhões) em outros custos e despesas operacionais.

### *Transmissão*

Em comparação com o ano encerrado em 31 de dezembro de 2020, o resultado do serviço do nosso segmento de transmissão diminuiu R\$ 63 milhões resultando em despesa de R\$ 27 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2021. Essa redução foi decorrente do efeito líquido de: (i) aumento de R\$ 459 milhões na receita operacional líquida do segmento, conforme discutido em "Vendas por segmento" acima; com efeito de (ii) aumento de R\$ 522 milhões em outros custos e despesas operacionais (em específico nos custos de construção da infraestrutura, cuja elevação se dera pela aquisição da CPFL Transmissão, que, conforme mencionado anteriormente, fora uma operação ocorrida em 14 de outubro de 2021).

### *Serviços*

Comparado ao ano encerrado em 31 de dezembro de 2020, o resultado do serviço do nosso segmento de serviços aumentou 21,4% (ou R\$ 28 milhões) resultando em R\$ 159 milhões no exercício encerrado

## 10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

em 31 de dezembro de 2021. Esse aumento foi devido ao efeito combinado de um aumento de 20,0% (ou R\$ 145 milhões) na receita operacional líquida, conforme discutido em "Vendas por segmento" acima, que excedeu o aumento de 19,7% (ou R\$ 117 milhões) nos custos e despesas operacionais.

### ***Lucro Líquido por Segmento***

No exercício encerrado em 31 de dezembro de 2021, 59,1% de nosso lucro líquido deriva de nosso segmento de distribuição, 45,4% da geração consolidado, 2,1% de nosso segmento de serviços, sendo estes compensados por prejuízo nos segmentos de comercialização e transmissão (cujos prejuízos representam -2,1% e -1,9% respectivamente).

#### *Distribuição*

Comparado ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2020, o lucro líquido do nosso segmento de distribuição aumentou 35,9% (ou R\$ 757 milhões) resultando em R\$ 2.868 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2021. Tal variação é derivada principalmente: (i) aumento de 30,2% (ou R\$ 7.703 milhões) em receita operacional líquida (conforme discutido em "Vendas por segmento" acima); compensados por (ii) aumento de R\$ 5.884 nos custos e despesas operacionais das distribuidoras (conforme discutido em "Resultado do Serviço por Segmento" acima); (iii) aumento da despesa financeira líquida em R\$ 563 milhões; e, também, (iv) aumento de 48,9% (ou R\$ 477 milhões) nas despesas relacionadas a imposto de renda e contribuição social.

O aumento na despesa financeira líquida do segmento deveu-se principalmente a:

(i) aumento de 94,1% (ou R\$ 690 milhões) nas despesas financeiras, principalmente, devido ao efeito combinado de: (a) aumento de R\$ 1.740 milhões em derivativos; compensados por (b) redução nos ajustes de atualizações monetárias e cambiais passivas. Tal aumento nas despesas financeiras foram parcialmente supridos pelo

(ii) aumento de 14,1% (ou R\$ 106 milhões) na receita financeira, derivado, principalmente do (a) aumento de R\$ 93 milhões em atualização de créditos fiscais; (b) aumento de R\$ 67 milhões de atualização de ativo financeiro setorial; compensados por (c) redução nas atualizações monetárias e cambiais ativas.

#### *Geração (fontes convencionais e fontes renováveis)*

O lucro líquido de nossa geração do segmento de fontes convencionais aumentou 35,1% (ou R\$ 572 milhões), resultando em R\$ 2.202 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2021, quando comparado ao lucro líquido de R\$ 1.630 milhões do exercício findo em 31 de dezembro de 2020. Esse aumento foi devido principalmente ao efeito combinado:

(i) aumento da receita operacional líquida do segmento de 23,6% (ou R\$ 744 milhões), conforme descrito nas seções acima; (ii) redução da despesa financeira líquida em 27,9%, ou R\$ 105 milhões (decorrente, principalmente, de menor despesa financeira dada a diminuição de encargos de dívidas e atualizações monetárias cambiais); em contrapartida a (iii) aumento de 12,6% (ou R\$ 203 milhões) nos custos e despesas operacionais.

#### *Comercialização*

Comparado ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2020, o resultado líquido do nosso segmento de comercialização diminuiu R\$ 159 milhões resultando em prejuízo líquido de R\$ 93 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2021. Esse resultado é reflexo de (i) redução de 14,3% na receita operacional líquida (ou R\$ 428 milhões, conforme discutido nas seções acima); compensada parcialmente pela redução, em menor escala, dos custos e despesas operacionais (9,2% ou R\$ 268 milhões).

#### *Transmissão*

Comparado ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2020, o resultado líquido do nosso segmento de transmissão diminuiu R\$ 138 milhões resultando em prejuízo líquido de R\$ 104 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2021. Esse resultado é reflexo de (i) aumento na receita operacional líquida de R\$ 459 milhões (conforme discutido nas seções acima); em contrapartida a um aumento, em maior escala, dos custos e despesas operacionais (R\$ 522 milhões), de forma que seus custos e

## 10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

despesas superaram a receita operacional líquida do segmento em R\$ 27 milhões. Ademais, também reflete no resultado do segmento transmissão, um aumento de R\$ 64 milhões na despesa de imposto de renda e contribuição social.

### *Serviços*

Comparado ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2020, o lucro líquido do nosso segmento de serviços aumentou 19,8% (ou R\$ 20 milhões), resultando em R\$ 122 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2021, refletindo os efeitos combinados de: (i) um aumento de 20,0% (ou R\$ 145 milhões) na receita operacional líquida (conforme discutido nas seções acima); compensado parcialmente pelo (ii) aumento de R\$ 19,7% (ou R\$ 117 milhões) em custos e despesas operacionais.

### **Resultados por segmento das Operações —2020 em comparação a 2019**

#### *Vendas por segmento*

##### *Distribuição*

Em comparação com o ano encerrado em 31 de dezembro de 2019, a receita operacional líquida do nosso segmento de distribuição aumentou 5,2% (ou R\$ 1.272 milhões) para R\$ 25.532 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2020. Esse aumento refletiu principalmente o aumento de R\$ 692 milhões em receita operacional bruta devido às seguintes flutuações:

- (i) Aumento de R\$ 1.413 milhões na receita de ativos setoriais;
- (ii) Aumento de 14,6% (ou R\$ 492 milhões) na receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor livre;
- (iii) Aumento de 18,0% (ou R\$ 373 milhões) com receita de construção da infraestrutura de concessão;
- (iv) Aumento de 38,1% (ou R\$ 107 milhões) na receita de atualização do ativo financeiro da concessão;

Esses aumentos foram parcialmente compensados por:

- (v) uma redução de R\$ 1.235 milhões no fornecimento de energia elétrica, excluído do efeito de transferência de consumidor cativo, principalmente devido as reduções de R\$ 856 da classe comercial e R\$ 742 milhões da classe industrial, compensadas parcialmente pelo aumento de R\$ 265 milhões e 136 milhões nas classes residencial e rural respectivamente;
- (vi) uma redução de R\$ 376 milhões no fornecimento de energia elétrica a outras concessionárias e permissionárias; e
- (vii) uma redução de R\$ 112 milhões na receita de energia elétrica de curto prazo.

#### *Geração (fontes convencionais e fontes renováveis)*

A receita operacional líquida do nosso segmento de geração no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2020 totalizou R\$ 3.146 milhões, um aumento de 0,2% (ou R\$ 5 milhões) em comparação com R\$ 3.141 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2019, devido principalmente ao aumento de R\$ 71 milhões de suprimento de energia elétrica de Furnas e outras concessionárias e permissionárias. Esse aumento fora parcialmente compensado por (i) aumento de R\$ 2 milhões de impostos sobre vendas em função do aumento das vendas; e (ii) redução de R\$ 10 milhões em receita de energia elétrica de curto prazo. Adicionalmente, ressalta-se que os valores de 2019 concentram os saldos das empresas transmissoras que, até então, eram divulgados junto ao segmento de geração, enquanto 2020 fora reapresentado devido a divulgação de novo segmento dada a expansão de tal atividade.

#### *Comercialização*

A receita operacional líquida do nosso segmento de comercialização no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2020 totalizou R\$ 2.983 milhões, uma redução de 14,6% (ou R\$ 508 milhões) em

## 10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

comparação com R\$ 3.490 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2019, refletindo o efeito combinado de: (i) redução de 35,1% (ou R\$ 604 milhões) em outras concessionárias e permissionárias; (ii) redução de 10,2% (ou R\$ 48 milhões) nas deduções de ICMS, PIS e COFINS das receitas operacionais; e (iii) aumento de 4,8% (ou R\$ 104 milhões) nas vendas de energia elétrica para Consumidores Finais, impulsionado por um aumento de R\$ 75 milhões e R\$ 36 milhões nas classes comercial e industrial.

### *Transmissão*

A receita operacional líquida do nosso segmento de transmissão no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2020 totalizou R\$ 161 milhões, enquanto seu saldo, em 31 de dezembro de 2019 era R\$ 0 (uma vez que, conforme discutido anteriormente, tal segmento não era apresentado separadamente). A receita líquida decorre, principalmente, do efeito combinado de: (i) R\$ 133 milhões de receita de construção de concessão de linhas de transmissão (RAP); e (iii) e R\$ 15 milhões nas deduções, principalmente, de PIS, COFINS e CDE sobre o faturamento do segmento.

### *Serviços*

A receita operacional líquida de nosso segmento de serviços no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2020 totalizou R\$ 725 milhões, um aumento de 18,0% (ou R\$ 111 milhões) em comparação com R\$ 614 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2019. Esse aumento foi devido principalmente: (i) um aumento de R\$ 123 milhões nas receitas oriundas da CPFL Serviços de serviços de construção e manutenção; (ii) aumento de R\$ 23 milhões nas receitas oriundas da Nect Finanças; (iii) aumento de R\$ 18 milhões das receitas da NECT Recursos Humanos; (iii) aumento das receitas da ESCO, compensadas parcialmente pelas reduções das Receitas advindas da Nect e TI Nect nos montantes de R\$ 44 milhões e 33 milhões, respectivamente.

### **Receita de Serviço de Energia Elétrica por Segmento**

#### *Distribuição*

Comparado ao ano encerrado em 31 de dezembro de 2019, a receita de serviços de energia elétrica do nosso segmento de distribuição aumentou 6,6% (ou R\$ 189 milhões) para R\$ 3.065 milhões no ano encerrado em 31 de dezembro de 2020. Conforme discutido acima, a receita operacional líquida do segmento aumentou 5,2% (ou R\$ 1.272 milhões), enquanto outros custos e despesas operacionais relacionados ao segmento aumentaram 7,9% (ou R\$ 390 milhões). Os principais fatores contribuintes para as mudanças nos custos e despesas operacionais foram os seguintes:

**Custos de energia elétrica.** Comparado ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2019, os custos de energia elétrica aumentaram 4,1% (ou R\$ 640 milhões), para R\$ 16.263 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2020.

O custo da energia comprada para revenda reduziu 0,2% (ou R\$ 33 milhões), refletindo o efeito combinado de: (i) redução de 7,9% (ou R\$ 896 milhões) no custo da energia elétrica comprada através de um leilão no Mercado, contratos bilaterais e energia de curto prazo, além de uma redução de 3,0% (ou 1.411 GWh) no volume de energia elétrica comprada em leilão no Mercado Regulado, contratos bilaterais e energia de curto prazo; (ii) redução de 26,4% (ou R\$ 105 milhões) no custo PROINFA; (iii) aumento de 5,3% (ou R\$ 65 milhões) nos créditos de PIS e COFINS relacionados à compra de energia elétrica; compensados pelo aumento de 37,0% (ou R\$ 1.034 milhões) nas compras de energia elétrica de Itaipu, com uma ligeira queda de 0,43% (ou 48 GW) no volume de energia elétrica comprada de Itaipu.

Além disso, conforme mencionado acima, os encargos pelo uso do sistema de transmissão e distribuição aumentaram 4,1% (ou R\$ 640 milhões), para R\$ 3.036 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2020, devido ao efeito combinado do: (i) aumento de R\$ 454 milhões nos Encargos de Rede Básica; (ii) aumento de R\$ 124 milhões em ESS, líquido de transferências da conta de reserva de energia da CCEE (CONER); (iii) aumento de R\$ 123 milhões no EER; e (iv) aumento de R\$ 68 milhões nos créditos de PIS e COFINS relacionados à compra de energia elétrica.

## 10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

**Outros custos e despesas operacionais.** Comparados ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2019, nossos outros custos e despesas operacionais para o segmento de distribuição aumentaram 7,9% (ou R\$ 390 milhões), para R\$ 5.331 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2020. Esse aumento foi devido ao efeito combinado do: (i) aumento de 18,0% (ou R\$ 372 milhões) nos custos relacionados à construção da infraestrutura da concessão; (ii) aumento de 54,1% (ou R\$ 60 milhões) nas despesas com previdência privada; (iii) redução de 31,1% (ou R\$ 55 milhões) nas despesas com perda (ganho) na alienação, desativação e outros ativos não circulantes; e (iv) redução de 1,8% (ou R\$ 17 milhões) nas despesas de pessoal.

### *Geração (fontes convencionais e fontes renováveis)*

Em comparação com o ano encerrado em 31 de dezembro de 2019, a receita com serviços de energia elétrica do nosso segmento de geração aumentou 12,3% (ou R\$ 168 milhões), para R\$ 1.533 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2020. Esse aumento foi decorrente da combinação dos efeitos (i) um aumento de 1,9% (ou R\$ 59 milhões) na receita operacional líquida (conforme discutido em "Vendas por segmento" acima); (ii) diminuição de 16,3% (ou R\$ 74 milhões) no custo de energia; e (iii) redução de 2,8% (ou R\$ 35 milhões) em outras despesas. Adicionalmente, ressalta-se que os valores de 2019 concentram os saldos das empresas transmissoras que, até então, eram divulgados junto ao segmento de geração, enquanto 2020 fora reapresentado devido a divulgação de novo segmento dada a expansão de tal atividade.

### *Transmissão*

O resultado com serviços de energia elétrica do nosso segmento de transmissão fora de receita de R\$ 36 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2020. Esse resultado foi decorrente do efeito líquido de: (i) R\$ 161 milhões na receita operacional líquida do segmento, conforme discutido em "Vendas por segmento" acima; com efeito de (ii) R\$ 125 milhões em outros custos e despesas operacionais (em específico nos custos de construção da infraestrutura).

### *Comercialização*

Em comparação com o ano encerrado em 31 de dezembro de 2019, a receita com serviços de energia elétrica do nosso segmento de comercialização diminuiu 41,8% (ou R\$ 39 milhões), para R\$ 54 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2020. Essa redução foi decorrente do efeito líquido de: (i) uma redução de 14,6% (ou R\$ 508 milhões) na receita operacional líquida do segmento, conforme discutido em "Vendas por segmento" acima; com efeito (ii) redução de 14,0% (ou R\$ 467 milhões) no custo de energia elétrica; e (iii) aumento de 2,3% (ou R\$ 1 milhão) em outros custos e despesas operacionais.

### *Serviços*

Comparado ao ano encerrado em 31 de dezembro de 2019, a receita de serviços de energia elétrica do nosso segmento de serviços aumentou 17,0% (ou R\$ 19 milhões), para R\$ 131 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2020. Esse aumento foi devido ao efeito combinado de um aumento de 18,0% (ou R\$ 111 milhões) na receita operacional líquida, conforme discutido em " - Vendas por segmento " acima, que excedeu o aumento de 18,9% (ou R\$ 90 milhões) nos custos e despesas operacionais.

### **Lucro Líquido por Segmento**

No exercício encerrado em 31 de dezembro de 2020, 57,0% de nosso lucro líquido é derivado de nosso segmento de distribuição, 44,0% de nossa geração consolidado, 1,8% de nosso segmento de comercialização, 0,9% de nosso segmento de transmissão, 2,8% do nosso segmento de serviços e 6,4% negativos de "Outros".

### *Distribuição*

Comparado ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2019, o lucro líquido do nosso segmento de distribuição aumentou 15,1% (ou R\$ 277 milhões), para R\$ 2.111 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2020, como derivado principalmente do: (i) aumento de 16% (ou R\$ 3.075 milhões) em outras receitas operacionais, compensados por (ii) redução de 11% (ou R\$ 1.903 milhões) no fornecimento de energia elétrica, (iii) aumento de 28% (ou R\$ 673 milhões) nos encargos de uso do

## 10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

sistema de transmissão e distribuição e (iv) redução de 111% (ou R\$ 219 milhões) nas despesas financeiras líquidas; parcialmente compensado por um aumento de 16% (ou R\$ 132 milhões) nas despesas relacionadas ao imposto de renda e contribuição social.

A redução na despesa financeira líquida do segmento deveu-se principalmente a:

(i) redução de 11% (ou R\$ 90 milhões) nas despesas financeiras, principalmente devido ao efeito combinado de: (a) aumento de R\$ 1.956 milhões nos ajustes monetários e cambiais; compensados por (b) aumento de R\$ 1.973 milhões nas receitas de derivativos; e (c) aumento de R\$ 59 milhões nas despesas com encargos de dívidas;

(ii) aumento de 21% (ou R\$ 129 milhões) na receita financeira, principalmente devido a: (i) aumento de R\$ 213 milhões em ajustes monetários e cambiais; (ii) redução de R\$ 71 milhões de atualizações de ativo financeiro setorial;

### *Geração (fontes convencionais e fontes renováveis)*

O lucro líquido de nossa geração do segmento de fontes convencionais aumentou 68,0% (ou R\$ 660 milhões), para R\$ 1.631 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2020, de R\$ 971 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2019. Esse aumento foi devido principalmente ao efeito combinado:

(i) aumento da receita operacional líquida do segmento de 0,2% (ou R\$ 5 milhões), conforme descrito na seção acima; (ii) redução de despesas financeiras de 34,5% (ou R\$ 267 milhões); (iii) redução de outros custos e despesas em 4,5% (ou R\$ 58 milhões); e (iii) redução dos custos com energia elétrica em 16,3% (ou R\$ 74 milhões), principalmente devido às compras de energia elétrica em leilão no Mercado Regulado, contratos bilaterais e energia de curto prazo.

Adicionalmente, ressalta-se que os valores de 2019 concentram os saldos das empresas transmissoras que, até então, eram divulgados junto ao segmento de geração, enquanto 2020 fora reapresentado devido a divulgação de novo segmento dada a expansão de tal atividade.

### *Comercialização*

Comparado ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2019, o lucro líquido do nosso segmento de comercialização aumentou 38,7% (ou R\$ 18 milhões), para R\$ 66 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2020, refletindo o efeito combinado de: (i) um aumento de R\$ 10 milhões em despesas com imposto de renda e contribuição social; e (ii) redução de 1,7% (ou R\$ 2 milhões) na receita de serviços de energia elétrica.

### *Transmissão*

Comparado ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2019, o resultado líquido do nosso segmento de transmissão fora de lucro líquido de R\$ 34 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2020. Esse resultado é reflexo, principalmente, de receita operacional líquida de R\$ 161 milhões (conforme discutido nas seções acima); em contrapartida a um aumento, em menor escala, dos custos e despesas operacionais (R\$ 125 milhões), de forma que sua receita operacional líquida superara os custos e despesas do segmento.

### *Serviços*

Comparado ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2019, o lucro líquido do nosso segmento de serviços aumentou 22,6% (ou R\$ 19 milhões), para R\$ 102 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2020, refletindo os efeitos combinados de: (i) um aumento de 17,4% (ou R\$ 118 milhões) na receita de serviços prestados; e (ii) aumento de R\$ 18,9% (ou R\$ 90 milhões) em outros custos e despesas operacionais.

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

### *Tarifas Reguladas de Distribuição*

## 10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

O resultado das operações é afetado significativamente por mudanças nas tarifas reguladas de energia elétrica. Mais especificamente, a maior parte da receita é derivada da venda de energia elétrica para Consumidores Finais cativos com base em tarifas reguladas. Em 2021, as vendas para consumidores cativos representaram 67,8% da quantidade de energia elétrica vendida, e 59,8% da nossa receita operacional, em comparação com 77,3% e 61,9%, respectivamente, em 2020. Essas proporções podem diminuir se os clientes migrarem da situação de Consumidores Finais Cativos para Consumidores Livres.

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

### *Reajuste Tarifário Anual – RTA e Revisões Periódicas RTP*

Os aumentos de tarifas se aplicam de maneira diferenciada para cada classe de consumidores, havendo, em geral, aumentos maiores para consumidores atendidos em tensões mais elevadas, de modo a reduzir os efeitos de subsídios, que foram historicamente concedidos a esses consumidores e que foram em sua maioria eliminados em 2007. A tabela a seguir apresenta o aumento médio em termos percentuais de cada reajuste anual a partir de 2019. O aumento percentual das tarifas deve ser avaliado à luz da taxa da inflação brasileira.

	<b>CPFL Paulista</b>	<b>CPFL Piratininga</b> <sup>(3)</sup>	<b>RGE</b> <sup>(4)</sup>	<b>CPFL Santa Cruz</b>
<b>2021</b>				
Reposicionamento econômico <sup>(1)</sup>	19,53%	8,17%	16,68%	16,98%
Componentes financeiros <sup>(2)</sup>	-1,91%	6,61%	-1,45%	0,21%
<b>Total</b>	<b>17,62%</b>	<b>14,78%</b>	<b>15,23%</b>	<b>17,19%</b>
<b>2020</b>				
Reposicionamento econômico <sup>(1)</sup>	6,10%	15,76%	10,07%	3,20%
Componentes financeiros <sup>(2)</sup>	8,80%	2,55%	5,67%	7,51%
<b>Total</b>	<b>14,90%</b>	<b>18,31%</b>	<b>15,74%</b>	<b>10,71%</b>
<b>2019</b>				
Reposicionamento econômico <sup>(1)</sup>	2,95%	-5,40%	0,05%	2,02%
Componentes financeiros <sup>(2)</sup>	9,07%	7,27%	10,00%	11,68%
<b>Total</b>	<b>12,02%</b>	<b>1,88%</b>	<b>10,05%</b>	<b>13,70%</b>

(1) (1) Essa parcela do ajuste reflete primariamente a taxa de inflação do período e é usada como base para os ajustes dos anos subsequentes.

(2) Essa parcela do ajuste reflete na liquidação de ativos e passivos registrados por competência, principalmente a CVA, e não é considerada no cálculo do ajuste do ano seguinte.

(3) Reajuste anual da CPFL Piratininga ocorre em outubro.

(4) Reajustes anuais da RGE ocorrem em junho.

### *Vendas a Consumidores Potencialmente Livres*

A regulamentação do setor permite que determinados consumidores possam deixar o ambiente de tarifas reguladas e se tornar consumidores "livres", com direito a contratar seu fornecimento de energia

## 10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

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

### *Preços para a Energia Elétrica Adquirida*

Os preços da energia elétrica comprada por nossas distribuidoras nos termos de contratos de longo prazo executados no Mercado Regulado são: (i) aprovados pela ANEEL no caso de contratos celebrados antes do Novo Marco Regulatório; e (ii) determinados em leilões para contratos celebrados a partir de então, enquanto os preços de energia elétrica comprada no Mercado Livre são acordados por meio de negociação bilateral com base nas taxas de mercado vigentes. Em 2021, compramos 67.874 GWh, em comparação com 74.715 GWh em 2020, devido a maior consumo de nossas geradoras, dado maior produção de energia no ano. Os preços dos contratos de longo prazo são reajustados anualmente para refletir os aumentos em certos custos de geração e inflação. A maioria de nossos contratos possui reajustes atrelados ao reajuste anual nas tarifas de distribuição, de forma que o aumento de custos é repassado aos nossos consumidores com aumento de tarifas. Uma vez que uma parcela crescente de nossa energia é comprada em leilões públicos, o sucesso de nossas estratégias nesses leilões afeta nossas margens e nossa exposição ao risco de preço e mercado, já que nossa capacidade de repassar os custos de compra de energia elétrica depende da projeção bem-sucedida de nossa demanda esperada.

Também adquirimos uma quantidade substancial de energia elétrica de Itaipu nos termos de obrigações "take-or-pay" a preços regidos pelos regulamentos adotados nos termos de um contrato internacional. As concessionárias com operações no Centro-Oeste, Sul e Sudeste são obrigadas por lei a adquirir uma parcela da participação brasileira na capacidade disponível de Itaipu. Em 2021, adquirimos 10.489 GWh de energia elétrica de Itaipu (13,9% da energia elétrica que compramos em termos de volume), em comparação com 10.973 GWh (14,7% da energia elétrica que compramos em termos de volume) em 2020. O preço da energia elétrica de Itaipu é estabelecido em dólares para refletir os custos de pagamento de sua dívida. De forma correspondente, o preço da energia elétrica adquirida de Itaipu aumenta em termos reais quando o real se desvaloriza em relação ao dólar. A mudança nos custos para a energia elétrica de Itaipu está sujeita ao mecanismo de recuperação de custos da Parcela A descrito abaixo.

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

### *Variações de Custos Não Gerenciáveis - Custos da Parcela A*

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

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

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

**10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro****c) impacto da inflação, da variação de preços dos principais insumos e produtos, do câmbio e da taxa de juros no resultado operacional e no resultado financeiro do emissor;***Conjuntura Econômica Brasileira*

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

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

- *Consumidores Residenciais e Comerciais.* Essas classes são muito afetadas por condições climáticas, o desempenho do mercado de trabalho, distribuição de renda, disponibilidade de crédito entre outros fatores. Temperaturas elevadas e aumento dos níveis de renda causam um aumento na procura por energia elétrica e, portanto, aumentam as nossas vendas. Por outro lado, o aumento do desemprego e a diminuição da renda familiar tendem a reduzir a demanda e deprimir nossas vendas.
- *Consumidores Industriais.* O consumo dos consumidores industriais está relacionado ao crescimento econômico e investimento, relacionados principalmente à produção industrial. Nos períodos de crise financeira, esta categoria sofre o maior impacto.

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

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

A tabela abaixo mostra os principais indicadores de desempenho da economia brasileira referentes aos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019.

	<b>Exercício encerrado em 31 de dezembro de</b>		
	<b>2021</b>	<b>2020</b>	<b>2019</b>
Crescimento do PIB (em reais) <sup>(1)</sup>	4,6%	(3,9%)	1,2%
Taxa de desemprego <sup>(2)</sup> – média de %	13,2%	13,8%	12,0%
Crédito à pessoa física (recursos não destinados) – % PIB	17,4%	16,5%	15,1%
Crescimento das Vendas no Varejo	1,4%	1,2%	1,9%
Crescimento da Produção Industrial	3,9%	(4,4%)	(1,1%)
Inflação (IGP-M) <sup>(3)</sup>	17,8%	23,1%	7,3%
Inflação (IPCA) <sup>(4)</sup>	10,1%	4,5%	4,3%
Taxa de câmbio média – US\$1,00 <sup>(5)</sup>	R\$ 5,39	R\$5,15	R\$3,94
Taxa de câmbio no fim do ano – US\$1,00	R\$ 5,58	R\$5,20	R\$4,03
Depreciação (apreciação) do real x dólar norte-americano	7,4%	28,9%	4,0%

*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.

## 10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

5. Representa a média das taxas de venda comerciais no último dia de cada mês durante o período.

O ano de 2021 testemunhou o princípio da superação da pandemia de Covid-19. Apesar do mundo ter vivido as ondas mais letais da pandemia, também foi o ano em que as vacinas começaram a ser amplamente disseminadas (ainda que com enorme heterogeneidade, em termos globais). A combinação de vacinação e contaminação prévia têm proporcionado uma proteção importante à população, ainda que novas variantes continuem surgindo, como foi o caso da Delta e, mais recentemente, Ômicron. Olhando a evolução da pandemia ao longo de 2021, fica claro o alívio gradual vivenciado pelos sistemas de saúde e a retomada da mobilidade. Deve-se notar, no entanto, que este movimento não é uniforme: em alguns países, há maior resistência à vacinação; em outros, há falta de vacinas. Apesar de grandes avanços na superação da pandemia, ainda não se pode dizer que seus impactos econômicos tenham sido totalmente superados em 2021.

A gradativa normalização das atividades não foi suficiente para reverter o movimento de consumo de bens muito superior ao consumo de serviços. Três fatores contribuíram para manter a demanda por bens historicamente elevada durante todo o ano:

I) os pacotes de estímulos, tanto fiscais quanto monetários, auxiliaram na manutenção da renda e consumo total em 2020 e início de 2021, apesar do aumento substancial da poupança das famílias. Este fenômeno foi reforçado nos EUA em 2021, com os pacotes de recomposição de renda efetuados no início do mandato de Biden;

II) a normalização incompleta do consumo de serviços: num ambiente de manutenção de renda, o que não foi direcionado à poupança foi, por exclusão, consumido; como em boa parte do ano as restrições à mobilidade e os temores relativos à pandemia ainda vigoravam, o deslocamento da demanda aos padrões pré-pandemia foi incompleto;

III) a readequação dos níveis de estoque: os gargalos de produção enfrentados ao longo de 2020 continuaram restringindo a oferta em 2021 e a resposta encontrada por fabricantes e varejistas foi elevar seus estoques, de matérias primas a produtos acabados, elevando ainda mais a demanda global.

Assim, ao mesmo tempo em que a demanda permaneceu elevada, a oferta continuou negativamente impactada pelos lockdowns e pelas descontinuidades nas cadeias de insumos. Houve progresso na normalização das cadeias, porém é um processo que apenas se iniciou em 2021 e deve se completar apenas em meados de 2022.

A consequência desta normalização incompleta da economia em 2021, com demanda por bens ainda elevada e oferta restrita, resultou em preços mais elevados em todas as etapas da cadeia, de commodities, fretes, preços ao produtor e consumidor. A alta inflação, como se viu, deveu-se muito mais à incapacidade de resposta da oferta do que a um crescimento exuberante da economia. Em resposta a esta inflação mais elevada, os Bancos Centrais começaram a retirar estímulos monetários ao final de 2021, tendência que deve perdurar ao longo de 2022.

A alta de preços de commodities, como seria de se esperar, repercutiu positivamente sobre as exportações brasileiras. No acumulado de 2021, as exportações somaram US\$ 280,4 bilhões, um crescimento de 34%, elevando o saldo comercial a US\$ 61,0 bilhões, recorde histórico, ajudando a manter a folga nas contas externas.

No Brasil, apesar da folga nas contas externas e da alta de juros no segundo semestre, a intensificação das incertezas fiscais parece ter contribuído para a depreciação da moeda. De fato, para além do movimento esperado pela valorização do dólar frente a outras moedas, as discussões domésticas sobre

## 10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

a PEC dos Precatórios e alteração do teto de gastos, a fim de viabilizar o Auxílio Brasil, parecem ter sido essenciais para amplificar a pressão sobre o real no último trimestre do ano. Apesar das intervenções do BC, a piora do ambiente doméstico e externo fez com que o câmbio passasse de uma média de R\$ 5,23/US\$ no terceiro trimestre de 2021 para R\$ 5,59/US\$ no último trimestre. Em termos reais, a taxa de câmbio brasileira encerrou o ano de 2021 cerca de 35% acima da média verificada entre 2015 e 2019. A depreciação cambial combinada à alta de preços commodities resultou num choque inflacionário. Este choque foi visto tanto nos preços no atacado quanto nos preços ao consumidor.

A inflação bem acima da meta e acelerando, com núcleos em patamar desconfortável, fez com que o Banco Central reagisse tempestivamente. O ano se iniciou com a taxa de juros básica em 2% aa, mínimo histórico, porém já a partir de março o Banco Central deu partida ao ajuste da política monetária e da taxa de juros, que encerrou 2021 no patamar de 9,25% ao ano.

Apesar da alta dos juros ao longo do ano, o crédito ainda mostrou um bom desempenho em 2021, sendo uma fonte importante de sustentação do consumo. Este último ainda foi favorecido pela recuperação do mercado de trabalho e pela concessão de auxílios governamentais. O Auxílio Emergencial atingiu menos famílias em 2021 do que em 2020 e teve um ticket médio menor, reduzindo o alívio aos orçamentos familiares. Por outro lado, a população ocupada continuou abatida pelas restrições por conta da pandemia no primeiro semestre – mas mostrou uma rápida recuperação no segundo semestre, com o avanço da vacinação e melhora do quadro sanitário.

Dados esses fatores, o consumo cresceu relativamente pouco em 2021, na comparação com o patamar final de 2020. Chegou a ultrapassar o consumo de 2019, pré-pandemia, em vários meses, mas perdeu fôlego a partir de setembro.

Nosso risco de crédito e títulos de dívida são classificados pela Standard and Poor's, Fitch Ratings e Moody's Investors Service. Essas classificações refletem, entre outros fatores, as perspectivas para o setor elétrico brasileiro, o contexto político e econômico, o risco país, as condições hidrológicas nas áreas em que nossas plantas estão localizadas, nosso desempenho operacional e nosso nível de endividamento. Em 2020, nosso rating foi mantido como AAA com uma perspectiva estável da Standard and Poor's, Moody's Investors Service e Fitch Rating. Em 2021, nosso rating foi confirmado como AAA pelas três agências.

## 10. Comentários dos diretores / 10.3 - Efeitos relevantes nas DFs

### 10.3. Comentários dos diretores sobre 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

Em 14 de outubro de 2021, a CPFL Comercialização de Energia Cone Sul Ltda., subsidiária da CPFL Energia, concluiu a aquisição de ações representativas de aproximadamente 66% do capital social total da Companhia Estadual da Transmissão da Energia Elétrica (CEEE-T), a qual tornara-se CPFL Transmissão.

Até sua aquisição, a CPFL Energia divulgava, em suas demonstrações financeiras, os segmentos de Distribuição, Comercialização, Serviços e Geração, onde, neste último, era abrangido os saldos das empresas Transmissoras (CPFL Transmissão Piracicaba S.A., CPFL Transmissão Morro Agudo S.A., CPFL Transmissão Maracanaú S.A., CPFL Transmissão Sul I S.A., e CPFL Transmissão Sul II S.A.) nas informações por segmento.

Todavia, após a aquisição da CPFL Transmissão e consequente expansão das operações de Transmissão, entendemos que a divulgação separada deste segmento é relevante para os usuários das demonstrações financeiras, haja vista a importância estratégica desta atividade no contexto geral do setor elétrico.

Desta forma, a partir do exercício de 2021, incluímos, em nossas demonstrações financeiras, a divulgação do segmento Transmissão, o qual compreende as transmissoras antes divulgadas juntamente ao segmento de Geração, bem como a CPFL Transmissão. Adicionalmente, a fim de assegurar a correta interpretação dos saldos do segmento, reapresentamos as informações por segmento de 2020.

#### b) constituição, aquisição ou alienação de participação societária

##### *Aquisição de ações representativas da Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-T*

Em 16 de julho de 2021, a controlada CPFL Cone Sul foi classificada em primeiro lugar no âmbito do leilão No. 01/2021, referente à alienação do controle acionário da Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica ("CEEE-T"), realizado pela B3 – Brasil, Bolsa, Balcão S.A. ("Leilão").

A CPFL Energia, no âmbito da sessão pública do Leilão, por meio da CPFL Cone Sul, apresentou a oferta vencedora, no montante de R\$ 2.670.000.000,00 (dois bilhões, seiscentos e setenta milhões de reais), para aquisição de ações representativas de aproximadamente 66,08% do capital social total da CEEE-T (sendo, aproximadamente, 67,12% das ações ordinárias e 0,72% das ações preferenciais), anteriormente detidas pela Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações – CEEE-Par.

A transação foi concluída em 14 de outubro de 2021, data em que todas as condições precedentes foram atendidas e que o controle da CEEE-T foi assumido pela CPFL Cone Sul. Nesta mesma data, a CEEE-T teve sua razão social alterada para CPFL Transmissão do Rio Grande do Sul ("CPFL-T").

##### *Compra de ações da controlada CPFL Renováveis*

Em 30 de setembro de 2019, a Companhia firmou contrato de compra e venda de ações com sua controladora State Grid Brazil Power Participações SA ("State Grid"), adquirindo 243.771.824 ações da controlada CPFL Renováveis, aumentando assim seu total (direto e indireto) participação de 51,60% a 99,94% na CPFL Renováveis. O valor pago em dinheiro foi de R\$ 16,85 por ação, totalizando R\$ 4.107.555. Considerando que esta transação não constituiu uma combinação de negócios, sua contabilidade envolveu, nas demonstrações financeiras independentes, um aumento de R\$ 2.072.635 na conta de investimentos da Companhia e um decréscimo de R\$ 2.034.920 na conta de reserva de capital, devido à transação entre acionistas. Nas demonstrações financeiras consolidadas, os efeitos relacionados foram uma redução de R\$ 2.072.635 no patrimônio líquido atribuível a participações de acionistas não controladores e uma redução de R\$ 2.034.920 na conta de reserva de capital.

## 10. Comentários dos diretores / 10.3 - Efeitos relevantes nas DFs

Em 22 de setembro de 2020 por meio das Resoluções Autorizativas nº 9.229/2020 e 9.230/2020, a ANEEL autorizou a cisão parcial da CPFL Geração com versão de seu acervo líquido cindido para a CPFL Renováveis, a incorporação total da CPFL Centrais Geradoras pela CPFL Renováveis, e aumento de capital da CPFL Renováveis mediante a integralização de créditos pela CPFL Geração, com todas operações aprovadas pela Assembleia Geral Extraordinária ("AGE") realizada em 30 de setembro de 2020. A nova estrutura tem por objetivo gerar fortalecimento das estruturas administrativas e trazer sinergias para o Grupo.

Em decorrência da reestruturação societária, e em consequência das operações o Capital Social da CPFL Geração e CPFL Renováveis passam a ser, em 30 de setembro de 2020, R\$ 935.782 e R\$ 4.032.291 respectivamente, além de haver extinção da CPFL Centrais Geradoras, que é sucedida pela CPFL Renováveis. Após as supracitadas transações a participação da CPFL Energia e CPFL Geração na CPFL Renováveis passam a ser 49,15% e 50,85% respectivamente.

O acervo líquido cindido da CPFL Geração apurado nesta transação foi de R\$ 395.929 em 30 de junho de 2020 (data do laudo), sendo capital social R\$ 108.129 e resultado abrangente R\$ 287.700 e R\$ 564.118 em 30 de setembro de 2020 (data de aprovação na AGE e efetivação da transação), sendo capital social R\$ 108.129, resultado abrangente R\$ 281.840 e lucros acumulados de R\$ 174.139, e não gerou nenhum efeito nas demonstrações financeiras consolidadas do grupo.

*Cancelamento do programa de ADRs, deslistagem da Bolsa de Valores de Nova York ("NYSE") e cancelamento do registro na U.S. Securities and Exchange Commission dos Estados Unidos da América ("SEC")*

Em 18 de dezembro de 2019, foi aprovada em reunião da Diretoria Executiva da CPFL Energia a intenção da Companhia de: (i) rescindir o Second Amended and Restated Deposit Agreement ("Contrato de Depósito") com o Citibank N.A. ("Citibank"), relacionado aos seus American Depositary Receipts ("ADRs"); (ii) deslistar seus ADRs da Bolsa de Valores de Nova York ("NYSE"); e (iii) uma vez que a Companhia cumprisse com os requisitos aplicáveis, cancelar seu registro com a U.S. Securities and Exchange Commission dos Estados Unidos da América ("SEC"). A Companhia entendeu que o racional econômico para manter uma listagem na NYSE diminuiu devido, em parte, a: (i) aumentos no volume negociado de ações brasileiras na B3 S.A. – Bolsa, Brasil, Balcão ("B3") no Brasil por investidores estrangeiros, devido à internacionalização do mercado financeiro e de capitais brasileiro, além do estreitamento da distância entre os padrões de divulgação do Brasil e dos EUA com relação a reportes financeiros; e (ii) uma tendência decrescente nos últimos anos no volume de negociação das ADRs da Companhia na NYSE.

Em 10 de fevereiro de 2020, a CPFL Energia, por meio de Comunicado ao Mercado, informou que a deslistagem das suas ADRs da NYSE, mencionada no item (ii) acima, passou a ter eficácia a partir daquela data.

Em 8 de maio de 2020, a CPFL Energia, por meio de Comunicado ao Mercado, informou que, sobre a deslistagem de suas ADRs da NYSE, arquivou naquela data perante a SEC dos EUA o seu "post-effective Amendment" ao Form F-3, nos termos do U.S. Securities Exchange Act of 1934 ("Exchange Act") para cancelar o registro de valores mobiliários registrados e não negociados com base nesse Form F-3.

Em 15 de junho de 2020, a CPFL Energia, por meio de Comunicado ao Mercado, informou que, tendo em vista o cumprimento dos critérios aplicáveis, arquivou naquela data perante a SEC dos EUA um Form 15F para cancelar seu registro e encerrar suas obrigações de divulgação nos termos do Exchange Act. Decorridos 90 dias do arquivamento, sem manifestação da SEC, tornou-se efetivo o cancelamento de seu registro e encerramento de suas obrigações de divulgação nos termos do Exchange Act.

*Alesta Sociedade de Crédito Direto S.A. e incorporação das ações da CPFL Total*

Em 15 de abril de 2020, a Alesta Sociedade de Crédito Direto S.A. foi constituída e teve sua autorização para funcionamento concedido pelo Banco Central do Brasil em 22 de julho de 2020, e tem por objeto (i) a realização de operações de empréstimo de financiamento e de aquisição de direitos creditórios exclusivamente por meio de plataforma eletrônica, com utilização de recursos financeiros que tenham

## 10. Comentários dos diretores / 10.3 - Efeitos relevantes nas DFs

como origem o capital próprio, (ii) a prestação de serviços de análise de crédito e cobrança de crédito para terceiros (iii) a atuação como representante de seguros na distribuição de seguro relacionado com as operações mencionadas no item (i), e (iv) participação no capital de outras sociedades, como sócia ou acionista, exceto instituições financeiras.

Em 25 de novembro de 2020, foi aprovado o aumento de capital social da Companhia no valor de R\$ 7.094, passando de R\$ 1.000 para R\$ 8.094, mediante emissão de 7.094.269 novas ações ordinárias, nominativas e sem valor nominal.

Em 6 de novembro de 2020, foi aprovada, nos termos do artigo 252 e ss. da Lei 6.404/76, a operação societária de incorporação de ações da CPFL Total, de forma que se torna uma subsidiária integral da Alesta, com o consequente aumento do capital social pelas acionistas CPFL Energia e CPFL Brasil no valor total de R\$ 30.031, passando de R\$ 8.094 para R\$ 38.125, mediante emissão de 30.031.232 novas ações ordinárias, nominativas e sem valor nominal, conforme relação de substituição acionária, por meio da versão das ações da CPFL Total. A operação foi realizada em 30 de novembro de 2020 e possuiu o objetivo de aprimorar os processos internos com a especialização das atividades desenvolvidas e garantir melhor utilização da expertise técnica e obtenção de ganhos sinérgicos com a unificação desses ativos na estrutura da Alesta.

### *Cisão parcial da controlada Nect*

Em 30 de setembro de 2019, foi aprovada a cisão parcial da Nect Serviços Administrativos de Infraestrutura Ltda. - "CPFL Infra" (anteriormente denominada Nect Serviços Administrativos Ltda.) em quatro segmentos de negócios específicos (Suprimentos, Recursos Humanos, Serviços Financeiros e Infraestrutura) e a incorporação da parcela cindida para as três novas empresas CPFL Supre, CPFL Finanças e CPFL Pessoas. A operação tem como objetivo a melhora na qualidade dos serviços prestados pela empresa, através de uma maior especialização se suas atividades. O acervo líquido apurado nesta transação foi de R\$ 16.746 e não gerou nenhum efeito nas demonstrações financeiras consolidadas do grupo e nem tampouco alteração na participação acionária das empresas.

### **c) eventos ou operações não usuais**

Não aplicável em razão de não ter havido eventos ou operações não usuais no exercício.

## 10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases

### 10.4. Comentários dos diretores sobre:

#### a) mudanças significativas nas práticas contábeis

##### 2021

As demonstrações financeiras de 2021 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.

Algumas novas normas entraram em vigor a partir de 1º de janeiro de 2021, mas não afetaram materialmente as demonstrações financeiras do Grupo.

Mais detalhes sobre mudanças nas práticas contábeis, vide nota 3 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

##### 2020

As demonstrações financeiras de 2020 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.

Algumas novas normas entraram em vigor a partir de 1º de janeiro de 2020, mas não afetaram materialmente as demonstrações financeiras do Grupo.

##### 2019

As demonstrações financeiras de 2019 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 2019, sendo os mais relevantes o IFRS 16 / CPC 06 (R2) Operações de arrendamento mercantil e IFRIC 23 / ICPC 22 Incerteza sobre tratamento de tributos sobre lucro.

#### a) IFRS 16 / CPC 06 (R2) – Operações de Arrendamento Mercantil

Emitida em 13 de janeiro de 2016, estabelece, na visão do arrendatário, nova forma de registro contábil para os arrendamentos atualmente classificados como arrendamentos operacionais, cujo registro contábil passa a ser realizado de forma similar aos arrendamentos classificados como financeiros. No que diz respeito aos arrendadores, praticamente mantém os requerimentos do IAS 17 / CPC 06 (R1), incluindo apenas alguns aspectos adicionais de divulgação. A IFRS 16 / CPC 06 (R2) é aplicável para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2019.

A IFRS 16 introduz um modelo único de contabilização de arrendamentos no balanço patrimonial para arrendatários, eliminando a antiga classificação entre arrendamentos mercantis financeiros e operacionais. O arrendatário reconhece um ativo referente ao direito de uso de utilizar o ativo arrendado e, um passivo de arrendamento, que representa a obrigação de efetuar pagamentos do arrendamento. Isenções estão disponíveis para arrendamentos de curto prazo (contratos com duração máxima de 12 meses) e itens de baixo valor (valor justo do ativo identificado arrendado seja inferior a US\$ 5 mil).

A norma define que um contrato é ou contém um arrendamento se o mesmo transmite o direito de controlar o uso de um ativo identificado por um período de tempo, em troca de uma contraprestação. A Companhia e suas controladas avaliaram o pronunciamento, principalmente, para os contratos de arrendamento de terrenos das usinas eólicas das controladas indiretas da CPFL Renováveis, por apresentarem valores relevantes e por serem de longo prazo. Pelo fato de a maioria desses apresentarem remuneração variável ao arrendador com base na energia gerada por cada complexo, a IFRS 16 não permite que seja reconhecido o passivo de arrendamento e, por consequência, o

## 10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases

direito de uso relacionados a esses contratos. Para os demais contratos, em que o arrendador tem direito a uma remuneração fixa, o Grupo avaliou a norma e concluiu que não houve impacto material na adoção da mesma.

Para os demais contratos nos quais a Companhia e/ou suas controladas atuam como arrendatárias, como resultado da aplicação inicial do CPC 06 (R2) / IFRS 16, em relação aos arrendamentos que anteriormente eram classificados como operacionais, os valores resultantes do ativo de direito de uso, bem como do passivo de arrendamento foram considerados imateriais e não foram registrados.

### b) IFRIC 23 / ICPC 22 – Incerteza sobre tratamento de tributos sobre o lucro

Emitida em maio de 2017, surge com o intuito de esclarecer a contabilização de posições fiscais que poderão não ser aceitas pelas autoridades fiscais relativos às matérias de IRPJ e CSLL. Em linhas gerais, o principal ponto de análise da interpretação refere-se à probabilidade de aceitação do Fisco sobre o tratamento fiscal escolhido pelo Grupo.

A IFRIC 23 / ICPC 22 é aplicável para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2019. O Grupo avaliou a interpretação e o impacto da adoção da norma foi a reclassificação dos saldos de provisões para riscos fiscais referentes aos tributos sobre o lucro para a rubrica de Imposto de renda pessoa jurídica.

### **b) efeitos significativos das alterações em práticas contábeis**

As mudanças nas práticas contábeis em 2021, 2020 e de 2019 e seus efeitos estão divulgadas no item 10.4. linha (a).

### **c) ressalvas e ênfases presentes no relatório do auditor**

O Relatório dos Auditores Independentes, referente ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2021, datado de 17 de março de 2022, emitido pela KPMG Auditores Independentes, não contém parágrafos de ênfases ou ressalvas.

O Relatório dos Auditores Independentes, referente ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2020, datado de 17 de março de 2021, emitido pela KPMG Auditores Independentes, não contém parágrafos de ênfases ou ressalvas.

O Relatório dos Auditores Independentes, referente ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2019, datado de 5 de março de 2020, emitido pela KPMG Auditores Independentes, não contém parágrafos de ênfases ou ressalvas.

## 10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

**10.5. Indicações e comentários dos diretores sobre políticas contábeis críticas adotadas pelo emissor, explorando, em especial, estimativas contábeis feitas pela administração sobre questões incertas e relevantes para a descrição da situação financeira e dos resultados, que exijam julgamentos subjetivos ou complexos, tais como: provisões, contingências, reconhecimento da receita, créditos fiscais, ativos de longa duração, vida útil de ativos não-circulantes, planos de pensão, ajustes de conversão em moeda estrangeira, custos de recuperação ambiental, critérios para teste de recuperação de ativos e instrumentos financeiros.**

Ao elaborar as demonstrações financeiras, fazemos estimativas relativas a diversos assuntos. Alguns desses assuntos são altamente imprevisíveis, fazendo com que estas estimativas dependam de opiniões formuladas com base nas informações disponíveis. Discutem-se ainda determinadas políticas contábeis relativas a questões regulatórias. Na discussão a seguir, foram identificados diversos outros assuntos com relação aos quais as apresentações financeiras seriam prejudicadas caso (i) fossem utilizadas estimativas diferentes, ou (ii) no futuro, as estimativas sejam alteradas com razoável probabilidade de ocorrer.

A discussão trata apenas das estimativas mais importantes com base no grau de imprevisibilidade e na probabilidade de impacto relevante, caso outras estimativas fossem utilizadas em seu lugar. Há muitas outras áreas nas quais estimativas são utilizadas para situações imprevisíveis, mas o efeito provável da alteração ou substituição das estimativas não é relevante para as demonstrações financeiras. Veja as notas explicativas às demonstrações financeiras, para discussão mais detalhada da aplicação destas e de outras políticas contábeis.

### *IFRS 16 / CPC 06 (R2) – Operações de Arrendamento Mercantil*

A Companhia e suas controladas avaliaram o pronunciamento, principalmente, para os contratos de arrendamento de terrenos das usinas eólicas das controladas indiretas da CPFL Renováveis, por apresentarem valores relevantes e por serem de longo prazo. Pelo fato de a maioria desses apresentarem remuneração variável ao arrendador com base na energia gerada por cada complexo, a IFRS 16 não permite que seja reconhecido o passivo de arrendamento e, por consequência, o direito de uso relacionados a esses contratos. Para os demais contratos, em que o arrendador tem direito a uma remuneração fixa, o Grupo avaliou a norma e concluiu que não houve impacto material na adoção dela.

Para os demais contratos nos quais a Companhia e/ou suas controladas atuam como arrendatárias, como resultado da aplicação inicial do CPC 06 (R2) / IFRS 16, em relação aos arrendamentos que anteriormente eram classificados como operacionais, os valores resultantes do ativo de direito de uso, bem como do passivo de arrendamento foram considerados imateriais e não foram registrados.

### *IFRIC 23 / ICPC 22 – Incerteza sobre tratamento de tributos sobre o lucro*

Em linhas gerais, o principal ponto de análise da interpretação refere-se à probabilidade de aceitação do Fisco sobre o tratamento fiscal escolhido pelo Grupo.

A IFRIC 23 / ICPC 22 é aplicável para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2019. O Grupo avaliou a interpretação e o impacto da adoção da norma foi a reclassificação dos saldos de

## 10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

provisões para riscos fiscais referentes aos tributos sobre o lucro para a rubrica de Imposto de renda pessoa jurídica.

### *Intangível e Ativo Contratual em Curso*

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

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

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

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

Nas demonstrações financeiras individuais, a mais valia dos ativos líquidos adquiridos em combinações de negócios é incluída ao valor contábil do investimento e sua respectiva amortização é classificada na demonstração do resultado individual na linha de "resultado de participações societárias" em atendimento ao ICPC 09 (R2). Nas demonstrações financeiras consolidadas este valor é apresentado como intangível e sua amortização é classificada na demonstração do resultado consolidado como "amortização de intangível de concessão" em outras despesas operacionais.

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

(i) Adquiridos através de combinações de negócios: a parcela oriunda de combinações de negócios que corresponde ao direito de exploração da concessão amortizada linearmente.

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

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

### *Recuperação de Ativos Financeiros (Impairment)*

#### **Ativos financeiros**

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

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

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

## 10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

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

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

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

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

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

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

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

### **Ativos não financeiros**

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

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

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

### *Benefícios a empregados*

## 10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

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

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

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

### *Impostos diferidos*

A contabilização dos impostos sobre o lucro requer o registro de ativos e passivos correntes e diferidos. Dessa forma, os efeitos das diferenças entre o valor contábil para fins fiscais do ativo e passivo e os montantes reconhecidos nas demonstrações financeiras consolidadas são tratadas como diferenças temporárias para os fins de registro do imposto de renda diferido.

O crédito fiscal diferido é testado regularmente para fins de recuperação, sendo que não será reconhecido se a probabilidade de não realização for maior que a probabilidade de realização. Se formos incapazes de gerar lucros tributáveis futuros suficientes, ou se houver alteração relevante nas alíquotas de imposto efetivas, ou período no qual as diferenças temporárias subjacentes se tornem tributáveis ou dedutíveis, podemos estar obrigadas a estabelecer uma provisão de desvalorização total ou parcial do crédito fiscal diferido. Isso pode resultar em um aumento substancial da alíquota efetiva de imposto e um impacto adverso relevante sobre os resultados operacionais.

### *Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas*

Somos partes de processos judiciais no Brasil, decorrentes do curso normal dos negócios, relativos a questões fiscais, trabalhistas, cíveis entre outras.

As provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas são estimados com base em experiência histórica, na natureza das reclamações, bem como com base na atual posição das reclamações. As avaliações relativas a essas provisões são realizadas por vários de nossos especialistas internos e externos. O registro das provisões requer julgamento significativo por parte da administração no tocante às probabilidades estimadas e limites de exposição de obrigação em potencial. A avaliação da nossa administração a respeito da exposição aos riscos fiscais, cíveis e trabalhistas pode se alterar à medida que se deem novos acontecimentos ou passem a ficar disponíveis mais informações. O desfecho destas provisões pode variar de maneira significativa, acarretando impacto relevante sobre os resultados operacionais, fluxos de caixa e situação financeira.

### *Instrumentos financeiros*

#### **Ativos financeiros**

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

**10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas**

Mensuração subsequente e ganhos e perdas:

Ativos financeiros mensurados a valor justo por meio do resultado	Esses ativos são subsequentemente mensurados ao valor justo. O resultado líquido, incluindo juros ou receita de dividendos, é reconhecido no resultado.
Ativos financeiros a custo amortizado	Estes ativos são mensurados de forma subsequente ao custo amortizado utilizando o método dos juros efetivos. O custo amortizado é reduzido por perdas por <i>impairment</i> . As receitas de juros, ganhos e perdas cambiais e <i>impairment</i> são reconhecidos no resultado. Qualquer ganho ou perda no desreconhecimento é reconhecido no resultado.
Instrumentos de dívida ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes	Esses ativos são mensurados de forma subsequente ao valor justo. Os resultados líquidos são reconhecidos em outros resultados abrangentes, com exceção dos rendimentos de juros calculados utilizando o método de juros efetivos, ganhos e perdas cambiais e <i>impairment</i> que devem ser reconhecidos no resultado. No momento do desreconhecimento, o efeito acumulado em outros resultados abrangentes é reclassificado para o resultado. O Grupo não detém ativos financeiros desta classificação.
Instrumentos patrimoniais ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes	Esses ativos são mensurados de forma subsequente ao valor justo. Todas as variações são reconhecidas em outros resultados abrangentes e nunca serão reclassificadas para o resultado, exceto dividendos que são reconhecidos como ganho no resultado (a menos que o dividendo represente claramente uma recuperação de parte do custo do investimento). O Grupo não detém ativos financeiros desta classificação.

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

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

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

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

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

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

Todos os ativos financeiros não classificados como mensurados ao custo amortizado ou ao VJORA, conforme descrito acima, são classificados como ao VJR. Isso inclui todos os ativos financeiros derivativos (vide nota explicativa 35). No reconhecimento inicial, o Grupo pode designar de forma

## 10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

irrevogável um ativo financeiro não derivativo que de outra forma atenda os requisitos para ser mensurado ao custo amortizado ou ao VJORA como ao VJR se isso eliminar ou reduzir significativamente um descasamento contábil que de outra forma surgiria.

Avaliação do modelo de negócio:

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

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

As transferências de ativos financeiros para terceiros em transações que não se qualificam para o desreconhecimento não são consideradas vendas, de maneira consistente com o reconhecimento contínuo dos ativos do Grupo.

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

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

Para fins dessa avaliação, o 'principal' é definido como o valor justo do ativo financeiro no reconhecimento inicial. Os 'juros' são definidos como uma contraprestação pelo valor do dinheiro no tempo e pelo risco de crédito associado ao valor principal em aberto durante um determinado período de tempo e pelos outros riscos e custos básicos de empréstimos (por exemplo, risco de liquidez e custos administrativos), assim como uma margem de lucro.

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

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

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

### Passivos financeiros

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

## 10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

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

O Grupo realiza o registro contábil de garantias financeiras quando estas são concedidas para entidades não controladas ou quando a garantia financeira é concedida em um percentual maior que o de sua participação para cobertura de compromissos de empreendimentos controlados em conjunto. Tais garantias são inicialmente registradas ao valor justo, através de (i) um passivo que corresponde ao risco assumido do não pagamento da dívida e que é amortizado contra receita financeira no mesmo tempo e proporção da amortização da dívida, e (ii) um ativo que corresponde ao direito de ressarcimento pela parte garantida ou uma despesa antecipada em função das garantias, que é amortizado pelo recebimento de caixa de outros acionistas ou pela taxa de juros efetiva durante o prazo da garantia. Subsequentemente ao reconhecimento inicial, as garantias são mensuradas periodicamente pelo maior valor entre o montante determinado de acordo com o CPC 25/IAS 37 e o montante inicialmente reconhecido, menos sua amortização acumulada.

Para as dívidas contratadas a partir do primeiro trimestre de 2020, devido à características na época das contratações, o Grupo reconheceu os ganhos ou as perdas decorrentes dos empréstimos em moeda estrangeira mensurados a valor justo no resultado. Vide nota explicativa 18.

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

As classificações dos instrumentos financeiros (ativos e passivos) estão demonstradas na nota 35.

### **Capital social**

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

### *Depreciação de Ativo Imobilizado e Amortização de Ativos Intangíveis*

A depreciação é registrada utilizando o método linear, em tarifas anuais baseadas na vida útil estimada dos ativos, de acordo com os regulamentos da ANEEL e a prática do setor adotada no Brasil.

Os ativos intangíveis são compostos por naturezas distintas as quais impactam na forma pela qual a amortização é realizada, conforme descrito abaixo:

- Adquiridos através de combinações de negócios: A parcela do ágio oriunda de combinações de negócios que corresponde ao direito de exploração da concessão é apresentada como ativo intangível e amortizada linearmente pelo período remanescente das respectivas autorizações de exploração;
- Investimentos na infraestrutura (aplicação do ICPC 01 e IFRIC 12 – Contratos de Concessão): Uma vez que o prazo para exploração é definido contratualmente, este ativo intangível de vida útil definida é amortizado pelo prazo de concessão de acordo com uma curva que reflita o padrão de consumo em relação aos benefícios econômicos esperados.
- Uso do Bem Público: O ativo intangível referente a esta natureza é amortizado linearmente pelo período remanescente da concessão.

## 10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

### *Contratos de concessão*

#### **Distribuidoras:**

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

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

O valor do ativo financeiro da concessão das distribuidoras é determinado com base em seu valor justo, apurado através da base de remuneração dos ativos da concessão, conforme legislação vigente estabelecida pelo órgão regulador (ANEEL), e leva em consideração as alterações no valor justo, tomando por base principalmente os fatores como valor novo de reposição e atualização pelo IPCA para as controladas do segmento de distribuição. O ativo financeiro das distribuidoras enquadra-se na categoria valor justo por meio do resultado e as mudanças nos valores justos têm como contrapartida a conta de receita operacional (notas 4 e 27).

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

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

#### **Transmissoras:**

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

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

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

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

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

i. Atribuiu margens esperadas de construção entre 5,1% e 7,8%, antes dos impostos, e de operação e manutenção entre 7% e 45% no início de cada projeto para o reconhecimento das respectivas receitas. Em relação aos contratos indenizatórios por se tratar exclusivamente de indenização e não construção de ativos, não são reconhecidas margens.

## 10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

ii. A atualização monetária do ativo contratual reconhecida pela taxa implícita é estabelecida no início de cada projeto após a alocação das margens de construção e de operação. A taxa implícita que remunera o ativo de contrato varia entre 4% a.a. e 18% a.a.

A companhia monitora o retorno dos seus investimentos de transmissão e atualmente a taxa nominal antes dos impostos esperada para seus projetos varia entre 12% a.a e 16% a.a.

### *Reconhecimento de receita*

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

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

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

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

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

A receita de comercialização de energia é registrada com base em contratos bilaterais firmados com agentes de mercado e devidamente registrados na CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

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

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

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

A prestação de serviços de construção da infraestrutura das transmissoras é registrada de acordo com o CPC 47 / IFRS 15, tendo como contrapartida um ativo contratual.

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

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

## 10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

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

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

**10. Comentários dos diretores / 10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs****10.6. Descrição dos diretores sobre itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras do emissor**

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

- i. arrendamentos mercantis operacionais, ativos e passivos;***
- ii. carteiras de recebíveis baixadas sobre as quais a entidade mantenha riscos e responsabilidades, indicando respectivos passivos;***
- iii. contratos de futura compra e venda de produtos ou serviços;***
- iv. contratos de construção não terminada;***
- v. contratos de recebimentos futuros de financiamento;***

Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019 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 10.1.c deste Formulário de Referência.

***b) outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras.***

Não há outros itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras do emissor.

**10. Comentários dos diretores / 10.7 - Coment. s/itens não evidenciados**

**10.7 Em relação a cada um dos itens não evidenciados nas demonstrações financeiras indicados no item 10.6, 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;***

De acordo com as normas contábeis vigentes, a Companhia divulga em suas demonstrações financeiras todas as transações relevantes de que é parte, ou em que retenha qualquer risco por conta de participação societária ou contrato. Não há transações ou operações não evidenciadas nas demonstrações financeiras que possam impactar a Companhia significativamente.

***b) natureza e o propósito da operação;***

Não aplicável.

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

Não aplicável.

**10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios**

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

**a) investimentos, incluindo:****i. descrição quantitativa e qualitativa dos investimentos em andamento e dos investimentos previstos;**

Os principais investimentos nos últimos anos têm sido destinados à manutenção e ao aprimoramento da rede de distribuição e aos projetos de geração. A tabela a seguir apresenta os investimentos da Companhia nos três anos encerrados em 31 de dezembro de 2022, 2021 e 2020 e a projeção para os anos de 2023 a 2027:

	<b>Exercício encerrado em 31 de dezembro</b>							
	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023*</b>	<b>2024*</b>	<b>2025*</b>	<b>2026*</b>	<b>2027*</b>
	<b>(em milhões)</b>							
Distribuição	2.317	3.028	4.556	3.928	4.418	4.219	4.064	3.958
Geração	283	466	297	519	252	164	150	119
Comercialização e outros investimentos	74	107	76	125	72	63	81	71
Transmissão	134	397	701	642	684	688	649	514
<b>Total</b>	<b><u>2.808</u></b>	<b><u>3.997</u></b>	<b><u>5.630</u></b>	<b><u>5.215</u></b>	<b><u>5.427</u></b>	<b><u>5.133</u></b>	<b><u>4.944</u></b>	<b><u>4.662</u></b>

\* Investimento planejado.

Planejamos investir aproximadamente R\$ 5.215 milhões em 2023, R\$ 5.427 milhões em 2024, R\$ 5.133 milhões em 2025, R\$ 4.944 milhões em 2026 e R\$ 4.662 em 2027. Dos investimentos totais orçados para este período, R\$ 20.588 milhões são esperados de serem investidos no nosso segmento de distribuição e R\$ 1.204 milhões no nosso segmento de Geração. Adicionalmente, durante este período, planejamos investir R\$ 3.178 milhões em nosso segmento de transmissão e R\$ 412 milhões em nossos segmentos de comercialização e serviços. Parte dos gastos previstos, particularmente quanto aos projetos de geração, já se encontram formalmente contratados.

**ii. fontes de financiamento dos investimentos;**

As principais fontes de recursos das controladas da Companhia são provenientes da geração de caixa operacional e de financiamentos. Para o biênio de 2022 e 2023, 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;**

Não aplicável em razão de não estar, em andamento, desinvestimento relevante, bem como não haver previsão de desinvestimentos futuros.

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

## 10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios

### **2021, 2020 e 2019**

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

Para mais detalhes sobre a aquisições de plantas e outros ativos, vide item 10.3.b supracitado.

#### ***c) novos produtos e serviços:***

##### ***i. descrição das pesquisas em andamento já divulgadas;***

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

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

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

##### ***iii. projetos em desenvolvimento já divulgados;***

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

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

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

## 10. Comentários dos diretores / 10.9 - Outros fatores com influência relevante

<b>10.9. Comentários dos diretores sobre outros fatores que influenciaram de maneira relevante o desempenho operacional e que não tenham sido identificados ou comentados nos demais itens desta seção</b>
--

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

## 11. Projeções / 11.1 - Projeções divulgadas e premissas

### 11. Projeções

#### 11.1 As projeções devem identificar:

**a) objeto da projeção;**

Nos termos do artigo 20 da Instrução CVM 480, a divulgação de projeções e estimativas é facultativa. Dessa forma, a Companhia optou por também não divulgar neste Formulário de Referência projeções de qualquer natureza (inclusive operacionais ou financeiras) relacionadas a ela ou às suas atividades e às de suas controladas.

**b) período projetado e o prazo de validade da projeção;**

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

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

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

**d) Valores dos indicadores que são objeto de previsão (em milhões de reais)**

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

## 11. Projeções / 11.2 - Acompanhamento das projeções

<b>11.2 Na hipótese de o emissor ter divulgado, durante os 3 últimos exercícios sociais, projeções sobre a evolução de seus indicadores:</b>
--

**a) informar quais estão sendo substituídas por novas projeções incluídas no formulário e quais delas estão sendo repetidas no formulário;**

Nos termos do artigo 20 a Instrução CVM 480, 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.

## 12. Assembléia e administração / 12.1 - Estrutura administrativa

### 12. Assembleia geral e administração

#### 12.1 Descrever a estrutura administrativa do emissor, conforme estabelecido no seu estatuto social e regimento interno, identificando:

- a) atribuições do conselho de administração e dos órgãos e comitês permanentes que se reportam ao conselho de administração.

#### **ÓRGÃOS DA COMPANHIA E SUAS ATRIBUIÇÕES**

##### **a.1) Conselho de Administração**

O Conselho de Administração da CPFL Energia é um órgão colegiado, composto por um mínimo de 5 (cinco) e no máximo 9 (nove) membros, todos eleitos e destituíveis pela Assembleia Geral, com mandato unificado de 2 (dois) anos, sendo permitida a reeleição. Dentre seus membros, deverá haver, no mínimo, 2 (dois) ou 20% (vinte por cento) de conselheiros independentes, o que for maior, em linha com o disposto no Regulamento do Novo Mercado da B3 e no Estatuto Social da Companhia, devendo ser expressamente declarados como tais na ata da Assembleia Geral que os eleger, sendo também considerado conselheiro independente aquele eleito mediante faculdade prevista nos Parágrafos 4º e 5º do Artigo 141, da lei 6.404/1976 ("Lei das Sociedades por Ações").

Dentre os membros do Conselho de Administração, é eleito, na primeira reunião que ocorrer após a eleição dos referidos membros, um Presidente. Os cargos de Presidente do Conselho de Administração e de Diretor Presidente (ou principal executivo) da Companhia não podem ser exercidos pela mesma pessoa.

Atualmente, o Conselho de Administração da Companhia é composto por 7 (sete) membros, dos quais 2 (dois) são considerados independentes.

O Conselho de Administração é um órgão colegiado deliberativo responsável por determinar as diretrizes estratégicas da Companhia e de suas subsidiárias e afiliadas, bem como por proteger o objeto social da Companhia e o sistema de governança. Além do Regimento Interno, suas competências e atribuições estão dispostas tanto na Lei das Sociedades por Ações, no Estatuto Social da Companhia e nas Diretrizes de Governança Corporativa.

##### **a.2) Diretoria Executiva**

A Diretoria Executiva é responsável por conduzir todos os negócios da Companhia, bem como pela execução da estratégia corporativa definida pelo Conselho de Administração. Nos termos do Estatuto Social, é composta por 9 (nove) membros, sendo 1 Diretor Presidente, 1 Diretor Vice-Presidente Executivo, 1 Diretor Vice-Presidente de Operações Reguladas, 1 Diretor Vice-Presidente de Operações de Mercado, 1 Diretor Vice-Presidente Jurídico e de Relações Institucionais, 1 Diretor Vice-Presidente de Desenvolvimento de Negócios, 1 Diretor Vice-Presidente Financeiro, que acumula as funções de Diretor de Relações com Investidores, 1 Diretor Vice-Presidente de Estratégia, Inovação e Excelência de Negócio e 1 Diretor Vice-Presidente de Gestão Empresarial, todos eleitos pelo Conselho de Administração, com mandato unificado de 2 (dois) anos, sendo permitida a reeleição.

As competências e atribuições da Diretoria Executiva estão dispostas na Lei das Sociedades por Ações, no Estatuto Social da Companhia, em seu Regimento Interno e nas Diretrizes de Governança Corporativa.

##### **a.3) Conselho Fiscal**

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações e com o nosso Estatuto Social, o Conselho Fiscal é um órgão independente da administração da Companhia, com funcionamento permanente, composto por 3 (três) membros efetivos e igual número de suplentes, todos eleitos e destituíveis pela Assembleia Geral, com mandato unificado de 1 (um) ano, sendo permitida a reeleição. Ao menos 1 (um) dos

## 12. Assembléia e administração / 12.1 - Estrutura administrativa

membros do Conselho Fiscal será considerado membro profissional de acordo com a legislação e regulamentação aplicável.

As competências deste órgão estão previstas na Lei das Sociedades por Ações, no Estatuto Social da Companhia, no respectivo Regimento Interno e demais legislações aplicáveis, destacando-se, dentre elas: a fiscalização dos atos dos administradores e a avaliação do cumprimento dos seus deveres legais e estatutários; e o exame e opinião sobre as demonstrações financeiras de cada exercício social. O Conselho Fiscal deve reportar as suas observações aos acionistas.

### **a.4) Comitês e Comissões**

Os Comitês e Comissões de Assessoramento ao Conselho de Administração são órgãos com a atribuição de assessorar o Conselho de Administração da CPFL Energia. Sua, composição, competência e funcionamento são definidos no Regimento Interno dos Comitês e Comissões de Assessoramento ao Conselho de Administração.

Nos termos do referido regimento, os membros dos Comitês e Comissões são indicados pelo Presidente do Conselho de Administração para cumprirem, após aprovação pelo órgão colegiado, o mandato de 1 (um) ano a partir da data de posse, podendo haver reeleição.

Ao longo do exercício de 2021, a Companhia conta com 5 (cinco) Comitês de Assessoramento ao Conselho de Administração de funcionamento permanente: Comitê de Estratégia e Gestão de Processos, Comitê de Gestão de Recursos Humanos, Comitê de Orçamento e Finanças Corporativas, Comitê de Gestão de Riscos e Comitê de Partes Relacionadas.

Em outubro de 2021, foi aprovado o Comitê de Auditoria, em observância à regulamentação do Novo Mercado, cuja composição conta com 3 (três) membros, sendo 2 (dois) independentes, indicados pelo presidente do Conselho de Administração da Companhia e eleitos pelo Conselho de Administração. O mandato dos membros é de 2 (dois) anos, podendo ser exercido por até 10 (dez) anos.

Em maio de 2022, após a reavaliação da Companhia referente aos Comitês de Assessoramento ao Conselho de Administração, passam a vigorar os seguintes Comitês: Comitê de Estratégia, Crescimento, Inovação e ESG, Comitê de Pessoas, Comitê de Finanças e Gestão de Riscos, Comitê de Auditoria e Comitê de Partes Relacionadas.

Cada comitê é composto por 3 (três) membros efetivos, podendo ter até 3 (três) membros suplentes. O Comitê de Partes Relacionadas é composto por 2 (dois) membros independentes, respeitando as definições do Regulamento do Novo Mercado.

Adicionalmente aos Comitês de Assessoramento, nosso Conselho de Administração pode criar comissões de trabalho *ad hoc*, caso seja necessário por determinado período de tempo. As responsabilidades de uma comissão devem ser definidas pelo Conselho de Administração quando de sua criação.

Para o período de mandato 2020/2021, os membros dos Comitês foram nomeados na 419ª Reunião do Conselho de Administração, realizada em 13 de agosto de 2020.

#### **i. se possuem regimento interno próprio, informando, em caso positivo, órgão responsável pela aprovação, data da aprovação e, caso o emissor divulgue esses regimentos, locais na rede mundial de computadores onde esses documentos podem ser consultados**

Os órgãos de governança corporativa da CPFL Energia possuem Regimento Interno próprio.

O Conselho de Administração da Companhia tem seu funcionamento disciplinado em um Regimento Interno, em sua última alteração, foi aprovado na 461ª Reunião do Conselho de Administração realizada em 16 de dezembro de 2021.

## 12. Assembléia e administração / 12.1 - Estrutura administrativa

O Regimento Interno da Diretoria Executiva da Companhia, em sua última atualização, foi aprovado na 461ª Reunião do Conselho de Administração realizada em 16 de dezembro de 2021.

O Conselho Fiscal da Companhia aprovou a versão mais recente de seu Regimento Interno na 235ª Reunião do Conselho Fiscal datada de 14 de dezembro de 2021. O documento também foi analisado pelo Conselho de Administração na 461ª Reunião do Conselho de Administração realizada em 16 de dezembro de 2021.

O Comitê de Auditoria Estatutário da Companhia possui regimento interno aprovado na 457ª Reunião do Conselho de Administração realizada em 14 de outubro de 2021.

Por fim, o Regimento Interno dos Comitês e Comissões de Assessoramento ao Conselho de Administração mais recente foi aprovado pela 461ª Reunião do Conselho de Administração da CPFL Energia, realizada em 16 de dezembro de 2021, entrando em vigor no dia seguinte ao da reunião ordinária do CA, a ser realizada em maio de 2022.

Os referidos documentos podem ser consultados no *website* de Relação com Investidores da Companhia: <https://www.cpf.com.br/ri> (neste *website*, acessar em "Governança Cooperativa" em seguida, selecionar "Estatutos Sociais e Políticas").

### **ii. se o emissor possui comitê de auditoria estatutário, informando, caso positivo, suas principais atribuições, forma de funcionamento e se o mesmo atende aos requisitos da regulamentação emitida pela CVM a respeito do assunto**

A Companhia possui Comitê de Auditoria Estatutário ("CoA"), aprovado na 457ª Reunião do Conselho de Administração, realizada em 14 de outubro de 2021, nos termos do regulamento aplicável da Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") e conforme disposto no Artigo 22 do Regulamento do Novo Mercado, iniciando seu funcionamento em novembro de 2021.

O CoA é órgão permanente da Companhia, de assessoramento do Conselho de Administração, com dotação orçamentária própria, para conduzir ou determinar a realização de consultas, avaliações e investigações dentro do escopo de suas atividades, incluindo a contratação de advogados e especialistas externos, dentro dos limites aprovados pelo Conselho de Administração conforme solicitado pelo próprio CoA.

O CoA atua com autonomia e independência no exercício de suas funções, reportando-se diretamente ao Conselho de Administração e servindo como órgão auxiliar, consultivo e de assessoramento, sem poder decisório ou atribuições executivas.

As atribuições do CoA da Companhia estão descritas em seu Regimento Interno Próprio aprovado na 457ª Reunião do Conselho de Administração, realizada em 14 de outubro de 2021 e no Regulamento do Novo Mercado.

### **iii. 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 informando o 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**

O Conselho de Administração avalia o trabalho da auditoria independente por meio de reports e esclarecimentos. Os serviços de extra-auditoria são submetidos à aprovação prévia do Conselho de Administração e do Comitê de Auditoria da Companhia, com a declaração dos auditores de sua independência e da ausência de impedimentos para a realização dos trabalhos contratados.

## 12. Assembléia e administração / 12.1 - Estrutura administrativa

Na 461ª Reunião do Conselho de Administração realizada em 16 de dezembro de 2021, foi aprovada a Política de Contratação de Auditores Independentes, a qual pode ser consultada no *website* de Relação com Investidores da Companhia: <https://www.cpfl.com.br/ri> (neste *website*, acessar em "Governança Cooperativa" em seguida, selecionar "Estatutos Sociais e Políticas").

**b) em relação aos membros da diretoria estatutária, suas atribuições e poderes individuais, indicando se a diretoria possui regimento interno próprio, e informando, em caso positivo, órgão responsável pela aprovação, data da aprovação e, caso o emissor divulgue o regimento, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado**

As atribuições da Diretoria Estatutária da Companhia estão descritas no Estatuto Social da Companhia e em Regimento Interno Próprio cuja a sua versão atualizada foi aprovada na 461ª Reunião do Conselho de Administração realizada em 16 de dezembro de 2021.

Atualmente a Diretoria Estatutária da Companhia é composta pelos seguintes cargos:

## 12. Assembléia e administração / 12.1 - Estrutura administrativa

CARGO	ATRIBUIÇÕES
Diretor Presidente	<p>Dirigir e liderar todos os negócios e a administração geral da Companhia e de suas subsidiárias e afiliadas; promover o desenvolvimento e a execução da estratégia corporativa, incluindo a gestão corporativa de riscos e de pessoas e a gestão regulatória; exercer as demais atribuições que lhe foram conferidas por este Estatuto e pelo Conselho de Administração. O Diretor Presidente tem como seus deveres exclusivos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>(i) convocar e presidir as reuniões da Diretoria Executiva;</li> <li>(ii) conceder licença aos membros da Diretoria Executiva e indicar-lhes substitutos;</li> <li>(iii) coordenar e orientar os trabalhos dos Diretores Vice-Presidentes;</li> <li>(iv) propor ao Conselho de Administração as áreas de atuação de cada Diretor Vice-Presidente</li> <li>(v) tomar decisões de caráter de urgência de competência da Diretoria Executiva, "ad referendum" desta;</li> <li>(vi) representar a Companhia em Assembleias Gerais de acionistas e/ou de quotistas da Sociedade e de suas subsidiárias e afiliadas, ou indicar um Diretor Vice-Presidente ou um procurador para, em seu lugar, representar a Companhia; e</li> <li>(vii) indicar os membros do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva das subsidiárias e afiliadas, de acordo com a quantidade de ações ou quotas detidas pela Companhia, nos termos da alínea "c" do Art. 17 deste Estatuto.</li> </ul>
Diretor Vice-Presidente Executivo	<p>Auxiliar o Diretor Presidente em todas as suas atribuições. O Diretor Vice-Presidente Executivo terá como atribuições exclusivas, em relação à Companhia e às suas subsidiárias e afiliadas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>(i) supervisionar o desenvolvimento de novos negócios, as áreas administrativas e financeiras;</li> <li>(ii) supervisionar a comunicação, as questões legais, de sustentabilidade, tecnologia da informação, suprimentos e infraestrutura;</li> <li>(iii) supervisionar as operações de distribuição, geração, transmissão, comercialização e prestação de serviços.</li> <li>(iv) dirigir e liderar a gestão dos recursos humanos da Companhia e supervisionar a gestão dos recursos humanos de suas subsidiárias e afiliadas.</li> </ul>
Diretor Vice-Presidente de Operações Reguladas	<p>Dirigir e liderar os negócios relativos à distribuição de energia elétrica, observando e fazendo observar a regulação e os riscos inerentes aos negócios nas subsidiárias e afiliadas da Companhia, competindo-lhe propor e gerir os investimentos; propor e implantar novos projetos, garantindo a excelência das operações; gerir os processos relativos à operação da distribuição e respectivos assuntos regulatórios, à engenharia de operações, e aos processos relacionados aos contratos de compra e venda de energia dos negócios de distribuição, em harmonia com o planejamento estratégico da Companhia.</p>

**12. Assembléia e administração / 12.1 - Estrutura administrativa**

Diretor Vice-Presidente de Operações de Mercado	Dirigir e liderar os negócios de geração, comercialização, transmissão e prestação de serviços nas subsidiárias e afiliadas da Companhia e coordenar o negócio da CPFL Renováveis, competindo-lhe propor e gerir os investimentos relacionados a esses negócios, propor e implantar novos projetos, garantindo a excelência e o desenvolvimento das operações, planejar e realizar as atividades de venda de energia e de serviços, observando e fazendo observar a regulação e os riscos inerentes aos negócios, e gerir a engenharia de operações e os processos de eficiência energética, em harmonia com o planejamento estratégico da Companhia.
Diretor Vice-Presidente Jurídico & Relações Institucionais	Dirigir e liderar as comunicações externas e a interlocução institucional, bem como os assuntos jurídicos e de sustentabilidade; definir e garantir o cumprimento dos princípios e normas legais, de meio-ambiente e de comunicação da Companhia e de suas subsidiárias e afiliadas, ou coligadas, e realizar ações corretivas na ocorrência de eventuais incidentes jurídicos, regulatórios, ambientais e de reputação, em harmonia com o planejamento estratégico da Companhia.
Diretor Vice-Presidente de Desenvolvimento de Negócios	Conduzir e liderar a avaliação do potencial de novos negócios e o desenvolvimento de novos negócios nas áreas de distribuição, geração, comercialização, transmissão e prestação de serviços relativos a energia elétrica, além outras atividades correlatas ou complementares; o estudo de potenciais novos negócios e venda de ativos, na Companhia e suas subsidiárias e afiliadas, em harmonia com o plano estratégico da Companhia.
Diretor Vice-Presidente Financeiro & Relações com Investidores	Dirigir e liderar a administração das atividades financeiras da Companhia e subsidiárias e afiliadas, incluindo a análise de investimentos, a propositura e contratação de empréstimos e financiamentos, as operações de tesouraria, planejamento e controle financeiro e tributário, e a gestão das atividades inerentes à contabilidade, competindo-lhe, ainda, desempenhar as funções de representante da Companhia e das sociedades diretamente controladas em suas relações com os investidores e o mercado de capitais.
Diretor Vice-Presidente de Estratégia, Inovação e Excelência de Negócio	Conduzir e liderar a administração da estratégia e inovação (incluindo Pesquisa e Desenvolvimento), bem como da qualidade e excelência nos negócios, na Companhia e em suas subsidiárias e afiliadas, em linha com o plano estratégico da Companhia.
Diretor Vice-Presidente de Gestão Empresarial	Dirigir e liderar os processos e sistema de tecnologia da informação, suprimentos, infraestrutura e logística, bem como propor, avaliar, planejar e implantar novos projetos e investimentos pertinentes a tais processos, na Companhia e suas subsidiárias e afiliadas, em harmonia com o planejamento estratégico da Companhia.

**c) data de instalação do conselho fiscal, se este não for permanente, e de criação dos comitês, informando se possui regimento interno próprio, e indicando, em caso positivo, data da sua aprovação pelo conselho fiscal e, caso o emissor divulgue o regimento, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado;**

O Conselho Fiscal tem funcionamento permanente, sendo os seus membros eleitos para um mandato de 1 (um) ano, permitida a reeleição. Os membros do Conselho Fiscal da Companhia eleitos na Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 29 de abril de 2022, tomarão posse por meio

## 12. Assembléia e administração / 12.1 - Estrutura administrativa

da assinatura de termo de posse, lavrado no livro de atas e reuniões do Conselho Fiscal e permanecerão no exercício do cargo até a Assembleia Geral Ordinária que aprovar as contas relativas ao exercício social de 2021, a ser realizada no ano de 2022.

O Conselho Fiscal possui regimento próprio, tendo sido sua última atualização aprovada pelo próprio órgão em reunião datada de 10 de dezembro de 2020. O Regimento do Conselho Fiscal pode ser encontrado no *website* de Relação com Investidores da Companhia ([www.cpfl.com.br/ri](http://www.cpfl.com.br/ri)). (neste *website*, acessar em "Governança Cooperativa" em seguida, selecionar "Estatutos Sociais e Políticas").

### **d) se há mecanismos de avaliação de desempenho do conselho de administração e de cada órgão ou comitê que se reporta ao conselho de administração, informando, em caso positivo:**

#### **i. a periodicidade da avaliação e sua abrangência, indicando se a avaliação é feita somente em relação ao órgão ou se inclui também a avaliação individual de seus membros**

O Regimento Interno do Conselho de Administração e o Regimento Interno do Conselho Fiscal preveem que, anualmente, no último mês de cada exercício social, o Presidente do respectivo órgão, com o auxílio da Secretaria de Governança Corporativa, deverá encaminhar aos seus membros um questionário de avaliação para ser preenchido individualmente pelos conselheiros. Os resultados desta avaliação são posteriormente divulgados a todos os Conselheiros, com o objetivo de aprimorar cada vez mais o desempenho desses órgãos.

Além disso, em 2021 o mesmo processo de avaliação foi realizado junto aos membros dos Comitês de Assessoramento do Conselho de Administração e aos membros da Diretoria Executiva com o objetivo de melhorar continuamente a atuação de tais órgãos.

A avaliação abrange: (i) a configuração do órgão e suas reuniões; (ii) a interação do órgão com os demais Agentes de Governança Corporativa; (iii) o monitoramento de assuntos relevantes para Companhia; e (iv) a performance do membro.

#### **ii. metodologia adotada e os principais critérios utilizados na avaliação**

Os membros dos órgãos de governança recebem um questionário de autoavaliação composto de afirmações que devem ser classificadas em notas de 1 a 5, sendo 5 a melhor pontuação e 1 a pior. Além das afirmações, os membros também têm a possibilidade de incluir qualquer comentário ou sugestão acerca das atividades do órgão ao qual pertencem.

Os principais objetivos da avaliação são:

- Avaliar o desempenho do órgão no cumprimento de seus objetivos, bem como analisar o conhecimento órgão sobre os negócios do Grupo CPFL em assuntos relevantes para Companhia;
- e
- Identificar os pontos fortes do colegiado e as oportunidades de melhoria de processos quanto às matérias sujeitas à análise/aprovação órgão.

Uma vez preenchidos, os questionários são analisados pela Secretaria de Governança Corporativa e a média ponderada é calculada. As pontuações são então classificadas em três níveis: (i) Pontos Positivos (média ponderada igual ou superior ao correspondente à 7.5); (ii) Pontos de Atenção (média ponderada entre ao correspondente à 7.4 e 5); e (iii) Pontos de Melhoria (média ponderada inferior ao correspondente à 5).

#### **iii. como os resultados da avaliação são utilizados pelo emissor para aprimorar o funcionamento deste órgão; e**

## 12. Assembléia e administração / 12.1 - Estrutura administrativa

Os resultados das avaliações são analisados pela Secretaria de Governança Corporativa e divulgados a todos os membros dos respectivos órgãos, garantindo o anonimato dos envolvidos.

Considerando tal análise, um plano de ação pode ser estabelecido pelo órgão para o exercício seguinte, com base na avaliação, ressaltando as melhorias a serem implementadas.

A Companhia realiza também uma avaliação da Diretoria Executiva, de acordo com as metas corporativas e individuais estabelecidas nos termos do plano estratégico da Companhia, previamente definidas e aprovadas pelo Conselho de Administração. Adicionalmente, e com relação à remuneração variável da Diretoria Executiva, a Companhia realiza a avaliação da sua Diretoria Executiva, verificando o desempenho de seus membros, conforme as metas corporativas e individuais, estabelecidas de acordo com o plano estratégico da Companhia, previamente definidas e aprovadas pelo Conselho de Administração.

Compete, ainda, ao Comitê de Pessoas acompanhar o Plano de Sucessão da Diretoria Executiva e validar os cálculos previstos na norma administrativa que estabelece diretrizes do Plano de Incentivos de Curto e Longo Prazo para a Diretoria Executiva da Companhia.

### **iv. se foram contratados serviços de consultoria ou assessoria externos**

Não aplicável, tendo em vista que não houve qualquer solicitação dos membros nesse sentido referente ao exercício de 2020 e 2021.

## 12. Assembléia e administração / 12.2 - Regras, políticas e práticas em assembleias

### 12.2 Descrever as regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais, indicando:

#### a) prazos de convocação

A Companhia não adota práticas ou políticas diferenciadas em relação aos prazos de convocação estipulados na legislação societária e pelas normas expedidas pela CVM.

A Lei das Sociedades por Ações dispõe que todas as Assembleias Gerais devem ser convocadas mediante anúncio publicado por 3 (três) vezes, no mínimo, no Diário Oficial da União ou do Estado em que esteja situada a sede da Companhia e em outro jornal de grande circulação. As publicações da Companhia são atualmente feitas no "Diário Oficial do Estado de São Paulo", e, ainda, no jornal "Valor Econômico".

As Assembleias Gerais são convocadas com antecedência mínima de 30 (trinta) dias, em primeira convocação, e 8 (oito) dias, em segunda convocação.

Da mesma forma, nos termos do art. 21-A da Instrução da CVM nº 481, de 17 de dezembro de 2009, sempre que for necessária a utilização do mecanismo de Boletim de Voto a Distância, a Assembleia Geral será convocada com antecedência mínima de 30 (trinta) dias em primeira convocação, sempre que: (i) houver Assembleia Geral Ordinária; (ii) houver eleição dos membros do Conselho Fiscal; (iii) houver eleição dos membros Conselho de Administração, quando a eleição se fizer necessária por vacância da maioria dos cargos do conselho, por vacância em conselho que tiver sido eleito por voto múltiplo ou para preenchimento das vagas dedicadas à eleição em separado; e (iv) a Assembleia Geral Extraordinária for convocada para a mesma data da Assembleia Geral Ordinária.

#### b) competências

A Assembleia Geral da Companhia tem por competência deliberar sobre matérias previstas na Lei das Sociedades por Ações e no Estatuto Social.

Na forma da Lei das Sociedades por Ações e do Estatuto Social da companhia, compete à Assembleia Geral Ordinária da Companhia deliberar sobre:

- tomar as contas dos administradores, relativas ao último exercício social;
- examinar, discutir e votar as demonstrações financeiras, instruídas com parecer do Conselho Fiscal;
- deliberar sobre a destinação do lucro líquido do exercício e a distribuição dos dividendos;
- eleger os membros do Conselho Fiscal, efetivos e suplentes, quando for o caso; e
- eleger os membros do Conselho de Administração, efetivos e suplentes.

Além das demais atribuições previstas em lei e em outras disposições do Estatuto Social, compete à Assembleia Geral Extraordinária da Companhia deliberar sobre:

- o cancelamento do registro de Companhia Aberta perante a Comissão de Valores Mobiliários;
- a saída do Novo Mercado da B3;
- a escolha de empresa especializada responsável pela determinação do valor econômico da Companhia para fins das ofertas públicas previstas no Capítulo VII do Estatuto Social, dentre uma lista tríplice de empresas apontadas pelo Conselho de Administração;
- os planos para outorga de opção de compra de ações a administradores e empregados da Companhia e de outras sociedades que sejam controladas direta ou indiretamente pela Companhia, sem direito de preferência dos acionistas;
- alteração do Estatuto Social da Companhia;
- outros assuntos que não sejam de competência da Assembleia Geral Ordinária ou de outros órgãos da administração da Companhia;

A Companhia não adota políticas ou práticas diferenciadas em relação ao previsto na legislação societária.

## 12. Assembléia e administração / 12.2 - Regras, políticas e práticas em assembleias

### c) endereços (físico ou eletrônico) nos quais os documentos relativos à assembleia geral estarão à disposição dos acionistas para análise

Sede da Companhia: Rua Jorge Figueiredo Corrêa, nº 1.632, parte, Jardim Professora Tarcília, CEP 13087-397, Campinas, São Paulo.

*Website* de Relações com Investidores: [www.cpfl.com.br/ri](http://www.cpfl.com.br/ri)

*Website* da CVM: [www.cvm.gov.br](http://www.cvm.gov.br)

*Website* da B3: [www.b3.com.br](http://www.b3.com.br)

### d) identificação e administração de conflitos de interesses

O Presidente da Assembleia deverá zelar pelo cumprimento das melhores práticas de governança corporativa adotadas pela Companhia, tais como o Código de Melhores Práticas do IBGC e as Diretrizes de Governança Corporativa. O Código de Melhores Práticas do IBGC prevê que o acionista que, por qualquer motivo, tiver interesse conflitante com o da organização em determinada deliberação:

- deve comunicar imediatamente o fato e abster-se de participar da discussão e da votação dessa matéria;
- se estiver representando terceiros, só deve ser autorizado a votar caso o instrumento de mandato tenha sido dado por um acionista não conflitado e expresse, explicitamente, qual o voto a ser proferido, devendo abster-se de participar da discussão; e
- caso o acionista mandatário também possua conflito ou a procuração não seja explícita com relação ao voto a ser proferido, ele não deve ser autorizado a participar e votar, ainda que representando o terceiro.

Ademais, destaca que a pessoa que não é independente em relação à matéria em discussão ou deliberação deve manifestar, tempestivamente, seu conflito de interesses ou interesse particular. Caso não o faça, outra pessoa deve manifestar o conflito, caso dele tenha ciência. Tão logo identificado conflito de interesses em relação a um tema específico, a pessoa envolvida deve afastar-se, inclusive fisicamente, das discussões e deliberações.

O Presidente da Assembleia deve igualmente zelar para o cumprimento do art. 115 da Lei das Sociedades por Ações, que reforça que o acionista deve exercer o direito a voto no interesse da companhia e aponta restrições e penalidades aos acionistas que eventualmente agirem de forma contrária.

### e) solicitação de procurações pela administração para o exercício do direito de voto

A Companhia adota como prática de governança corporativa a elaboração de Manuais para Participação em de Assembleias de Acionistas ("Manuais de Assembleias), que são disponibilizados aos seus acionistas no *website* de relações com investidores ([www.cpfl.com.br/ri](http://www.cpfl.com.br/ri)), bem como nos *websites* da CVM ([www.cvm.gov.br](http://www.cvm.gov.br)), da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão ([www.b3.com.br](http://www.b3.com.br)). Nos referidos manuais de assembleia, a Companhia coloca à disposição dos acionistas um modelo de procuração, assim como um ou mais colaboradores da Companhia que poderão ser indicados como procuradores para representá-los, sem qualquer ônus e com observância estrita ao mandato que lhe for outorgado, de forma a permitir a maior participação dos acionistas da Companhia nas assembleias.

A Companhia não adota como prática a elaboração de pedidos públicos de procuração, nos termos da Instrução CVM 481 de 17 de dezembro de 2009, devidamente atualizada ("Instrução CVM 481/09") bem como a outorga de procurações por meio eletrônico. Sem prejuízo do acima disposto, a Companhia constantemente estuda mecanismos para permitir maior participação de seus acionistas nas deliberações sociais, bem como está apta para cumprir com as obrigações previstas na Instrução CVM 481/09.

### f) formalidades necessárias para aceitação de procurações outorgadas por acionistas, indicando se o emissor exige ou dispensa reconhecimento de firma,

## 12. Assembléia e administração / 12.2 - Regras, políticas e práticas em assembleias

### **notarização, consularização e tradução juramentada e se o emissor admite procurações outorgadas por acionistas por meio eletrônico**

Nos últimos anos, tendo em vista que as Assembleias Gerais da Companhia sempre ocorreram de forma presencial como determinado pela legislação e pela regulamentação da Comissão de Valores Mobiliários, especialmente a Instrução CVM 481/09, os documentos de representação dos acionistas, para fins de participação nas Assembleias Gerais, deveriam ser depositados na sede da Companhia, com 48 (quarenta e oito) horas de antecedência da hora marcada para o início dos trabalhos, podendo os acionistas fazer-se representar por procurador constituído na forma do artigo 126 da Lei das Sociedades por Ações (procurador constituído há menos de 1 ano, que seja acionista, administrador da Companhia ou advogado, sendo que, na companhia aberta, o procurador poderá, ainda, ser instituição financeira).

Conforme entendimento da CVM, nos termos do Ofício Circular CVM/SEP 002/16, acionistas pessoas jurídicas podem ser representados nas assembleias por meio de seus representantes legais ou por meio de mandatários devidamente constituídos, de acordo com os atos constitutivos de tal acionista e com as regras do Código Civil, não sendo necessário que esse mandatário seja acionista ou administrador da Companhia ou, ainda, advogado.

Além disso, o acionista que comparecia à Assembleia Geral munido dos documentos exigidos poderia participar e votar, mesmo que tenha deixado de depositá-los previamente. Esta solicitação de depósito prévio de procuração visa apenas facilitar os trabalhos de preparação da documentação das assembleias e não representa obstáculo à participação daqueles acionistas que não depositarem previamente as procurações nas assembleias.

A Companhia solicitava que as procurações outorgadas no Brasil tenham reconhecimento de firma em cartório e quanto àquelas outorgadas no exterior deverão ser notarizadas por notário público ou Tabelião Público, devidamente habilitado para este fim, legalizadas em consulado brasileiro ou apostiladas, conforme aplicável, e traduzidas para o Português por tradutor juramentado, devendo ser registradas no Registro de Títulos e Documentos, nos termos da legislação em vigor.

O Estatuto Social da Companhia não prevê a possibilidade de procurações outorgadas por meio eletrônico.

Contudo, a partir de 2020, com o objetivo de seguir as recomendações sanitárias das autoridades de saúde e preservar a saúde dos participantes frente à pandemia da COVID- 19, o Governo Federal e a Comissão de Valores Mobiliários editaram normas que possibilitaram a realização de assembleias de forma digital, em especial a Instrução CVM nº 622, de 17 de abril de 2020.

Assim, para as Assembleias que ocorreram nos dias 27 de julho, 27 de novembro de 2020 e 30 de abril de 2021, a Companhia excepcionalmente aceitou cópia simples de procurações outorgadas no Brasil sem reconhecimento de firma em cartório e dispensou as formalidades para procurações outorgadas no exterior, mantendo-se, no entanto, a necessidade de tradução para a língua portuguesa por tradutor juramentado. Quanto ao prazo de apresentação para depósito de documentos, a Companhia exigiu que ocorresse em até 2 (dois) dias antes da data da Assembleia Geral nos termos do Manual de Assembleias.

### **g) formalidades necessárias para aceitação do boletim de voto à distância, quando enviados diretamente à companhia, indicando se o emissor exige ou dispensa reconhecimento de firma, notarização e consularização**

Os acionistas poderão preencher e enviar os Boletins de Voto à distância, a seu critério, (i) diretamente à Companhia; ou (ii) por instruções de preenchimento transmitidas a seus respectivos agentes de custódia ou ao agente escriturador da Companhia, conforme suas ações estejam ou não depositadas em depositário central.

Caso opte por exercer o seu direito de voto à distância e enviar o Boletim de Voto à distância diretamente à Companhia, nos termos da Instrução CVM 481/09, com redação dada pela Instrução CVM nº 561/15, o acionista deverá encaminhar os seguintes documentos à Rua Jorge Figueiredo Corrêa, nº 1.632, parte, Jardim Professora Tarcília, CEP 13087-397, Campinas, São Paulo, aos cuidados da Diretoria de Relações com Investidores:

**12. Assembléia e administração / 12.2 - Regras, políticas e práticas em assembleias**

- via física do Boletim de Voto à distância com (i) todos os seus campos devidamente preenchidos, (ii) todas as suas páginas rubricadas e, (iii) ao final, a assinatura do acionista ou de seu(s) representante(s) legal(is), conforme o caso, e nos termos da regulamentação vigente;
- cópia autenticada dos seguintes documentos, conforme o caso:

<b>Acionista Pessoa Física</b>	<b>Acionista Pessoa Jurídica</b>	<b>Acionista constituído sob a forma de Fundo de Investimento</b>
Documento de identificação com foto. Exemplos: RG, RNE, CNH ou carteiras de classe profissional oficialmente reconhecidas.	Documento de identificação com foto do(s) representante(s) legal(is) do acionista, exemplar do último Estatuto ou Contrato Social consolidado e, ainda, a documentação societária que lhe(s) outorgue poderes de representação (ata de eleição dos diretores ou procuração).	Documento de identificação com foto do(s) representante(s) legal(is) do administrador do Fundo de Investimento (ou do gestor, conforme o caso), exemplar do último regulamento consolidado do fundo e do Estatuto ou Contrato Social do seu administrador, além da documentação societária que lhe(s) outorgue poderes de representação (ata de eleição dos diretores ou procuração).

Desde 2020, devido à pandemia da COVID-19, a Companhia excepcionalmente aceitou cópia simples de todos os documentos e dispensou a necessidade de reconhecimento de firma em cartório.

A Companhia esclarece que os documentos lavrados no exterior e/ou elaborados em língua estrangeira deverão ser notariados e apostilados por notário público ou Tabelião Público devidamente habilitado para este fim, bem como consularizado em consulado brasileiro ou apostilado, e traduzido para o português por tradutor juramentado, conforme aplicável.

O Boletim de Voto à distância deverá ser recebido em até, no máximo, 7 (sete) dias antes da data de realização da respectiva Assembleia.

Uma vez recebidos o Boletim de Voto à distância e os documentos que o tiverem acompanhado, a Companhia comunicará o acionista acerca de seu recebimento e de sua aceitação ou não, nos termos do art. 21-U da Instrução CVM 481/09.

O acionista que optar por exercer o seu direito de voto à distância por intermédio de prestadores de serviços deverá transmitir as suas instruções de voto a seus respectivos agentes de custódia ou ao agente escriturador das ações de emissão da Companhia, conforme suas ações estejam ou não depositadas em depositário central, e desde que observadas às regras por eles determinadas. Para mais informações, vide item (k) abaixo.

Além disso, caso assim lhe convier, o acionista também poderá enviar as vias digitalizadas dos documentos referidos acima para o endereço eletrônico [assembleias@cpfl.com.br](mailto:assembleias@cpfl.com.br).

**h) se a companhia disponibiliza sistema eletrônico de recebimento do boletim de voto à distância ou de participação a distância**

Não aplicável, uma vez que até a data do presente Formulário de Referência, a Companhia não disponibiliza sistema próprio eletrônico de recebimento do boletim de voto a distância ou de participação à distância.

**i) instruções para que acionista ou grupo de acionistas inclua propostas de deliberação, chapas ou candidatos a membros do conselho de administração e do conselho fiscal no boletim de voto a distância**

Conforme previsto no art. 21-L da Instrução CVM 481/09, acionistas que representem os percentuais mínimos estabelecidos na Lei das Sociedades por Ações e nos Anexos 21-L-I e 21-L-II da Instrução CVM

## 12. Assembléia e administração / 12.2 - Regras, políticas e práticas em assembleias

nº 481/09 poderão solicitar, respectivamente, a inclusão no boletim de voto a distância de (i) candidatos ao conselho de administração e ao conselho fiscal da companhia, sempre que convocada assembleia geral para sua eleição sujeita ao procedimento de voto a distância, conforme § 1º do art. 21-A, ou (ii) propostas de deliberação para as assembleias gerais ordinárias da Companhia.

As solicitações de inclusão descritas acima deverão ser recebidas pela Diretoria de Relações com Investidores da Companhia (i) na hipótese de assembleia geral ordinária, entre o primeiro dia útil do exercício social em que se realizará a assembleia geral ordinária e até 25 (vinte e cinco) dias antes da data prevista para sua realização, conforme divulgada no Calendário de Eventos Corporativos da Companhia; ou (ii) na hipótese de assembleia geral extraordinária convocada para eleição de membros do conselho de administração e do conselho fiscal, entre o primeiro dia útil após a ocorrência de evento que justifique a convocação da referida assembleia geral e até 25 (vinte e cinco) dias antes da data de realização da assembleia, hipótese em que a administração da Companhia comunicará ao mercado, ainda que em caráter provisório, a data de realização da respectiva assembleia geral, bem como o prazo para a inclusão de candidatos no Boletim de Voto à distância.

Toda e qualquer solicitação de inclusão de propostas ou candidatos no boletim de voto a distância, conforme descritas acima, deverão observar os requisitos legais aplicáveis, bem como o disposto nos arts. 21-L e 21-M da Instrução CVM 481/09 e deverão ser enviadas aos seguintes endereços, físicos e eletrônicos:

### **Departamento de Relações com Investidores**

Rua Jorge Figueiredo Corrêa, nº 1.632, parte, Jardim Professora Tarcília, CEP 13087-397

E-mail: [ri@cpfl.com.br](mailto:ri@cpfl.com.br)

### **j) se a companhia disponibiliza fóruns e páginas na rede mundial de computadores destinados a receber e compartilhar comentários dos acionistas sobre as pautas das assembleias.**

No website de Relações com Investidores da Companhia: <https://cpfl.riweb.com.br/>, existe um link, denominado "Fale com o RI", no qual são disponibilizadas as formas possíveis de contato e/ou esclarecimentos de dúvidas junto à Diretoria de Relações com Investidores da Companhia (por e-mail ou por telefone), de maneira que os comentários dos acionistas sobre as pautas de assembleias podem ser recebidos por meio destes canais.

### **k) Outras informações necessárias à participação a distância e ao exercício do direito de voto à distância.**

A Companhia esclarece que o sistema de voto à distância passou a ser adotado em 1º de janeiro de 2017, em atendimento à Instrução CVM 481/09.

Além do envio do Boletim de Voto diretamente à Companhia, os acionistas também poderão exercer o voto à distância através das instruções de preenchimento transmitidas a seus respectivos agentes de custódia ou ao agente escriturador da Companhia, conforme suas ações estejam ou não depositadas em depositário central.

Para tanto, os acionistas deverão entrar em contato com os seus agentes de custódia ou com o agente escriturador das ações de emissão da Companhia e verificar os procedimentos por eles estabelecidos para a emissão das instruções de voto via Boletim de Voto à distância, bem como os documentos e informações que venham a ser por eles exigidos.

## 12. Assembléia e administração / 12.3 - Regras, políticas e práticas do CA

### **12.3 Descrever as regras, políticas e práticas relativas ao conselho de administração, indicando:**

A Companhia é regida por Diretrizes de Governança Corporativa que reúnem e consolidam o conjunto de mecanismos de interação entre os Acionistas, o Conselho de Administração, os Comitês e Comissões de Assessoramento ao Conselho de Administração, o Conselho Fiscal e a Diretoria Executiva da Companhia. O Conselho de Administração tem suas regras de funcionamento disciplinadas em seu Regimento Interno.

Os cargos de Presidente do Conselho de Administração e de Diretor Presidente não poderão ser acumulados pela mesma pessoa.

Conforme informado no item 12.1, o Estatuto Social da Companhia dispõe que o Conselho de Administração é composto por um mínimo de 5 (cinco) e no máximo 9 (nove) membros, todos eleitos e destituíveis pela Assembleia Geral, com mandato unificado de 2 (dois) ano, sendo permitida a reeleição, e, ao término do prazo de seus mandatos, permanecem nos cargos até a posse dos sucessores. De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, combinada com uma decisão da CVM, os acionistas não controladores têm o direito de eleger pelo menos um membro (e seu respectivo suplente) do Conselho de Administração, desde que detenham no mínimo 10% (dez por cento) das ações com direito de voto. Os acionistas não controladores que detiverem mais de 5% (cinco por cento) das ações com direito de voto poderão requerer a adoção do processo de voto múltiplo. Esse processo confere a cada ação com direito de voto um número de votos equivalente ao número de membros do Conselho de Administração e dá a cada acionista o direito de cumular seus votos em um único candidato, ou distribuí-los entre vários candidatos.

A Assembleia Geral poderá eleger Conselheiros suplentes que substituem os Conselheiros titulares a que estiverem vinculados em suas ausências ou impedimentos temporários.

O Conselho de Administração tem um Presidente que é eleito dentre seus membros na primeira reunião ordinária que ocorrer após a eleição dos conselheiros.

O cargo de conselheiro pode ficar vago permanentemente por renúncia, destituição, invalidez, perda de mandato, impedimento comprovado, falecimento ou ocorrência de outras situações previstas em lei, sendo que nesse caso o conselheiro suplente, se eleito, ocupará o cargo do conselheiro até a eleição de seu substituto, o que deverá ocorrer na primeira assembleia de acionistas realizadas após a ocorrência do cargo. Um conselheiro pode renunciar mediante notificação por escrito ao presidente do Conselho de Administração, tornando-se efetiva, em relação à Companhia, a partir do recebimento da referida notificação e em relação a terceiros, a partir do protocolo do documento da renúncia perante a Junta Comercial e sua publicação, a ser realizada pelo conselheiro renunciante.

O Estatuto Social da Companhia não prevê a obrigatoriedade de aposentadoria por idade para nossos conselheiros.

Atualmente, o Conselho de Administração da Companhia é composto por 7 (sete) membros titulares, 2 (dois) dos quais são Conselheiros Independentes.

Todos os membros do Conselho de Administração, ao serem investidos nos respectivos cargos, devem aderir ao Código de Conduta, às Políticas de Divulgação de Ato ou Fato Relevante e de Negociação de Valores Mobiliários de Emissão da Companhia, mediante assinatura dos respectivos termos..

#### **a) número de reuniões realizadas no último exercício social, discriminando entre número de reuniões ordinárias e extraordinárias**

O Conselho de Administração deve realizar, no mínimo, 12 reuniões anuais, em caráter ordinário, conforme Calendário Corporativo a ser divulgado no último mês do exercício social anterior, podendo, entretanto, ser realizadas reuniões extraordinárias, caso o Presidente do Conselho de Administração assim solicite, por iniciativa própria ou mediante provocação de qualquer membro. No exercício social

## 12. Assembléia e administração / 12.3 - Regras, políticas e práticas do CA

de 2021, o Conselho de Administração da Companhia se reuniu 29 (vinte e nove) vezes, sendo 12 (doze) reuniões ordinárias e 17 (dezesete) extraordinárias.

### **b) se existirem, as disposições do acordo de acionistas que estabeleçam restrição ou vinculação ao exercício do direito de voto de membros do conselho**

Atualmente, não existe acordo de acionistas em vigor, tendo em vista que a State Grid Brazil Power Participações S.A. ("SGBP"), detém, direta e indiretamente, 83,71% (oitenta e três vírgula setenta e um por cento) das ações da Companhia, sendo a única acionista controladora. Em 23 de janeiro de 2017, quando foi realizado o fechamento do Contrato de Aquisição de Ações, datado de 02 de setembro de 2016, por meio do qual a SGBP passou a ser a acionista controladora da CPFL Energia, o Acordo de Acionistas então existente, datado de 22 de março de 2002, celebrado entre os antigos controladores, foi rescindido, conforme divulgado no Fato Relevante de 23 de janeiro de 2017.

### **c) regras de identificação e administração de conflitos de interesses**

Aplicam-se à Companhia as disposições do Art. 156 da Lei das Sociedades por Ações, que veda ao administrador intervir em qualquer operação social em que tiver interesse conflitante com o da Companhia. Nos termos do Parágrafo 1º do mesmo artigo, o administrador somente pode contratar com a Companhia se observar condições razoáveis ou equitativas, idênticas às que prevalecem no mercado ou em que a Companhia contrataria com terceiros, sob pena do negócio ser declarado anulável e o administrador interessado ficar obrigado a transferir para a Companhia as vantagens que dele tiver auferido.

Nesse contexto, vale ressaltar que o Regimento Interno do Conselho de Administração, em consonância com a referida lei, dispõe que: (i) cabe ao Conselho de Administração prevenir e administrar situações de conflito de interesses ou de divergência de opiniões; e (ii) qualquer conselheiro possuir um conflito de interesse real ou potencial deverá se abster de participar da parte da reunião em que a questão que cause o conflito de interesse seja considerada.

Ainda, as Diretrizes de Governança Corporativa do Grupo determina que os Agentes de Governança são responsáveis por prevenir e administrar situações de conflito de interesse ou divergência de opinião e qualquer Agente de Governança que tenham real ou potencial conflito de interesse deve se abster de participar da reunião na qual tal questão seja considerada. Ademais, ele/ela pode ser chamado para dar informações específicas.

No âmbito de transações com partes relacionadas, a Companhia também busca implementar mecanismos para evitar eventuais conflitos de interesses, tendo sido elaborada política específica para tanto, a qual pode ser consultada no site de relação com investidores do Grupo CPFL: [www.cpfl.com.br/ri](http://www.cpfl.com.br/ri).

Ademais, o Estatuto Social estabelece, como atribuição do Conselho de Administração da Companhia autorizar prévia e expressamente a celebração de contratos pela Companhia ou suas controladas, com acionistas ou com pessoas por eles controladas ou a eles coligadas ou relacionadas, direta ou indiretamente, de valor superior a R\$ 14.294.852,58 (quatorze milhões duzentos e noventa e quatro mil oitocentos cinquenta e dois reais e cinquenta e oito centavos), conforme atualizado pelo IPCA. Ainda, essas transações envolvendo partes relacionadas devem ser previamente submetidas ao Comitê de Partes Relacionadas que, nos termos do Regimento Interno dos Comitês e Comissões de Assessoramento ao Conselho, conforme já exposto no item 12.1 (a.4) supra, tem competência para avaliar os processos que envolvam partes relacionadas, a fim de garantir a observação das condições de mercado, analisando quaisquer transações deste tipo que sejam submetidas ao Conselho.

### **d) se o emissor possui política de indicação e de preenchimento de cargos do conselho de administração formalmente aprovada, informando, em caso positivo:**

A Companhia possui uma Política de Nomeação para Membros do Conselho de Administração, Diretoria Executiva e Comitês de Assessoramento cujo objetivo é definir os procedimentos, diretrizes e critérios

## **12. Assembléia e administração / 12.3 - Regras, políticas e práticas do CA**

que deverão ser observados pela Companhia no processo de indicação de membros do Conselho de Administração, seus Comitês de Assessoramento e da Diretoria Executiva da Companhia, em alinhamento com as melhores práticas de governança e de mercado.

**12. Assembléia e administração / 12.4 - Cláusula compromissória - resolução de conflitos**

**12.4 Se existir, descrever a cláusula compromissória inserida no estatuto para a resolução dos conflitos entre acionistas e entre estes e o emissor por meio de arbitragem.**

O Estatuto Social da Companhia, determina que seus acionistas, os administradores e os membros do Conselho Fiscal, efetivos e suplentes, se houver, obrigam-se a resolver, por meio de arbitragem, perante a Câmara de Arbitragem do Mercado, toda e qualquer disputa ou controvérsia que possa surgir entre eles, oriunda da sua condição de emissor, acionistas, membros da administração e membros do Conselho Fiscal, em especial, decorrentes das disposições contidas na Lei 6.385/76, na Lei 6.404/76, no Estatuto Social da Companhia, nas normas editadas pelo Conselho Monetário Nacional, pelo Banco Central do Brasil e pela Comissão de Valores Mobiliários, bem como nas demais normas aplicáveis ao funcionamento do mercado de capitais em geral, além daquelas constantes do Regulamento do Novo Mercado, dos demais regulamentos da B3 e do Contrato de Participação no Novo Mercado.

**12. Assembléia e administração / 12.5/6 - Composição e experiência prof. da adm. e do CF**

Nome	Data de nascimento	Orgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato	Número de Mandatos Consecutivos
CPF	Profissão	Cargo eletivo ocupado	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Percentual de participação nas reuniões
Outros cargos e funções exercidas no emissor		Descrição de outro cargo / função			
Luis Henrique Ferreira Pinto	26/03/1961	Pertence apenas à Diretoria	11/05/2023	2 anos - até nova eleição pela RCA	5
029.352.408-47	Engenheiro Eletricista	19 - Outros Diretores Diretor Vice-Presidente de Operações Reguladas	11/05/2023	Sim	0%
Karin Regina Luchesi	28/10/1976	Pertence apenas à Diretoria	11/05/2023	2 anos - até nova eleição pela RCA	5
219.880.918-45	Engenheira	19 - Outros Diretores Diretor Vice-Presidente de Operações de Mercado	11/05/2023	Sim	0%
Gustavo Pinto Gachineiro	29/04/1971	Pertence apenas à Diretoria	11/05/2023	2 anos - até nova eleição pela RCA	3
247.699.058-23	Advogado	19 - Outros Diretores Diretor Vice-Presidente Jurídico e de Relações Institucionais	11/05/2023	Sim	0%
Vitor Fagali	13/04/1977	Pertence apenas à Diretoria	11/05/2023	2 anos - até nova eleição pela RCA	2
260.735.068-99	Administrador	19 - Outros Diretores Diretor Vice-Presidente de Desenvolvimento de Negócios	11/05/2023	Sim	0%
Flavio Henrique Ribeiro	02/06/1979	Pertence apenas à Diretoria	11/05/2023	2 anos - até nova eleição pela RCA	2
276.489.428-79	Administrador	19 - Outros Diretores Diretor Vice-Presidente de Gestão Empresarial	11/05/2023	Sim	0%
Futao Huang	28/02/1971	Pertence apenas à Diretoria	11/05/2023	2 anos - até nova eleição pela RCA	2
239.777.588-37	Engenheiro	19 - Outros Diretores Diretor Vice-Presidente de Estratégia Inovação e Excelência de Negócio	11/05/2023	Sim	0%
Vice-Presidente Executivo Interino					
Daobiao Chen	20/09/1968	Pertence apenas ao Conselho de Administração	28/04/2023	Até a AGO/2025	1

**12. Assembléia e administração / 12.5/6 - Composição e experiência prof. da adm. e do CF**

Nome	Data de nascimento	Orgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato	Número de Mandatos Consecutivos
CPF	Profissão	Cargo eletivo ocupado	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Percentual de participação nas reuniões
Outros cargos e funções exercidas no emissor		Descrição de outro cargo / função			
239.983.548-40	Administrador	20 - Presidente do Conselho de Administração	28/04/2023	Sim	0%
Zhao Yumeng	28/08/1973	Pertence apenas ao Conselho de Administração	28/04/2023	Até a AGO/2025	1
239.777.708-88	Administrador	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	28/04/2023	Sim	0%
Liu Yanli	10/09/1975	Pertence apenas ao Conselho de Administração	28/04/2023	Até a AGO/2025	1
000.000.000-00	Administrador	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	28/04/2023	Sim	0%
Antonio Kandir	02/05/1953	Pertence apenas ao Conselho de Administração	28/04/2023	Até a AGO/2025	7
146.229.631-91	Engenheiro	20 - Presidente do Conselho de Administração	28/04/2023	Sim	100%
Membro efetivo do Comitê de Partes Relacionadas					
Marcelo Amaral Moraes	10/07/1967	Pertence apenas ao Conselho de Administração	28/04/2023	Até a AGO/2025	6
929.390.077-72	Administrador	27 - Conselho de Adm. Independente (Efetivo)	28/04/2023	Sim	0%
Membro efetivo do Comitê de Auditoria e membro efetivo do Comitê de Partes Relacionadas					
Yuehui Pan	18/07/1981	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	28/04/2023	Conselheiro até a AGO/2025 / Diretor Vice-Presidente Financeiro - 2 anos, até nova eleição pela RCA	3
061.539.517-16	Contador	34 - Conselheiro(Efetivo) e Dir. Vice Pres.	28/04/2023	Sim	0%
Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores					

**12. Assembléia e administração / 12.5/6 - Composição e experiência prof. da adm. e do CF**

Nome	Data de nascimento	Orgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato	Número de Mandatos Consecutivos
CPF	Profissão	Cargo eletivo ocupado	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Percentual de participação nas reuniões
Outros cargos e funções exercidas no emissor		Descrição de outro cargo / função			
Gustavo Estrella	11/03/1974	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	28/04/2023	Conselheiro até a AGO/2025 / Diretor Presidente - 2 anos, até nova eleição por RCA	3
037.234.097-09	Administrador	33 - Conselheiro(Efetivo) e Dir. Presidente	28/04/2023	Sim	0%
Diretor Presidente					
Vinicius Nishioka	08/10/1976	Conselho Fiscal	28/04/2023	Até AGO/2024	3
025.099.447-03	Contador	43 - C.F.(Efetivo)Eleito p/Controlador	28/04/2023	Sim	100%
Ran Zhang	23/02/1983	Conselho Fiscal	28/04/2023	Até a AGO/2024	6
063.980.997-96	Contador	43 - C.F.(Efetivo)Eleito p/Controlador	28/04/2023	Sim	0%
Marcio Prado	02/03/1977	Conselho Fiscal	28/04/2023	Até a AGO/2024	0
275.181.668-10	Administrador	48 - C.F.(Suplent)Eleito p/Minor.Ordinaristas		Não	100%
Luiz Claudio Gomes do Nascimento	15/04/1973	Conselho Fiscal	28/04/2023	Até a AGO/2024	2
001.408.237-35	Administrador	46 - C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador	28/04/2023	Sim	0%
Li Ruijuan	16/09/1983	Conselho Fiscal	28/04/2023	Até a AGO/2024	2
065.511.207-33	Contadora	46 - C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador	28/04/2023	Sim	0%
Paulo Nóbrega Frade	18/04/1979	Conselho Fiscal	28/04/2023	Até a AGO/2024	0
272.844.948-16	Administrador	45 - C.F.(Efetivo)Eleito p/Minor.Ordinaristas	28/04/2023	Não	0%
<b>Experiência profissional / Declaração de eventuais condenações / Critérios de Independência</b>					
Luis Henrique Ferreira Pinto - 029.352.408-47					

Formado em Engenharia Elétrica pela Faculdade de Engenharia de Barretos em 1985. cursou pós-graduação em Engenharia do Sistema Elétrico de Potência pela Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI) em 1990, e em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP) em 2001; e duas especializações, dentre as quais MBA em Gestão Empresarial (2004) e MBA em Gestão Financeira, Controladoria e Auditoria (2011), na Fundação Getúlio Vargas - FGV. Na Companhia, exerceu diversos cargos, como: Engenheiro de Planejamento da Operação (1986 a 2000); Gerente da Divisão de Serviços da Transmissão (2000 a 2001); Gerente da Divisão de Planejamento do Sistema Elétrico da CPFL (2001 a 2002); Gerente do Departamento de Controle Operacional da CPFL Paulista e CPFL Piratininga (2002 a 2006); Diretor de Operações da RGE (2006 a 2009); Diretor Executivo da RGE (2009 a 2011); Diretor Presidente da RGE (2011 a 2013); Diretor Presidente da CPFL Paulista e CPFL Piratininga (2013 a 2015). Em maio de 2015, foi eleito o Diretor Vice-Presidente de Operações Reguladas da CPFL Energia, responsável pelo negócio de Distribuição do Grupo e Presidente dos Conselhos de Administração da CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE e RGE Sul. Ao longo da carreira foi: Representante da CPFL no Grupo Coordenador da Operação Interligada do Sistema Elétrico Sul/Sudeste do Brasil - GCOI/GTPO/ELETOBRAS (1986 a 1996); Representante da CPFL na definição da configuração das empresas para a privatização do Setor de Distribuição no Estado de São Paulo (1995); Representante das distribuidoras CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE no grupo de trabalho para Oferta de Ações da CPFL Energia, na Bolsa de Valores de São Paulo e de Nova Iorque (Initial Public Offering – IPO) (2006); Coordenador do Grupo de Perdas Técnicas na Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica (ABRADEE) (2005 a 2006); Professor do Curso de Perdas Técnicas no Setor Elétrico da Fundação COGI (2005 a 2006); Membro do Conselho da ONG Parceiros Voluntários (2009 a 2012). Comandou o agrupamento das cinco distribuidoras CPFL Santa Cruz, CPFL Jaguariúna, CPFL Sul Paulista, CPFL Mococa e CPFL Leste Paulista (2017); e o agrupamento das duas distribuidoras RGE e RGE Sul (2018); Membro do Conselho Diretor da ABRADEE (Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica) de 2017 a 2019 e Membro do Conselho de Administração da CPFL Transmissão desde outubro de 2021.

---

Karin Regina Luchesi - 219.880.918-45

Formada em Engenharia de Produção de Materiais pela Universidade Federal de São Carlos e com MBA Executivo em Finanças pelo Insper. Possui, ainda, MBA em Inovação Estratégica pela HSM, Especialização em Direito da Energia pela Universidade Candido Mendes e Leading Change and Organizational Renewal em Stanford e é Conselheira certificada pelo IBGC. Iniciou sua carreira em 2000 já atuando no Setor Elétrico, na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Está na CPFL desde setembro de 2001, tendo atuado durante sete anos como Gerente do Departamento de Gestão de Contratos de Compra e Venda de Energia. Em junho de 2011 assumiu a Diretoria de Comercialização de Energia da Distribuição, tendo de janeiro a maio de 2014 respondido pela Diretoria de Planejamento Energético e Gestão de Energia. Em 05 de maio de 2014 assumiu o cargo de Presidente da CPFL Geração, ocupando também cargo de Diretora Estatutária da CPFL Transmissão. Ocupou, ainda, durante maio de 2014 e maio de 2015 o cargo de Presidente do Conselho de Administração das empresas CERAN, FOZ DO CHAPECÓ e ENERCAN. Desde maio de 2014 é Presidente do Conselho de Administração da EPASA. Em maio de 2015, foi eleita a Vice Presidente de Operações de Mercado da CPFL Energia. Ainda, ocupa a Presidência do Conselho de Administração da CPFL Geração, o cargo de membro do Conselho de Administração da CPFL Renováveis e também o cargo de membro do Conselho de Administração da CPFL Transmissão.

---

Gustavo Pinto Gachineiro - 247.699.058-23

Formado em Direito pela Universidade de São Paulo em 1993, possui MBA pela Fundação Getúlio Vargas em 2007. Atuou como Advogado na Bardella S/A Industrias Mecânicas de 1995 a 1997 e na Promon Eletrônica de 1997 a 1999. Foi Gerente Jurídico da Stiefel Laboratories em 1999, Diretor Jurídico da AT&T Brazil de 1999 a 2003 e Diretor Jurídico da Elucid (Grupo Rede) em 2003. Na Global Village Telecom (GVT), atuou de 2003 a 2008 como Diretor Jurídico, de 2008 a 2012 como Vice Presidente Jurídico e de RH (provisório) e de 2012 a 2015 como Vice Presidente Jurídico e de Relações Institucionais. Após a aquisição da GVT pelo Telefonica Group, atuou como Vice Presidente de Assuntos Corporativos da Telefonica Brasil S/A (Vivo) de 2015 a 2017. Foi eleito Vice Presidente Jurídico e de Relações Institucionais da CPFL Energia em 2017 e Vice Presidente do Conselho de Administração do Instituto CPFL. Em 2018 assumiu a posição de membro do Conselho Consultivo da ABDIB.

---

Vitor Fagali - 260.735.068-99

Graduado em Administração de Empresa pela PUCCAMP e MBA em finanças pela FGV. Participou dos programas executivos da Singularity University e da Ohio University. Analista de investimentos certificado pela CVM / APIMEC (CNPI) e Conselheiro Independente pelo IBGC. Executivo com mais de 20 anos de experiência na área financeira e no setor elétrico. Ingressou na CPFL Energia em 2003, foi eleito Diretor Vice-Presidente de Desenvolvimento de Negócios em janeiro de 2020, atuou como Diretor de Planejamento e Controle de 2013 a dezembro de 2019, e antes ocupou diferentes posições nas áreas de análise de investimentos, relação com Investidores e planejamento financeiro. Foi Conselheiro da Vivest (Entidade Fechada de Previdência Privada) entre 2018 e 2020. Participou de importantes projetos como o IPO da CPFL Energia em 2004 e o Re-IPO em 2019, o IPO da CPFL Renováveis em 2013 e a respectiva OPA em 2018, além da implantação do Orçamento Base Zero em 2012 e atualizado em 2018. Iniciou sua carreira como auditor contábil na Arthur Andersen / Deloitte onde atuou por 4 anos antes de ingressar na CPFL Energia.

---

Flavio Henrique Ribeiro - 276.489.428-79

Executivo com 23 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.).

---

Futao Huang - 239.777.588-37

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. Em 2020, o Sr. Futao Huang se tornou Vice-Presidente de Estratégia e assumiu interinamente a Vice-Presidência Executiva da CPFL Energia, Vice Presidente da SGBP, membro do Conselho de Administração da CPFL Geração, CPFL Renováveis e Instituto CPFL.

---

Daobiao Chen - 239.983.548-40

Graduado em Sistemas de Energia Elétrica e Automação pela Huazhong University of Science and Technology (1986-1990) e mestre em administração pela Royal Melbourne Institute of Technology (2003-2005). Iniciou sua carreira em 1990, no setor de energia elétrica do Grupo State Grid (mesmo setor de atuação da CPFL Energia), na Nanjing Electric Power Company, onde atuou como Vice-Diretor de Engenharia e Diretor do Departamento de Operações (2004-2005) e Vice-Presidente (2005-2007). Também foi Vice-Presidente da Lianyungang Electric Power Company (2007-2008), Presidente da Huaian Electric Power Company (2008-2009) e da Nantong Electric Power Company (2009-2011), Vice-Presidente Sênior da State Grid Shanghai Electric Power Company (2011-2015) e Vice-Diretor Geral do Departamento de Construção da State Grid Corporation of China (2015-2016). Em 2016 foi Diretor Vice-Presidente do Setor de Informação Econômica para Organização do Desenvolvimento e Cooperação Global da Energy Interconnection, e depois Vice-Presidente da State Grid International Development Co., Ltd. Foi conselheiro da CPFL Energia (2017-2018). Foi também Diretor Executivo da HK Electric Investments Limited e The Hongkong Electric Company (HEC) e Co-Gerente Geral (Transmissão e Distribuição) da (HEC) (2018-2022). Declara que não esteve sujeito, nos últimos 5 anos, à condenação criminal, à condenação em processo administrativo da CVM, do Banco Central do Brasil e/ou da Superintendência de Seguros Privados e à condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial.

---

Zhao Yumeng - 239.777.708-88

Graduado em Instrumentos Eletromagnéticos e Medição pela Huazhong University of Science and Technology em 1994. Possui mestrado em Sistemas Elétricos de Energia e Automação pela Hefei University of Technology e MBA pela Royal Melbourne Institute of Technology. Iniciou sua carreira em 1994 no Setor de Energia Elétrica do Grupo State Grid. Ocupou o cargo de chefe do Departamento de Marketing da Hefei Power Supply Company de 2004 a 2006, se tornou gerente do Departamento de Marketing da State Grid Anhui Electric Power Company em 2006, Vice gerente geral da Xuancheng Power Supply Company de 2006 a 2013, Gerente Geral da Chuzhou Electric Power Company de 2009 a 2013 e Gerente Geral da Anqing Power Supply Company de 2013 a 2016. De 2016 a 2017, foi o Presidente Assistente da State Grid International Development Co. Ltd. Ainda, foi membro do Conselho de Administração e Diretor da CPFL Energia de 2017 a 2020. Atualmente, Yumeng Zhao ocupa os cargos de Gerente Geral da State Grid Chile Holding SpA, Presidente do Conselho de Administração da Chilquinta Energia S.A. e membro do Conselho de Administração da CPFL Energia. Durante o MBA na Royal Melbourne Institute of Technology, Mr. Yumeng Zhao realizou cursos relacionados à gestão de riscos energéticos e inovação. Durante o mestrado na Hefei University of Technology, ele realizou cursos associados à inovação e tecnologias emergentes. Em suas experiências profissionais na Xuancheng Power Supply Company, Chuzhou Electric Power Company e na CPFL Energia, dedicou-se à prática e implementação de tecnologias emergentes. Declara que não esteve sujeito, nos últimos 5 anos, à condenação criminal, à condenação em processo administrativo da CVM, do Banco Central do Brasil e/ou da Superintendência de Seguros Privados e à condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial.

---

Liu Yanli - 000.000.000-00

Graduada em Ciências da Computação pela Universidade de Finanças e Economia Hunan em 1998 e Mestrado em contabilidade pela Universidade de Xiamen em 2006. Ela é certificada pela Associação de Oficial de Contadores Certificados (ACCA) e pelo Instituto Chinês de Contadores Públicos (CPA). A Sra. Liu Yanli é atualmente Vice Presidente Executiva e Diretora Financeira (CFO) da State Grid International Development Co., Ltd. Ela também é Conselheira da CDP RETI S.p.A. na Itália, Conselheira da State Grid Intenacional Australia Development Co., LTD. e membro do comitê de Auditoria e Compliance da SGSP (Australia) Assets PTY LTD, a partir de 2022 tornou-se membro do comitê de interpretações da IFRS. A Sra. Liu também possui mais de 20 (vinte) anos de experiência profissional internacional em M&A, investimento e financiamento e operações de companhias listadas. Nos últimos 10 (dez) anos, a Sra. Liu liderou o time de investimento e financiamento completando com sucesso diversos projetos de M&A e "green faithful" na Itália, Austrália, Portugal, Brasil, Hong Kong e Grécia. 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.

---

Antonio Kandir - 146.229.631-91

Formado em Engenharia Mecânica de Produção da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (USP), Mestre em Economia pela Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP e Doutor em Economia pela Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP. Foi Ministro de Estado do Planejamento e Orçamento, Deputado Federal, Presidente do Conselho Nacional de Desestatização, Governador Brasileiro no BID, Secretário Especial de Política Econômica, Presidente do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA). Atualmente, participa de conselhos de administração das empresas (i) CSU Cadsystem, empresa prestadora de serviços de alta tecnologia (desde 2014); (ii) Comiex Empreendimentos e Participações Ltda., uma sociedade gestora de investimentos (desde 2017); (iii) GOL Linhas Aéreas Inteligentes, uma companhia de aviação (desde 2016); (iv) Vibra Agroindustrial S.A., uma companhia avícola (desde 2015); (v) a AEGEA Saneamento e Participações S.A., uma empresa de saneamento (desde 2014); e (vi) MRV Engenharia e Participações S.A. (desde 2018), uma empresa de construção. Nenhuma das referidas empresas integra o grupo econômico da CPFL Energia, tampouco é controlada por acionista detentor de participação superior a 5% das ações ordinárias da CPFL Energia. Ainda, é membro do Comitê de Partes Relacionadas da CPFL Energia.

Este membro do conselho de administração foi eleito conforme características aprovadas na Assembleia Geral que o elegeu, nos termos dos critérios expressos no Regulamento do Novo Mercado, conforme definido no artigo 16, parágrafos 1º e 2º do Regulamento.

---

Marcelo Amaral Moraes - 929.390.077-72

O Sr. Marcelo Amaral Moraes é conselheiro independente da CPFL Energia desde 2018. Graduado em Economia pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (1986-1990), concluiu MBA pela COPPEAD na UFRJ em novembro de 1993 e pós-graduado em Direito Empresarial e Arbitragem pela Fundação Getúlio Vargas em novembro de 2003. Ele é Presidente do Conselho Fiscal da HMOBI S.A. ("Metro Rio") (desde 2022). Também atua como Membro do Conselho Fiscal da GOL Linhas Aéreas Inteligentes S.A. (desde 2018) e Membro do Comitê de Auditoria da SER Educacional S.A. (desde 2021). O Sr. Moraes foi Presidente do Conselho Fiscal da Vale S.A. (2004-2022), Membro do Conselho Fiscal do Linx S.A. (2018-2021), Membro do Conselho Fiscal da Ultrapar S.A. (2019-2021) e Presidente do Conselho Fiscal da Aceco TI S.A (2016-2018), Membro Observador do Comitê de Investimentos e Riscos da Odebrecht Previdência (2018-2020), bem como Membro do Conselho de Administração da Eternit S.A. (2016-2018), Membro Observador do Conselho de Administração da Infinity Bio-Energy S.A. (2011-2012), Diretor Executivo da Capital Dynamics Investimentos Ltda. (2012-2015), gestor de private equity, Diretor Executivo da Stratus Investimentos Ltda. (2006-2010), gestor de private equity; Gerente de Investimentos da Bradespar (2000-2006) e Gerente nas áreas de Corporate Finance, Fusões & Aquisições e Mercado de Capitais do Banco Bozano, Simonsen (1995-2000). Atualmente, o Sr. Marcelo Amaral Moraes também é Membro do Comitê de Partes Relacionadas e do Comitê de Auditoria da CPFL Energia. 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. Declara, ainda, que atende aos critérios de independência estabelecidos na Lei 6.404/76, no Regulamento do Novo Mercado, no Estatuto Social da Companhia e nas Resoluções da CVM.

---

Yuehui Pan - 061.539.517-16

Graduado em Gestão Financeira pela Changsha University of Science and Technology em 2004, mestre em Administração pela North China Electric Power University e com MBA pela Kellogg School of Management, Northwestern University. Começou sua trajetória no Departamento de Finanças na China Power Technology Import and Export Company, de 2004 até 2009 e depois assumiu o cargo de Diretor do Departamento de Gestão de Ativos Financeiros da State Grid International Development Co., Ltd. de 2009 até 2010. Ele também atuou como Diretor Assistente, entre 2011 e 2013, e Diretor de 2013 até 2018, no Departamento Financeiro da State Grid Brasil Holding S.A. Na sequência ele atuou como Presidente do Conselho Fiscal da Belo Monte Transmissora de Energia S.A., e Presidente do Conselho Fiscal da CPFL Energia e CPFL Renováveis. É certificado pelo American Institute of the Chartered Financial Analyst e pelo China Institute of the Certified Public Accountants. Em 2018 ele tornou-se Diretor Vice-Presidente Financeiro adjunto da Companhia, com mandato até 31 de janeiro de 2019. Foi eleito Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores da Companhia. Ele também atua como Diretor Presidente, Diretor Financeiro e Diretor de Relações com Investidores na maioria de nossas subsidiárias. Em 2020, o Sr. Pan foi eleito como membro do Conselho de Administração da CPFL Energia. 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.

---

Gustavo Estrella - 037.234.097-09

Graduado em Administração de Empresas pela Universidade Estadual do Rio de Janeiro (UERJ) e possui MBA em Finanças pelo Instituto Brasileiro de Mercado de Capitais (IBMEC-RJ). Trabalhou no Grupo Lafarge e nas empresas Light e Brasil Telecom. Desde 2001 atua no Grupo CPFL Energia, onde construiu uma sólida carreira ocupando os cargos de Gerente de Planejamento Econômico-Financeiro, Diretor de Relações com Investidores, Diretor de Planejamento e Controladoria, além de ter sido Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores. No início de 2019, Gustavo assumiu o cargo de Presidente do Grupo CPFL Energia. Como principais destaques de sua gestão, liderou o retorno da empresa ao mercado de capitais em 2019, consolidando-a como uma das maiores empresas no mercado de distribuição entre os estados de São Paulo, Rio Grande do Sul, Minas Gerais e Paraná. Na comercialização é uma das líderes no mercado livre e no segmento de Geração é a terceira maior agente privada do País, com um portfólio baseado em fontes limpas e renováveis. Em 2020, recebeu o Prêmio Equities Deal of the Year 2020 – Americas concedido pela publicação The Banker, divisão do jornal britânico Financial Times, devido ao sucesso do Re-IPO da CPFL Energia em 2019, que levantou R\$ 3,7 bilhões com a venda de ações no mercado de capitais. Além disso também esteve à frente do processo de fechamento de capital da CPFL Renováveis. Gustavo é também Presidente do Conselho de Administração do Instituto CPFL e membro do Conselho de Administração da CPFL Energia, da ABDIB-Associação Brasileira da Infraestrutura e Indústrias de Base e do ONS-Operador Nacional do Sistema Elétrico. Além disso, como porta-voz do ODS 3, é embaixador do programa "Liderança com ImPacto", uma iniciativa do Pacto Global da Organização das Nações Unidas (ONU). Declara que não esteve sujeito, nos últimos 5 anos, à condenação criminal, à condenação em processo administrativo da CVM, do Banco Central do Brasil e/ou da Superintendência de Seguros Privados e à condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial.

---

Vinicius Nishioka - 025.099.447-03

Bacharel em Ciências Contábeis pela Universidade Federal do Rio de Janeiro e Direito pela Universidade Gama Filho, com especialização pela Fundação Instituto de Pesquisas Contábeis, Atuariais e Financeiras (FIPECAFI) e MBA em Gestão de Negócios pelo IBMEC-RJ. Professor de MBA em Gestão de Negócios com ênfase no Setor Elétrico – IBMEC-RJ (2020-2021). Experiência em finanças, tributos, mercado de capitais, planejamento e orçamento, contabilidade e auditoria, com passagens em empresas multinacionais como KPMG Auditores Independentes e Cargill. Sólidos conhecimentos sobre o setor elétrico brasileiro adquiridos em mais de 20 anos de atuação, tendo participado de importantes projetos na ANEEL (suporte à fiscalização em processos de revisão tarifária, anuência prévia, análise de recomposição tarifária e variação de itens da "Parcela A" no período de racionamento de energia 2001-2002), LIGHT, TAESA, ENEL, ENDESA, EDF, Grupo ELETROBRÁS, ENERGISA, CEMIG, CPFL e NEOENERGIA. Em 2016, juntou-se ao grupo State Grid para estruturar e liderar o departamento financeiro na construção do Bipolo de Ultra Alta Tensão 800kV em Corrente Contínua (Xingu Rio Transmissora de Energia). Ao final do projeto, passou a atuar como Diretor Financeiro Adjunto na State Grid Brazil Holding e, desde 2021, é Diretor Adjunto de Planejamento Estratégico e Desenvolvimento de Negócios. 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.

---

Ran Zhang - 063.980.997-96

Graduada em Contabilidade e Finanças pela London South Bank University (2002-2004) e mestre em Contabilidade na Beijing Technology and Business University. Gerente do Departamento de Ativos Financeiros da China Electric Power Technology Import and Export Corporation (2009-2010), sendo responsável pela contabilidade e pelo controle de custos deste setor. De 2010 a 2012, foi a responsável pelo Planejamento Tributário e Controle de Riscos Internos da State Grid International Development Co., Ltd, onde também foi a responsável pela consolidação contábil e pelo controle de custos do Departamento de Ativos Financeiros (2012-2016). Foi Diretora Financeira da BELO MONTE TRAN. DE ENERGIA SPE S.A. (2016-2018). Atualmente, é Diretora do Departamento de Ativos Financeiros da State Grid Brazil Holding S.A. Ela é certificada pela The Association Of Chartered Certified Accountants.

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.

Marcio Prado - 275.181.668-10

Sr. Márcio Prado se formou em engenharia de produção pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo em 2001, tendo apresentado trabalho de formatura denominado "Um modelo de avaliação de empresas do setor de telefonia celular no Brasil" orientado pelo prof. Reinaldo Pacheco da Costa. Em 2004, Márcio concluiu seu mestrado em Economia na PUC-Rio tendo defendido tese com o tema "Uma Análise empírica para a estrutura a termo da taxa de juros brasileira" orientado pelo prof. Franklin de Oliveira Gonçalves. Márcio atuou como analista de empresas na corretora do banco Credit Suisse entre 2000 e 2001 focado no setor de telecomunicações. De 2005 a 2013, Márcio atuou na corretora do banco Santander com foco em análise e avaliação de empresas dos setores de eletricidade, de saneamento e de gás. Entre 2014 e 2017, Márcio atuou como analista do setor de infraestrutura na corretora do banco Goldman Sachs. Durante seu período como analista, Márcio recebeu diversos prêmios/ reconhecimentos de mercado por suas análises (prêmio Broadcast de melhor "stock picker" do Brasil, rankings Institucional Investor como um dos melhores analistas da América Latina, prêmio Thomson Reuters como analista com melhores projeções na América Latina). Nesse período, Márcio foi palestrante em diversas conferências setoriais com destaque para a ANEEL+15 (conferência em comemoração aos 15 anos da Aneel). Desde 2017, Márcio tem atuado como analista e co-gestor de fundos de investimentos, tendo sido sócio-fundador da gestora Miles Capital em 2017. Atualmente, Márcio é analista e co-gestor dos fundos de ações da Vinland Capital. Márcio possui as licenças CNPI e CGA-20 da ANBIMA e é um gestor de carteiras reconhecido pela CVM. Declara que: (i) não esteve sujeito, nos últimos cinco 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; e (ii) não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50.

Luiz Claudio Gomes do Nascimento - 001.408.237-35

Graduado em Administração pela Cândido Mendes University (1995). Pós-graduado em Finanças - Engenharia Econômica e Gestão Industrial pela Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ (1997). Master in Business Administration pela IBMEC (2001). Gestão Empresarial - COPPEAD - UFRJ (2013). O Sr. Luiz Cláudio tem mais de 25 anos de experiência financeira nos setores bancário, de serviços e industrial, atuando na Tesouraria, Áreas de Planejamento Financeiro, Controladoria e Contabilidade, bem como experiência significativa em gestão de ativos e dívidas: empréstimos, investimentos, câmbio, garantias, seguro, hedge cambial e de commodities, contas a pagar, cobranças, cobrança e análise de crédito transações. Foi Analista Financeiro Sênior no Banco Boavista InterAtlântico S.A. de 1994 a 2000. Atuou como Coordenador de Tesouraria e Finanças da TNL Contax S/A de 2001 a 2006. Trabalhou como gerente financeiro da Nexan Ficap S/A de 2007 a 2009. Trabalhou como Gerente de Tesouraria e Finanças da Eneva S/A de 2010 a 2015. Na sequência ele atuou como gerente financeiro geral e depois Vice-Diretor financeiro da Belo Monte Transmissora de Energia S.A., de 2015 a 2018. Teve uma passagem como Diretor Financeiro pelo Othon Group S.A. em 2018, retornando a Belo Monte Transmissora de Energia S.A. em 2019. Atualmente, o Sr. Luiz Cláudio Gomes do Nascimento é membro titular do Conselho Fiscal da Belo Monte Transmissora de Energia S.A. e atua como Gerente de Investimentos e Finanças da State Grid Brazil Holding S.A., desde 2019. Declara que não esteve sujeito, nos últimos 5 anos, à condenação criminal, à condenação em processo administrativo da CVM, do Banco Central do Brasil e/ou da Superintendência de Seguros Privados e à condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial.

Li Ruijuan - 065.511.207-33

Graduada em Contabilidade pela Changsha University of Science & Technology (2002-2006). Graduada em MBA pela West Texas A&M University (2020-2022). Atuou como Analista Comercial pela State Grid Gu Yuan Electric Power Company (2006-2010) e Especialista Administrativa pela State Grid Gu Yuan Electric Power Company (2010-2012). De 2012 a 2017 atuou no Departamento de Finanças, Contabilidade, Engenharia e de Infraestrutura da State Grid Gu Yuan Electric Power Company. De 2017 a 2018 foi Especialista do Departamento de Auditoria da State Grid International Development Limited. Desde 2018 atua como Coordenador do Departamento de Finanças e Ativos da State Grid Brazil Holding. Desde 2022, atua como Diretora Assistente do Departamento de Finanças e Ativos da State Grid Brazil Holding. Declara que não esteve sujeito, nos últimos 5 anos, à condenação criminal, à condenação em processo administrativo da CVM, do Banco Central do Brasil e/ou da Superintendência de Seguros Privados e à condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial.

Paulo Nóbrega Frade - 272.844.948-16

Formado em administração de empresas pela FGV – SP em 2002. Ingressou em abril de 2002 na Claritas, atuando na área de Renda Variável até 2021, onde ocupava o cargo de Head de Análise. Após se desligar da Claritas no final de 2021, juntou-se à Evolve Capital onde é sócio e co-gestor de Renda Variável. Além disso, atualmente é membro titular do Conselho Fiscal da São Martinho S.A. Declara que: (i) 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; e (ii) não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50.

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
--------------------	-------------------------

Luis Henrique Ferreira Pinto - 029.352.408-47

N/A

N/A

Karin Regina Luchesi - 219.880.918-45

N/A	N/A
Gustavo Pinto Gachineiro - 247.699.058-23	
N/A	N/A
Vitor Fagali - 260.735.068-99	
N/A	N/A
Flavio Henrique Ribeiro - 276.489.428-79	
N/A	N/A
Futao Huang - 239.777.588-37	
N/A	N/A
Daobiao Chen - 239.983.548-40	
N/A	N/A
Zhao Yumeng - 239.777.708-88	
N/A	N/A
Liu Yanli - 000.000.000-00	
N/A	N/a
Antonio Kandir - 146.229.631-91	
N/A	N/A
Marcelo Amaral Moraes - 929.390.077-72	
N/A	N/A
Yuehui Pan - 061.539.517-16	
N/A	N/A
Gustavo Estrella - 037.234.097-09	
N/A	N/A
Vinicius Nishioka - 025.099.447-03	
N/A	N/A
Ran Zhang - 063.980.997-96	
N/A	N/A
Marcio Prado - 275.181.668-10	
N/A	N/A
Luiz Claudio Gomes do Nascimento - 001.408.237-35	
N/A	N/A
Li Ruijuan - 065.511.207-33	
N/A	N/A

---

Paulo Nóbrega Frade - 272.844.948-16

N/A

N/A

**12. Assembléia e administração / 12.7/8 - Composição dos comitês**

Nome	Tipo comitê	Tipo de Auditoria	Cargo ocupado	Data de nascimento	Data posse	Prazo mandato
CPF	Descrição outros comitês	Profissão	Descrição outros cargos ocupados	Data eleição	Número de Mandatos Consecutivos	Percentual de participação nas reuniões
<b>Outros cargos/funções exercidas no emissor</b>						
Chai Jiyong	Outros Comitês		Membro do Comitê (Suplente)	12/06/1985	11/05/2023	2 anos - até nova eleição pela RCA
239.885.748-48	Comitê de Estratégia Crescimento, Inovação e ESG	Engenheiro Elétrico		11/05/2023	0	0%
Renato Povia	Outros Comitês		Membro do Comitê (Suplente)	12/05/1986	11/05/2023	2 anos - até nova eleição pela RCA
349.960.218-02	Comitê de Estratégia Crescimento, Inovação e ESG	Economista		11/05/2023	0	0%
Daobiao Chen	Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	20/09/1968	11/05/2023	2 anos - até nova eleição pela RCA
239.983.548-40	Comitê Pessoas	Administrador		11/05/2023	0	0%
Presidente do Conselho de Administração						
Li Zhang	Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	11/06/1983	11/05/2023	2 anos - até nova eleição pela RCA
239.777.658-84	Comitê Pessoas	Especialista em Tecnologia da Automação		11/05/2023	0	0%
Gustavo Henrique de Aguiar Sablewski	Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	06/08/1980	11/05/2023	2 anos - até nova eleição pela RCA
285.123.398-02	Comitê Pessoas	Advogado		11/05/2023	0	0%
Zhao Yumeng	Outros Comitês		Membro do Comitê (Suplente)	28/08/1973	11/05/2023	2 anos - até nova eleição pela RCA
239.777.708-88	Comitê Pessoas	Administrador		11/05/2023	0	0%
Membro do conselho de administração / Membro Efetivo do Comitê de Estratégia Crescimento, Inovação e ESG / Membro Suplente do Comitê de Finanças						
Zha Hong	Outros Comitês		Membro do Comitê (Suplente)	22/03/1990	11/05/2023	2 anos - até nova eleição pela RCA
901.182.268-43	Comitê Pessoas	Advogada		11/05/2023	0	0%

**12. Assembléia e administração / 12.7/8 - Composição dos comitês**

Nome	Tipo comitê	Tipo de Auditoria	Cargo ocupado	Data de nascimento	Data posse	Prazo mandato
CPF	Descrição outros comitês	Profissão	Descrição outros cargos ocupados	Data eleição	Número de Mandatos Consecutivos	Percentual de participação nas reuniões
Outros cargos/funções exercidas no emissor						
Rodolfo Nardez Sirol	Outros Comitês		Membro do Comitê (Suplente)	15/09/1969	11/05/2023	2 anos - até nova eleição pela RCA
526.633.880-68	Comitê Pessoas	Oceanógrafo e Zootecnista		11/05/2023	0	0%
Liu Yanli	Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	10/09/1975	11/05/2023	2 anos - até nova eleição pela RCA
000.000.000-00	Comitê Finanças e Riscos	Administrador		11/05/2023	0	0%
Membro do Conselho de Administração / Membro Suplente do Comitê de Estratégia Crescimento, Inovação e ESG						
ZhangYan Fu	Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	25/05/1973	11/05/2023	2 anos - até nova eleição pela RCA
239.866.048-63	Comitê Finanças e Riscos	Economista		11/05/2023	0	0%
Carlos Victor Pereira Sicard Cyrino	Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	12/11/1979	11/05/2023	2 anos - até nova eleição pela RCA
218.684.308-04	Comitê Finanças e Riscos	Engenheiro		11/05/2023	0	0%
Zhao Yumeng	Outros Comitês		Membro do Comitê (Suplente)	28/08/1973	11/05/2023	2 anos - até nova eleição pela RCA
239.777.708-88	Comitê Finanças e Riscos	Administrador		11/05/2023	0	0%
Membro do conselho de administração / Membro Suplente do Comitê de Pessoas / Membro Efetivo do Comitê de Estratégia Crescimento, Inovação e ESG						
Han Mingzhi	Outros Comitês		Membro do Comitê (Suplente)	05/05/1984	11/05/2023	2 anos - até nova eleição pela RCA
240.791.968-81	Comitê Finanças e Riscos	Economista		11/05/2023	0	0%
Daniel Fleury Van Der Molen	Outros Comitês		Membro do Comitê (Suplente)	07/10/1985	13/05/2023	2 anos - até nova eleição pela RCA
340.412.428-60	Comitê Finanças e Riscos	Economista		12/05/2023	0	0%

**12. Assembléia e administração / 12.7/8 - Composição dos comitês**

Nome	Tipo comitê	Tipo de Auditoria	Cargo ocupado	Data de nascimento	Data posse	Prazo mandato
CPF	Descrição outros comitês	Profissão	Descrição outros cargos ocupados	Data eleição	Número de Mandatos Consecutivos	Percentual de participação nas reuniões
Outros cargos/funções exercidas no emissor						
Liu Yunwei	Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	24/07/1969	11/05/2023	2 anos - até nova eleição pela RCA
239.777.718-50	Comitê de Partes Relacionadas	Advogado		11/05/2023	0	0%
Antonio Kandir	Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	02/05/1953	12/05/2023	2 anos - até nova eleição pela RCA
146.229.631-91	Comitê de Partes Relacionadas	Engenheiro		12/05/2023	0	0%
Membro independente do Conselho de Administração e membro efetivo do Comitê de Auditoria						
Marcelo Amaral Moraes	Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	10/07/1967	12/05/2023	2 anos - até nova eleição pela RCA
929.390.077-72	Comitê de Partes Relacionadas	Administrador		12/05/2023	0	0%
Membro independente do Conselho de Administração e membro efetivo do Comitê de Auditoria						
Ricardo Florence dos Santos	Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	26/02/1955	11/05/2023	2 anos - até nova eleição pela RCA
812.578.998-72	Comitê de Auditoria	Engenheiro		11/05/2023	0	0%
Antonio Kandir	Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	02/05/1953	12/05/2023	2 anos - até nova eleição pela RCA
146.229.631-91	Comitê de Auditoria	Engenheiro		12/05/2023	0	0%
Membro independente do Conselho de Administração e membro efetivo do Comitê de Partes Relacionadas						
Marcio Prado	Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	02/03/1977	12/05/2023	2 anos - até nova eleição pela RCA
275.181.668-10	Comitê de Auditoria	Administrador		12/05/2023	0	0%
Membro independente do Conselho de Administração e membro efetivo do Comitê de Partes Relacionadas						
Zhao Yumeng	Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	28/08/1973	11/05/2023	2 anos - até nova eleição pela RCA
239.777.708-88	Comitê de Estratégia Crescimento, Inovação e ESG	Administrador		11/05/2023	0	0%

**12. Assembléia e administração / 12.7/8 - Composição dos comitês**

Nome	Tipo comitê	Tipo de Auditoria	Cargo ocupado	Data de nascimento	Data posse	Prazo mandato
CPF	Descrição outros comitês	Profissão	Descrição outros cargos ocupados	Data eleição	Número de Mandatos Consecutivos	Percentual de participação nas reuniões

**Outros cargos/funções exercidas no emissor**

Membro do Conselho de Administração / Membro Suplente do Comitê de Pessoas /  
Membro Suplente do Comitê de Finanças e Riscos

Jun Qi	Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	18/11/1972	11/05/2023	2 anos - até nova eleição pela RCA
900.741.938-21	Comitê de Estratégia Crescimento, Inovação e ESG	Economista		11/05/2023	0	0%
Rafael Lazzaretti	Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	30/11/1983	11/05/2023	2 anos - até nova eleição pela RCA
312.219.028-14	Comitê de Estratégia Crescimento, Inovação e ESG	Engenheiro		11/05/2023	0	0%
Liu Yanli	Outros Comitês		Membro do Comitê (Suplente)	10/09/1975	11/05/2023	2 anos - até nova eleição pela RCA
000.000.000-00	Comitê de Estratégia Crescimento, Inovação e ESG	Administrador		11/05/2023	0	0%

Membro do Conselho de Administração /  
Membro Efetivo do Comitê de Finanças e Riscos

**Experiência profissional / Declaração de eventuais condenações / Critérios de Independência**

Chai Jiyong - 239.885.748-48

Possui experiência de trabalho em educação e indústria de energia. A carreira começou na Huazhong University of Science and Technology (HUST) em 2007, atuou como professor, responsável pelo ensino e assuntos estudantis, em seguida, em conjunto com a SGCC Hubei Power Company em 2012, trabalhou no Instituto de Economia e Tecnologia e no departamento de governança corporativa, ocupou cargos de engenheiro de planejamento de sistemas de energia, analista de energia e economia, secretário de alta administração e vice-diretor do departamento de governança corporativa, respectivamente. Principalmente focado em planejamento de sistemas de energia, análise de desenvolvimento de rede de energia, pesquisa de investimento em construção de sistema de distribuição, serviço abrangente e administração. Ingressou na CPFL Energia em 2017, atuando nos departamentos de Governança Corporativa, Comunicação, Auditoria Interna, Suprimentos e Desenvolvimento de Negócios.

Renato Povia - 349.960.218-02

Graduado em Ciências Econômicas pela Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP) e com 3 especializações em inovação (HSM, IDEO-U e Stanford). Iniciou sua carreira profissional em consultoria estratégica (Roland Berger 2009-2011), transferiu-se para a CPFL Energia onde atuou como Consultor Interno (2012-2014), Gerente de Estratégia (2014-2017), Gerente de Inovação (2017-2020), Diretor de Estratégia e Inovação (2020-2023) e Diretor de RH, cargo que ocupa desde março de 2023.

---

Daobiao Chen - 239.983.548-40

Graduado em Sistemas de Energia Elétrica e Automação pela Huazhong University of Science and Technology (1986-1990) e mestre em administração pela Royal Melbourne Institute of Technology (2003-2005). Iniciou sua carreira em 1990, no setor de energia elétrica do Grupo State Grid (mesmo setor de atuação da CPFL Energia), na Nanjing Electric Power Company, onde atuou como Vice-Diretor de Engenharia e Diretor do Departamento de Operações (2004-2005) e Vice- Presidente (2005-2007). Também foi Vice-Presidente da Lianyungang Electric Power Company (2007-2008), Presidente da Huaian Electric Power Company (2008- 2009) e da Nantong Electric Power Company (2009-2011), Vice-Presidente Sênior da State Grid Shanghai Electric Power Company (2011-2015) e Vice-Diretor Geral do Departamento de Construção da State Grid Corporation of China (2015-2016). Em 2016 foi Diretor Vice-Presidente do Setor de Informação Econômica para Organização do Desenvolvimento e Cooperação Global da Energy Interconnection, e depois Vice-Presidente da State Grid International Development Co., Ltd. Foi conselheiro da CPFL Energia (2017-2018). Foi também Diretor Executivo da HK Electric Investments Limited e The Hongkong Electric Company (HEC) e Co-Gerente Geral (Transmissão e Distribuição) da (HEC) (2018-2022). Declara que não esteve sujeito, nos últimos 5 anos, à condenação criminal, à condenação em processo administrativo da CVM, do Banco Central do Brasil e/ou da Superintendência de Seguros Privados e à condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial.

---

Li Zhang - 239.777.658-84

Entre 2012 e 2016 foi Gerente de Recursos Humanos da State Grid Shaanxi Electric Power Company. Responsável pelos funcionários da empresa, necessidades de desenvolvimento a longo prazo e configuração de pessoal, desenvolvimento e avaliação de pessoal, recompensas, gestão de relações de trabalho, desenvolvimento da estrutura organizacional e salarial para a empresa. Entre 2011 e 2012 foi Assistente de Treinamento da State Grid Shaanxi Electric Power Company, responsável pelo apoio na administração diária, incluindo investigação das necessidades do empregado e melhoria do plano de treinamento

---

Gustavo Henrique de Aguiar Sablewski - 285.123.398-02

Gustavo Sablewski é Diretor Jurídico da CPFL Energia S.A, graduado em Direito pela PUC/Campinas, pós-graduado em Direito Tributário pela Escola Superior de Advocacia da OAB, possui também MBA em Gestão de Negócios em Tributação e Contabilidade pela Universidade Federal Fluminense (UFF). Atuou como Gerente Jurídico Estratégico por 12 anos em empresas do mercado de energia e como palestrante em eventos pela AMCHAM/RJ, IBC Brasil e outras. Atuou como Gerente Jurídico Estratégico para a CPFL Energia de 2014 a 2017, tendo sido nomeado Diretor Jurídico em maio de 2017. Nenhuma das entidades citadas integram o grupo econômico da Companhia ou são controladas por acionistas da Companhia que detenham participação, direta ou indireta, igual ou superior a 5% de uma mesma classe ou espécie de valor mobiliário da Companhia. Gustavo Sablewski não esteve sujeito, nos últimos 5 anos, a qualquer condenação criminal, a qualquer condenação em processo administrativo da CVM, ou a qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de uma atividade profissional ou comercial qualquer., também não é considerado pessoa exposta politicamente, nos termos do Anexo A da Resolução CVM nº 50/2021.

---

Zhao Yumeng - 239.777.708-88

---

Zhao Yumeng - 239.777.708-88

---

Zhao Yumeng - 239.777.708-88

Graduado em Instrumentos Eletromagnéticos e Medição pela Huazhong University of Science and Technology em 1994. Possui mestrado em Sistemas Elétricos de Energia e Automação pela Hefei University of Technology e MBA pela Royal Melbourne Institute of Technology. Iniciou sua carreira em 1994 no Setor de Energia Elétrica do Grupo State Grid. Ocupou o cargo de chefe do Departamento de Marketing da Hefei Power Supply Company de 2004 a 2006, se tornou gerente do Departamento de Marketing da State Grid Anhui Electric Power Company em 2006, Vice gerente geral da Xuancheng Power Supply Company de 2006 a 2013, Gerente Geral da Chuzhou Electric Power Company de 2009 a 2013 e Gerente Geral da Anqing Power Supply Company de 2013 a 2016. De 2016 a 2017, foi o Presidente Assistente da State Grid International Development Co. Ltd. Ainda, foi membro do Conselho de Administração e Diretor da CPFL Energia de 2017 a 2020. Atualmente, Yumeng Zhao ocupa os cargos de Gerente Geral da State Grid Chile Holding SpA, Presidente do Conselho de Administração da Chilquinta Energia S.A. e membro do Conselho de Administração da CPFL Energia. Durante o MBA na Royal Melbourne Institute of Technology, Mr. Yumeng Zhao realizou cursos relacionados à gestão de riscos energéticos e inovação. Durante o mestrado na Hefei University of Technology, ele realizou cursos associados à inovação e tecnologias emergentes. Em suas experiências profissionais na Xuancheng Power Supply Company, Chuzhou Electric Power Company e na CPFL Energia, dedicou-se à prática e implementação de tecnologias emergentes. Declara que não esteve sujeito, nos últimos 5 anos, à condenação criminal, à condenação em processo administrativo da CVM, do Banco Central do Brasil e/ou da Superintendência de Seguros Privados e à condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial.

---

Zha Hong - 901.182.268-43

Formou-se em direito pela Changchun Normal University, localizada na China, e mestre em direito pela Universidade de Bolonha, na Itália. Entre 2015 e 2018, ela assessorou juridicamente processos de IPO de companhias chinesas e foi responsável por processos de M&A internacionais e nacionais pelo escritório de advocacia Grandall. Desde 2018, a Sra. Hong Zha é responsável por assessorar a State Grid em operações de internacionais, bem como pelas revisões de compliance das principais decisões da State Grid International Development e suporte legal para a gestão de ativos no exterior do Conselho Interno da SGID. Ingressou na CPFL em 2022, atuando nos departamentos de Governança Corporativa e gestão de Recursos Humanos.

---

Rodolfo Nardez Sirol - 526.633.880-68

O Sr. Rodolfo Nardez Sirol começou sua carreira no setor de energia em 2001, como gerente ambiental da Duke Energy. Ele se juntou à CPFL Energia como Gerente Ambiental em 2010 e, em 2011, tornou-se Diretor Ambiental. Em 2016, foi criada a Diretoria de Sustentabilidade e seu escopo foi expandido para a área de sustentabilidade (estratégia social e de sustentabilidade). Em 2018, a Diretoria teve maior amplitude com a inserção da área de assuntos e processos ligados a Relações Institucionais. Formado em Oceanografia pela Universidade Federal do Rio Grande, possui mestrado e doutorado em Zootecnia pela Universidade Federal de Viçosa e dois MBAs, ambos pela Fundação Getúlio Vargas: Estratégia e Gestão de Pessoas. Em 2014, conclui o seu pós-MBA em Inovação pela HSM e, em 2017, concluiu o programa Prince of Wales's Business & Sustainability da Universidade de Cambridge. Desde 2013 tornou-se membro do Conselho da ENERCAN, CERAN e Foz do Chapecó. É ex-Presidente da Fundação COGE e ex-Chairman do Board da Rede Brasileira do Pacto Global.

---

Liu Yanli - 000.000.000-00

---

Liu Yanli - 000.000.000-00

Graduada em Ciências da Computação pela Universidade de Finanças e Economia Hunan em 1998 e Mestrado em contabilidade pela Universidade de Xiamen em 2006. Ela é certificada pela Associação de Oficial de Contadores Certificados (ACCA) e pelo Instituto Chinês de Contadores Públicos (CPA). A Sra. Liu Yanli é atualmente Vice Presidente Executiva e Diretora Financeira (CFO) da State Grid International Development Co., Ltd. Ela também é Conselheira da CDP RETI S.p.A. na Itália, Conselheira da State Grid Intenacional Australia Development Co., LTD. e membro do comitê de Auditoria e Compliance da SGSP (Australia) Assets PTY LTD, a partir de 2022 tornou-se membro do comitê de interpretações da IFRS. A Sra. Liu também possui mais de 20 (vinte) anos de experiência profissional internacional em M&A, investimento e financiamento e operações de companhias listadas. Nos últimos 10 (dez) anos, a Sra. Liu liderou o time de investimento e financiamento completando com sucesso diversos projetos de M&A e "green faithful" na Itália, Austrália, Portugal, Brasil, Hong Kong e Grécia. 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.

---

ZhangYan Fu - 239.866.048-63

Atuou na State Grid Yingda International Holdings Group Co., Ltd., uma subsidiária da State Grid no ano de 2011 até 2016. Pelo período de 2011 até 2014 trabalhou como Gerente em Gerenciamento de Risco, de 2014 até 2015 foi Gerente Sênior e Superviso de 2015 até 2016. Ingressou na State Grid International Development em 2017 como membro da Diretoria Executiva da CPFL Brasil. Ainda, foi eleito como membro da diretoria executiva da CPFL Geração em 2019.

---

Carlos Victor Pereira Sicard Cyrino - 218.684.308-04

Formado em Engenharia pela Universidade de São Paulo - USP em 2003 e possui MBA em Finanças Corporativas pela Fundação Getúlio Vargas - FGV em 2009. Em 2011, participou de um programa de trainee na CPFL, onde também obteve sua certificação como Six Sigma Master Black Belt. O Sr. Cyrino conta com mais de 15 anos de experiência em Tesouraria. Ingressou na CPFL como estagiário em 2003 na Diretoria Financeira, onde ocupou diferentes cargos, desde Analista Financeiro até Coordenador na Mesa de Operações e Mercado de Capitais. Em 2015, foi nomeado Gerente de Tesouraria, supervisionando Seguros Corporativos, Análise de Crédito, Cobrança, Contas a Pagar, Gestão de Fluxo de Caixa e Contratos Financeiros. Em 2019 ocupou a Diretoria de Relações com Investidores, cargo que ocupa atualmente, sendo responsável por toda a interação com o mercado local e internacional, educando e atualizando os investidores sobre o desempenho e a estratégia de longo prazo da empresa, proporcionando controle, transparência, agilidade e competitividade que garantam o retorno esperado para seus acionistas no curto, médio e longo prazos.

---

Han Mingzhi - 240.791.968-81

Graduada em contabilidade, com mestrado em contabilidade profissional e comércio pela Universidade de Sidney, Austrália. Atuou como contadora na State Grid de 2009 a 2017. Responsável por relatórios financeiros e análise de performance executiva nas subsidiárias do Brasil e das Austrália. Ingressou no grupo CPFL em 2017 como Diretora da CPFL Brasil e, em 2019, foi eleita Diretora Financeira e de Relacionamento com Investidores da CPFL Piratinga.

---

Daniel Fleury Van Der Molen - 340.412.428-60

Executivo com vasta experiência no setor energético brasileiro, atuou tanto na indústria (CPFL Energia e CPFL Renováveis) quanto no segmento de boutique de investimentos (Estateer e Horizon). Ao longo de sua carreira, liderou com sucesso diversos projetos de M&A, bem como criou unidades de negócios e desenvolveu diversos projetos relacionados à geração de energia (hídrica, eólica e solar), transmissão, distribuição e outras áreas correlatas. Nestas funções, foi responsável pela supervisão de todas as fases dos projetos, desde a prospecção e due diligence, ao financiamento, avaliação, negociação e integração da fusão/aquisição. Do ponto de vista acadêmico, é formado em Economia pela Universidade de São Paulo (USP), fez especializações em Harvard (EUA) e na Universidade de Groningen (NL) e tem um MBA Executivo na IESE School.

---

Liu Yunwei - 239.777.718-50

Graduou-se em Direito Internacional pela Jilin University School of Law em 1991, na China, onde concluiu o seu mestrado em direito no ano de 2001. Atuou como consultor jurídico da Jilin Nobel Electric Power Industry Group Company, na qual fornecia opiniões jurídicas referentes a questões jurídicas da sociedade. Ele também trabalhou como diretor jurídico na State Grid's Jilin Province Electric Power Company Limited, responsável pela gestão de todas as questões jurídicas, incluindo questões relacionadas a regulamentações do setor elétrico e M&A. Além disso, foi especialista em processos judiciais da State Grid Corporation of China, e membro da Comissão de Supervisão e Administração dos advogados da State Grid. Ao longo de sua carreira, também participou da compra da concessionária filipina National Transmission Corporation. Desde 2019, exerce cargo de vice-presidente da State Grid Brazil Power Participações S/A.

---

Antonio Kandir - 146.229.631-91

---

Antonio Kandir - 146.229.631-91

Formado em Engenharia Mecânica de Produção da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (USP), Mestre em Economia pela Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP e Doutor em Economia pela Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP. Foi Ministro de Estado do Planejamento e Orçamento, Deputado Federal, Presidente do Conselho Nacional de Desestatização, Governador Brasileiro no BID, Secretário Especial de Política Econômica, Presidente do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA). Atualmente, participa de conselhos de administração das empresas (i) CSU Cadsystem, empresa prestadora de serviços de alta tecnologia (desde 2014); (ii) Comiex Empreendimentos e Participações Ltda., uma sociedade gestora de investimentos (desde 2017); (iii) GOL Linhas Aéreas Inteligentes, uma companhia de aviação (desde 2016); (iv) Vibra Agroindustrial S.A., uma companhia avícola (desde 2015); (v) a AEGEA Saneamento e Participações S.A., uma empresa de saneamento (desde 2014); e (vi) MRV Engenharia e Participações S.A. (desde 2018), uma empresa de construção. Nenhuma das referidas empresas integra o grupo econômico da CPFL Energia, tampouco é controlada por acionista detentor de participação superior a 5% das ações ordinárias da CPFL Energia. Ainda, é membro do Comitê de Partes Relacionadas da CPFL Energia. Este membro do conselho de administração foi eleito conforme características aprovadas na Assembleia Geral que o elegeu, nos termos dos critérios expressos no Regulamento do Novo Mercado, conforme definido no artigo 16, parágrafos 1º e 2º do Regulamento.

---

Marcelo Amaral Moraes - 929.390.077-72

O Sr. Marcelo Amaral Moraes é conselheiro independente da CPFL Energia desde 2018. Graduado em Economia pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (1986-1990), concluiu MBA pela COPPEAD na UFRJ em novembro de 1993 e pós-graduado em Direito Empresarial e Arbitragem pela Fundação Getúlio Vargas em novembro de 2003. Ele é Presidente do Conselho Fiscal da HMOBI S.A. ("Metro Rio") (desde 2022). Também atua como Membro do Conselho Fiscal da GOL Linhas Aéreas Inteligentes S.A. (desde 2018) e Membro do Comitê de Auditoria da SER Educacional S.A. (desde 2021). O Sr. Moraes foi Presidente do Conselho Fiscal da Vale S.A. (2004-2022), Membro do Conselho Fiscal do Linx S.A. (2018-2021), Membro do Conselho Fiscal da Ultrapar S.A. (2019-2021) e Presidente do Conselho Fiscal da Aceco TI S.A (2016-2018), Membro Observador do Comitê de Investimentos e Riscos da Odebrecht Previdência (2018-2020), bem como Membro do Conselho de Administração da Eternit S.A. (2016-2018), Membro Observador do Conselho de Administração da Infinity Bio-Energy S.A. (2011-2012), Diretor Executivo da Capital Dynamics Investimentos Ltda. (2012-2015), gestor de private equity, Diretor Executivo da Stratus Investimentos Ltda. (2006-2010), gestor de private equity; Gerente de Investimentos da Bradespar (2000-2006) e Gerente nas áreas de Corporate Finance, Fusões & Aquisições e Mercado de Capitais do Banco Bozano, Simonsen (1995-2000). Atualmente, o Sr. Marcelo Amaral Moraes também é Membro do Comitê de Partes Relacionadas e do Comitê de Auditoria da CPFL Energia. 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. Declara, ainda, que atende aos critérios de independência estabelecidos na Lei 6.404/76, no Regulamento do Novo Mercado, no Estatuto Social da Companhia e nas Resoluções da CVM.

---

Ricardo Florence dos Santos - 812.578.998-72

O Sr. Ricardo Florence dos Santos, atua como membro independente do Conselho de Administração da Movida Aluguel de Carros S.A. desde 2016, como membro do Conselho Fiscal da Marfrig desde 2020 e dos Conselhos Consultivos das empresas GRANOL, ATMO e BENCORP. Acumula na MOVIDA os comitês de Auditoria e Financeiro. Atuou como Vice-Presidente de Finanças (CFO) da Marfrig Global Foods S.A entre 2013 e 2016, como Diretor Estatutário de Relações com Investidores entre 2007 e 2014 e como membro dos Conselhos Fiscais da CPFL Energia e sua controlada CEEE-T entre 2017 e 2022. Engenheiro químico formado pela Escola Politécnica da USP e em Administração de Empresas pela Universidade Mackenzie, tem MBA em Estratégia e Finanças pelo IBMEC-SP. Atuou anteriormente no Grupo Pão de Açúcar por 16 anos (1984-2000) em diversos cargos como Diretor de Planejamento Estratégico, Financeiro e Diretor Estatutário de Relações com Investidores. Foi também responsável pelas áreas de RI da UOL Inc. (Grupo Folha de São Paulo – 2000/2001) e Brasil Telecom (2005-2007). Atuou em diversos processos de abertura de capital, fusões, aquisições e vendas de ativos nas empresas em que trabalhou. Participou dos Conselhos de Administração do Grupo Pão de Açúcar (1995-1999), UOL – Grupo Folha (2001) e IBRI – Instituto Brasileiro de Relações com Investidores (1998-2001 e 2014-2019), onde também foi presidente-executivo de 2010 a 2013 e do Conselho Consultivo da Dentalcorp S.A. (2002 a 2006).

---

Marcio Prado - 275.181.668-10

O Sr. Marcelo Amaral Moraes é conselheiro independente da CPFL Energia desde 2018. Graduado em Economia pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (1986-1990), concluiu MBA pela COPPEAD na UFRJ em novembro de 1993 e pós-graduado em Direito Empresarial e Arbitragem pela Fundação Getúlio Vargas em novembro de 2003. Ele é Presidente do Conselho Fiscal da HMOBI S.A. ("Metro Rio") (desde 2022). Também atua como Membro do Conselho Fiscal da GOL Linhas Aéreas Inteligentes S.A. (desde 2018) e Membro do Comitê de Auditoria da SER Educacional S.A. (desde 2021). O Sr. Moraes foi Presidente do Conselho Fiscal da Vale S.A. (2004-2022), Membro do Conselho Fiscal do Linx S.A. (2018-2021), Membro do Conselho Fiscal da Ultrapar S.A. (2019-2021) e Presidente do Conselho Fiscal da Aceco TI S.A (2016-2018), Membro Observador do Comitê de Investimentos e Riscos da Odebrecht Previdência (2018-2020), bem como Membro do Conselho de Administração da Eternit S.A. (2016-2018), Membro Observador do Conselho de Administração da Infinity Bio-Energy S.A. (2011-2012), Diretor Executivo da Capital Dynamics Investimentos Ltda. (2012-2015), gestor de private equity, Diretor Executivo da Stratus Investimentos Ltda. (2006-2010), gestor de private equity; Gerente de Investimentos da Bradespar (2000-2006) e Gerente nas áreas de Corporate Finance, Fusões & Aquisições e Mercado de Capitais do Banco Bozano, Simonsen (1995-2000). Atualmente, o Sr. Marcelo Amaral Moraes também é Membro do Comitê de Partes Relacionadas e do Comitê de Auditoria da CPFL Energia. 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. Declara, ainda, que atende aos critérios de independência estabelecidos na Lei 6.404/76, no Regulamento do Novo Mercado, no Estatuto Social da Companhia e nas Resoluções da CVM.

Jun Qi - 900.741.938-21

Formou-se em economia pela Universidade de Finanças e Economia de Tianjin. Trabalhou em diferentes entidades e organizações, como Conselheiro Adjunto do departamento de Desenvolvimentos de Negócios e Estratégia da State Grid International Development Co., Ltd, de janeiro a março de 2022, Head do departamento de Desenvolvimento de Negócios da REN (Redes Energéticas Nacionais, Portugal) de maio de 2012 a dezembro de 2019. Em abril de 2022, assumiu a posição de Diretor Comercial da RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. Se tornou membro do Comitê de Partes Relacionadas da Companhia em 12 de maio de 2022.

Rafael Lazzaretti - 312.219.028-14

Rafael trabalhou na empresa de consultoria Roland Berger de 2006 a 2009 como consultor de estratégia. Foi responsável pela execução de vários projetos nos setores de serviços financeiros e energia, com foco em planejamento estratégico, revisão de processos e reestruturação organizacional. Desde 2009 na CPFL Energia, Rafael atuou em diferentes posições gerenciais. Até 2013, ele era Gerente de Estratégia, coordenando e preparando o Plano Estratégico da holding da CPFL e de seus negócios, bem como sua implementação através de projetos e do desdobramento das metas de curto prazo dos executivos da empresa. Rafael também atuou como Gerente de Inovação, liderando os principais projetos de inovação e P&D da empresa (como Telhados Solares, Mobilidade Elétrica, Armazenamento e CPFL Inova, o programa de inovação aberta e aproximação de startups da empresa), e como Diretor de Estratégia e Inovação, sendo responsável pelo desenvolvimento, implementação e monitoramento do Plano Estratégico, e projetos de inovação e eficiência energética do Grupo, bem como gerenciamento de riscos de energia. Atualmente, Rafael é Diretor Comercial das Distribuidoras da CPFL, sendo responsável por todo o relacionamento com os clientes, incluindo o atendimento e a experiência do cliente (com ações de digitalização), o faturamento, a gestão de inadimplência e a gestão de perdas comerciais. Rafael também é membro do Conselho Fiscal do Instituto CPFL e foi membro do Comitê de Gestão de Recursos Humanos, órgão de assessoria ao Conselho de Administração da CPFL Energia S.A., de 12 de maio de 2022 a 11 de maio de 2023.

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
Chai Jiyong - 239.885.748-48	
N/A	N/A
Renato Povia - 349.960.218-02	
Daobiao Chen - 239.983.548-40	
Li Zhang - 239.777.658-84	
Gustavo Henrique de Aguiar Sablewski - 285.123.398-02	
Zhao Yumeng - 239.777.708-88	
Zhao Yumeng - 239.777.708-88	
Zhao Yumeng - 239.777.708-88	
Zha Hong - 901.182.268-43	
Rodolfo Nardez Sirol - 526.633.880-68	
Liu Yanli - 000.000.000-00	
Liu Yanli - 000.000.000-00	

---

ZhangYan Fu - 239.866.048-63

---

Carlos Victor Pereira Sicard Cyrino - 218.684.308-04

---

Han Mingzhi - 240.791.968-81

---

Daniel Fleury Van Der Molen - 340.412.428-60

---

Liu Yunwei - 239.777.718-50

---

Antonio Kandir - 146.229.631-91

---

Antonio Kandir - 146.229.631-91

---

Marcelo Amaral Moraes - 929.390.077-72

---

Ricardo Florence dos Santos - 812.578.998-72

---

Marcio Prado - 275.181.668-10

---

Jun Qi - 900.741.938-21

---

Rafael Lazzaretti - 312.219.028-14

## 12. Assembléia e administração / 12.9 - Relações familiares

### Justificativa para o não preenchimento do quadro:

#### a. administradores do emissor

Não há relação conjugal, união estável ou parentesco até o segundo grau entre os membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal da CPFL Energia e os administradores da CPFL Energia.

#### b. (i) administradores do emissor e (ii) administradores de controladas, diretas ou indiretas, do emissor

Não há relação conjugal, união estável ou parentesco até o segundo grau entre os membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal da CPFL Energia e os administradores de controladas, diretas ou indiretas, da CPFL Energia.

#### c. (i) administradores do emissor ou de suas controladas, diretas ou indiretas e (ii) controladores diretos ou indiretos do emissor

Não há relação conjugal, união estável ou parentesco até o segundo grau entre os membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal da CPFL Energia e os controladores diretos ou indiretos da CPFL Energia.

#### d. (i) administradores do emissor e (ii) administradores das sociedades controladoras diretas e indiretas do emissor

Não há relação conjugal, união estável ou parentesco, até o segundo grau, entre os membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal da CPFL Energia e os administradores das sociedades controladoras diretas e indiretas da CPFL Energia.

**12. Assembléia e administração / 12.10 - Relações de subord., prest. serviço ou controle**

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			

**Exercício Social 31/12/2021****Administrador do Emissor**

Gustavo Estrella

037.234.097-09

Subordinação

Controlada Indireta

Membro do Conselho de Administração e Diretor-Presidente

**Pessoa Relacionada**

Finergy Sociedade de Crédito Direto S.A. ("Alesta")

38.316.293/0001-93

Diretor Superintendente

**Observação****Administrador do Emissor**

Yuehui Pan

061.539.517-16

Subordinação

Controlada Indireta

Membro do Conselho e Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores

**Pessoa Relacionada**

CPFL Renováveis S.A. e subsidiárias da CPFL Renováveis

08.439.659/0001-50

Diretor Financeiro e de Relação com Investidores

**Observação****Administrador do Emissor**

Yuehui Pan

061.539.517-16

Subordinação

Controlada Indireta

Membro do Conselho e Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores

**Pessoa Relacionada**

Subsidiárias da CPFL Energia mencionadas no campo "Observação"

02.429.144/0001-93

Diretor Financeiro e de Relação com Investidores

**Observação**

Subsidiárias de Distribuição de Energia, CPFL Geração e CPFL Renováveis

**Administrador do Emissor**

**12. Assembléia e administração / 12.10 - Relações de subord., prest. serviço ou controle**

<b>Identificação</b>	<b>CPF/CNPJ</b>	<b>Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada</b>	<b>Tipo de pessoa relacionada</b>
<b>Cargo/Função</b>			
Yuehui Pan Membro do Conselho e Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores	061.539.517-16	Subordinação	Controlada Indireta
<b>Pessoa Relacionada</b>			
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda ("CPFL Total") Diretor Superintendente	12.116.118/0001-69		
<b>Observação</b>			
<hr/>			
<b>Administrador do Emissor</b>			
Yuehui Pan Membro do Conselho e Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores	061.539.517-16	Subordinação	Controlada Indireta
<b>Pessoa Relacionada</b>			
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. ("CPFL Serviços")	58.635.517/0001-37		
<b>Observação</b>			
Diretor Executivo da CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A., Sul Geradora Participações S.A., Comercialização de Energia Cone Sul Ltda., CPFL Planalto Ltda., Paulista Lajeado Energia S.A			
<hr/>			
<b>Administrador do Emissor</b>			
Yuehui Pan Membro do Conselho e Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores	061.539.517-16	Subordinação	Controlada Indireta
<b>Pessoa Relacionada</b>			
CPFL Telecom S.A. ("CPFL Telecom") Diretor Financeiro	12.116.119/0001-03		
<b>Observação</b>			
<hr/>			
<b>Administrador do Emissor</b>			
Karin Regina Luchesi Diretora Vice-Presidente de Operações de Mercado	219.880.918-45	Subordinação	Controlada Indireta

**12. Assembléia e administração / 12.10 - Relações de subord., prest. serviço ou controle**

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
<b>Cargo/Função</b>			
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Centrais Elétricas da Paraíba S.A. - EPASA Presidente do Conselho de Administração	10.366.780/0001-41		
<u>Observação</u>			
-----			
<u>Administrador do Emissor</u>			
Karin Regina Luchesi Diretora Vice-Presidente de Operações de Mercado	219.880.918-45	Subordinação	Controlada Indireta
<u>Pessoa Relacionada</u>			
CPFL Renováveis S.A. e subsidiárias da CPFL Renováveis Membro do Conselho de Administração	08.439.659/0001-50		
<u>Observação</u>			
-----			
<u>Administrador do Emissor</u>			
Karin Regina Luchesi Diretora Vice-Presidente de Operações de Mercado	219.880.918-45	Subordinação	Controlada Indireta
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Paulista Lajeado Energia S.A. Membro do Conselho de Administração	03.491.603/0001-21		
<u>Observação</u>			
-----			
<u>Administrador do Emissor</u>			
Karin Regina Luchesi Diretora Vice-Presidente de Operações de Mercado	219.880.918-45	Subordinação	Controlada Indireta
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Sul Geradora Participações S.A. Membro do Conselho de Administração e Diretora	02.689.862/0001-07		

**12. Assembléia e administração / 12.10 - Relações de subord., prest. serviço ou controle**

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
<b>Cargo/Função</b>			

**Observação****Administrador do Emissor**

Karin Regina Luchesi

219.880.918-45

Subordinação

Controlada Indireta

Diretora Vice-Presidente de Operações de Mercado

**Pessoa Relacionada**

Finergy Sociedade de Crédito Direto S.A. ("Alesta")

38.316.293/0001-93

Diretora Administrativa

**Observação****Administrador do Emissor**

Li Hong

Subordinação

Controlador Indireto

Membro do Conselho de Administração

**Pessoa Relacionada**

Top View Grid Investment Limited

Membro do Conselho de Administração

**Observação**

Passaporte: PE1406167

**Administrador do Emissor**

Li Hong

Subordinação

Controlador Indireto

Membro do Conselho de Administração

**Pessoa Relacionada**

International Grid Holdings Limited

Membro do Conselho de Administração

**Observação**

Passaporte: PE1406167

**Administrador do Emissor**

**12. Assembléia e administração / 12.10 - Relações de subord., prest. serviço ou controle**

<b>Identificação</b>	<b>CPF/CNPJ</b>	<b>Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada</b>	<b>Tipo de pessoa relacionada</b>
<b>Cargo/Função</b> Li Hong Membro do Conselho de Administração		Subordinação	Controlador Indireto
<b>Pessoa Relacionada</b> State Grid International Development Co. Ltd Vice Presidente Sênior			
<b>Observação</b> Passaporte: PE1406167			
<b>Administrador do Emissor</b> Yuehui Pan Diretor Superintendente	061.539.517-16	Subordinação	Controlador Indireto
<b>Pessoa Relacionada</b> ESC Energia S.A. Diretor	15.146.011/0001-51		
<b>Observação</b>			
<b>Administrador do Emissor</b> Yuehui Pan Diretor Vice-Presidente	061.539.517-16	Subordinação	Controlador Indireto
<b>Pessoa Relacionada</b> State Grid Brazil Power Participações S.A. Diretor	26.002.119/0001-97		
<b>Observação</b>			
<b>Exercício Social 31/12/2020</b> <b>Administrador do Emissor</b> Gustavo Estrella	037.234.097-09	Subordinação	Controlada Indireta

**12. Assembléia e administração / 12.10 - Relações de subord., prest. serviço ou controle**

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
<b>Cargo/Função</b>			
Membro do Conselho de Administração e Diretor Presidente			
<b>Pessoa Relacionada</b>			
CPFL Renováveis S.A. e subsidiárias da CPFL Renováveis	08.439.659/0001-50		
Vice-Presidente do Conselho de Administração			
<b>Observação</b>			
-----			
<b>Administrador do Emissor</b>			
Gustavo Estrella	037.234.097-09	Subordinação	Controlada Indireta
Membro do Conselho de Administração e Diretor Presidente			
<b>Pessoa Relacionada</b>			
Finergy Sociedade de Crédito Direto S.A. ("Alesta")	38.316.293/0001-93		
Diretor Superintendente			
<b>Observação</b>			
-----			
<b>Administrador do Emissor</b>			
Yuehui Pan	061.539.517-16	Subordinação	Controlada Indireta
Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores			
<b>Pessoa Relacionada</b>			
CPFL Renováveis S.A. e subsidiárias da CPFL Renováveis	08.439.659/0001-50		
Diretor Financeiro e de Relação com Investidores			
<b>Observação</b>			
-----			
<b>Administrador do Emissor</b>			
Yuehui Pan	061.539.517-16	Subordinação	Controlada Indireta
Membro do Conselho e Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores			
<b>Pessoa Relacionada</b>			
Subsidiárias da CPFL Energia mencionadas no campo "Observação"	02.429.144/0001-93		

**12. Assembléia e administração / 12.10 - Relações de subord., prest. serviço ou controle**

<b>Identificação</b>	<b>CPF/CNPJ</b>	<b>Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada</b>	<b>Tipo de pessoa relacionada</b>
<b>Cargo/Função</b>			
Diretor Financeiro e de Relação com Investidores			
<b>Observação</b>			
Subsidiárias de Distribuição de Energia, CPFL Geração e CPFL Renováveis			
-----			
<b>Administrador do Emissor</b>			
Yuehui Pan	061.539.517-16	Subordinação	Controlada Indireta
Membro do Conselho e Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores			
<b>Pessoa Relacionada</b>			
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda ("CPFL Total")	12.116.118/0001-69		
Diretor Superintendente			
<b>Observação</b>			
-----			
<b>Administrador do Emissor</b>			
Yuehui Pan	061.539.517-16	Subordinação	Controlada Indireta
Membro do Conselho e Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores			
<b>Pessoa Relacionada</b>			
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. ("CPFL Serviços")	58.635.517/0001-37		
Diretor Executivo			
<b>Observação</b>			
Diretor Executivo da CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A., Sul Geradora Participações S.A., Comercialização de Energia Cone Sul Ltda., CPFL Planalto Ltda., Paulista Lajeado Energia S.A			
-----			
<b>Administrador do Emissor</b>			
Yuehui Pan	061.539.517-16	Subordinação	Controlada Indireta
Membro do Conselho e Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores			
<b>Pessoa Relacionada</b>			
CPFL Telecom S.A. ("CPFL Telecom")	12.116.119/0001-03		
Diretor Financeiro			
<b>Observação</b>			

**12. Assembléia e administração / 12.10 - Relações de subord., prest. serviço ou controle**

Identificação Cargo/Função	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
<b><u>Administrador do Emissor</u></b>			
Karin Regina Luchesi Diretora Vice-Presidente de Operações de Mercado	219.880.918-45	Subordinação	Controlada Indireta
<b><u>Pessoa Relacionada</u></b>			
Centrais Elétricas da Paraíba S.A. - EPASA Membro do Conselho de Administração	10.366.780/0001-41		
<b><u>Observação</u></b>			
<hr/>			
<b><u>Administrador do Emissor</u></b>			
Karin Regina Luchesi Diretora Vice-Presidente de Operações de Mercado	219.880.918-45	Subordinação	Controlada Indireta
<b><u>Pessoa Relacionada</u></b>			
CPFL Energias Renováveis S.A. Membro do Conselho de Administração	08.435.659/0001-50		
<b><u>Observação</u></b>			
<hr/>			
<b><u>Administrador do Emissor</u></b>			
Karin Regina Luchesi Diretora Vice-Presidente de Operações de Mercado	219.880.918-45	Subordinação	Controlada Indireta
<b><u>Pessoa Relacionada</u></b>			
Finergy Sociedade de Crédito Direto S.A. ("Alesta") Diretora Administrativa	38.316.293/0001-93		
<b><u>Observação</u></b>			
<hr/>			
<b><u>Administrador do Emissor</u></b>			
Karin Regina Luchesi	219.880.918-45	Subordinação	Controlada Indireta

**12. Assembléia e administração / 12.10 - Relações de subord., prest. serviço ou controle**

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
<b>Cargo/Função</b> Diretora Vice-Presidente de Operações de Mercado			
<b>Pessoa Relacionada</b> Paulista Lajeado Energia S.A. Membro do Conselho de Administração	03.491.603/0001-21		
<b>Observação</b>			
<hr/>			
<b>Administrador do Emissor</b> Karin Regina Luchesi Diretora Vice-Presidente de Operações de Mercado	219.880.918-45	Subordinação	Controlada Indireta
<b>Pessoa Relacionada</b> Sul Geradora Participações S.A. Membro do Conselho de Administração e Diretora	02.689.862/0001-07		
<b>Observação</b>			
<hr/>			
<b>Administrador do Emissor</b> Bo Wen Presidente do Conselho de Administração	242.163.038-03	Subordinação	Controlador Indireto
<b>Pessoa Relacionada</b> State Grid Brazil Power Participações S.A. Diretor Presidente	26.002.119/0001-97		
<b>Observação</b>			
<hr/>			
<b>Administrador do Emissor</b> Bo Wen Presidente do Conselho de Administração	242.163.038-03	Subordinação	Controlador Indireto
<b>Pessoa Relacionada</b> State Grid International Development Co. Ltd			

**12. Assembléia e administração / 12.10 - Relações de subord., prest. serviço ou controle**

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
---------------	----------	---	----------------------------

Vice Presidente Sênior

ObservaçãoAdministrador do Emissor

Li Hong

Subordinação

Controlador Indireto

Membro do Conselho de Administração

Pessoa Relacionada

Top View Grid Investment Limited

Membro do Conselho de Ad,omostração

Observação

Passaporte: PE1406167

Administrador do Emissor

Li Hong

Subordinação

Controlador Indireto

Membro do Conselho de Administração

Pessoa Relacionada

International Grid Holdings Limited

Membro do Conselho de Administração

Observação

Passaporte: PE1406167

Administrador do Emissor

Li Hong

Subordinação

Controlador Indireto

Membro do Conselho de Administração

Pessoa Relacionada

State Grid International Development Co. Ltd

Vice Presidente Sênior

Observação

**12. Assembléia e administração / 12.10 - Relações de subord., prest. serviço ou controle**

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
<b>Cargo/Função</b>			
<b><u>Administrador do Emissor</u></b>			
Yuehui Pan Diretor Superintendente	061.539.517-16	Subordinação	Controlador Indireto
<b><u>Pessoa Relacionada</u></b>			
ESC Energia S.A. Diretor	15.146.011/0001-51		
<b><u>Observação</u></b>			
-----			
<b><u>Administrador do Emissor</u></b>			
Yuehui Pan Diretor Vice-Presidente	061.539.517-16	Subordinação	Controlador Indireto
<b><u>Pessoa Relacionada</u></b>			
State Grid Brazil Power Participações S.A. Diretor	26.002.119/0001-97		
<b><u>Observação</u></b>			
-----			
<b>Exercício Social 31/12/2019</b>			
<b><u>Administrador do Emissor</u></b>			
Gustavo Estrella Membro do Conselho de Administração e Diretor Presidente	037.234.097-09	Subordinação	Controlada Indireta
<b><u>Pessoa Relacionada</u></b>			
CPFL Renováveis S.A. e subsidiárias da CPFL Renováveis Vice-Presidente do Conselho de Administração	08.439.659/0001-50		
<b><u>Observação</u></b>			
-----			
<b><u>Administrador do Emissor</u></b>			

**12. Assembléia e administração / 12.10 - Relações de subord., prest. serviço ou controle**

<b>Identificação</b>	<b>CPF/CNPJ</b>	<b>Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada</b>	<b>Tipo de pessoa relacionada</b>
<b>Cargo/Função</b>			
Yuehui Pan Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores	061.539.517-16	Subordinação	Controlada Indireta
<b>Pessoa Relacionada</b>			
CPFL Renováveis S.A. e subsidiárias da CPFL Renováveis Diretor Financeiro e de Relações com Investidores	08.439.659/0001-50		
<b>Observação</b>			
<hr/>			
<b>Administrador do Emissor</b>			
Yuehui Pan Membro do Conselho e Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores	061.539.517-16	Subordinação	Controlada Indireta
<b>Pessoa Relacionada</b>			
Subsidiárias da CPFL Energia mencionadas no campo "Observação" Diretor Financeiro e de Relação com Investidores	02.429.144/0001-93		
<b>Observação</b>			
Subsidiárias de Distribuição de Energia, CPFL Geração e CPFL Renováveis			
<hr/>			
<b>Administrador do Emissor</b>			
Yuehui Pan Membro do Conselho e Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores	061.539.517-16	Subordinação	Controlada Indireta
<b>Pessoa Relacionada</b>			
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda ("CPFL Total") Diretor Superintendente	12.116.118/0001-69		
<b>Observação</b>			
<hr/>			
<b>Administrador do Emissor</b>			
Yuehui Pan Membro do Conselho e Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores	061.539.517-16	Subordinação	Controlada Indireta
<b>Pessoa Relacionada</b>			

**12. Assembléia e administração / 12.10 - Relações de subord., prest. serviço ou controle**

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
<b>Cargo/Função</b> CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. ("CPFL Serviços") Diretor Executivo	58.635.517/0001-37		
<b>Observação</b> Diretor Executivo da CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A., Sul Geradora Participações S.A., Comercialização de Energia Cone Sul Ltda., CPFL Planalto Ltda., Paulista Lajeado Energia S.A			
<hr/>			
<b>Administrador do Emissor</b> Yuehui Pan	061.539.517-16	Subordinação	Controlada Indireta
Membro do Conselho e Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores			
<b>Pessoa Relacionada</b> CPFL Telecom S.A. ("CPFL Telecom") Diretor Financeiro	12.116.119/0001-03		
<b>Observação</b>			
<hr/>			
<b>Administrador do Emissor</b> Karin Regina Luchesi	219.880.918-45	Subordinação	Controlada Indireta
Diretora Vice-Presidente de Operações de Mercado			
<b>Pessoa Relacionada</b> Centrais Elétricas da Paraíba S.A. - EPASA Presidente do Conselho de Administração	10.366.780/0001-41		
<b>Observação</b>			
<hr/>			
<b>Administrador do Emissor</b> Karin Regina Luchesi	219.880.918-45	Subordinação	Controlada Indireta
Diretora Vice-Presidente de Operações de Mercado			
<b>Pessoa Relacionada</b> CPFL Renováveis S.A. e subsidiárias da CPFL Renováveis Membro do Conselho de Administração	08.439.659/0001-50		

**12. Assembléia e administração / 12.10 - Relações de subord., prest. serviço ou controle**

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
<b>Cargo/Função</b>			
<b>Observação</b>			
<hr/>			
<b>Administrador do Emissor</b>			
Karin Regina Luchesi Diretora Vice-Presidente de Operações de Mercado	219.880.918-45	Subordinação	Controlada Indireta
<b>Pessoa Relacionada</b>			
Paulista Lajeado Energia S.A. Membro do Conselho de Administração	03.491.603/0001-21		
<b>Observação</b>			
<hr/>			
<b>Administrador do Emissor</b>			
Karin Regina Luchesi Diretora Vice-Presidente de Operações de Mercado	219.880.918-45	Subordinação	Controlada Indireta
<b>Pessoa Relacionada</b>			
Sul Geradora Participações S.A. Membro do Conselho de Administração	02.689.862/0001-07		
<b>Observação</b>			
<hr/>			
<b>Administrador do Emissor</b>			
Bo Wen Presidente do Conselho de Administração	242.163.038-03	Subordinação	Controlador Indireto
<b>Pessoa Relacionada</b>			
State Grid Brazil Power Participações S.A. Diretor Presidente	26.002.119/0001-97		
<b>Observação</b>			
<hr/>			
<b>Administrador do Emissor</b>			

**12. Assembléia e administração / 12.10 - Relações de subord., prest. serviço ou controle**

<b>Identificação</b>	<b>CPF/CNPJ</b>	<b>Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada</b>	<b>Tipo de pessoa relacionada</b>
<b>Cargo/Função</b> Bo Wen Presidente do Conselho de Administração	242.163.038-03	Subordinação	Controlador Indireto
<b>Pessoa Relacionada</b> State Grid International Development Co. Ltd Vice-Presidente Sênior			
<b>Observação</b>			
-----			
<b>Administrador do Emissor</b>			
Li Hong Membro do Conselho de Administração		Subordinação	Controlador Indireto
<b>Pessoa Relacionada</b> Top View Grid Investment Limited Membro do Conselho de Administração			
<b>Observação</b> Passaporte: PE1406167			
-----			
<b>Administrador do Emissor</b>			
Li Hong Membro do Conselho de Administração		Subordinação	Controlador Indireto
<b>Pessoa Relacionada</b> Top View Grid Investment Limited Membro do Conselho de Administração			
<b>Observação</b> Passaporte: PE1406167			
-----			
<b>Administrador do Emissor</b>			
Li Hong Membro do Conselho de Administração		Subordinação	Controlador Indireto
<b>Pessoa Relacionada</b>			

**12. Assembléia e administração / 12.10 - Relações de subord., prest. serviço ou controle**

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
<b>Cargo/Função</b>			
State Grid International Development Co. Ltd			
Diretor Financeiro			
<b>Observação</b>			
Passaporte: PE1406167			
-----			
<b>Administrador do Emissor</b>			
Qu Yang	061.362.877-22	Subordinação	Controlada Indireta
Membro do Conselho de Administração			
<b>Pessoa Relacionada</b>			
ESC Energia S.A.	15.146.011/0001-51		
Diretor			
<b>Observação</b>			
-----			
<b>Administrador do Emissor</b>			
Yuehui Pan	061.539.517-16	Subordinação	Controlador Indireto
Diretor Superintendente			
<b>Pessoa Relacionada</b>			
ESC Energia S.A.	15.146.011/0001-51		
Diretor			
<b>Observação</b>			
-----			
<b>Administrador do Emissor</b>			
Yuehui Pan	061.539.517-16	Subordinação	Controlador Indireto
Diretor Vice-Presidente			
<b>Pessoa Relacionada</b>			
State Grid Brazil Power Participações S.A.	26.002.119/0001-97		
Diretor			
<b>Observação</b>			

**12. Assembléia e administração / 12.10 - Relações de subord., prest. serviço ou controle**

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			

---

## 12. Assembléia e administração / 12.11 - Acordos /Seguros de administradores

**12.11 Descrever as disposições de quaisquer acordos, inclusive apólices de seguro, que prevejam o pagamento ou o reembolso de despesas suportadas pelos administradores, decorrentes da reparação de danos causados a terceiros ou ao emissor, de penalidades impostas por agentes estatais, ou de acordos com o objetivo de encerrar processos administrativos ou judiciais, em virtude do exercício de suas funções.**

A Companhia mantém apólice de seguro de responsabilidade civil para diretores estatutários, conselheiros de administração e conselheiros fiscais (Directors & Officers Liability Insurance; "D&O") com a Chubb Seguros Brasil S.A, com importância segurada no valor de R\$ 150.000.000,00 (Cento e cinquenta milhões de Reais), tendo como cobertura condições usuais de mercado. O custo líquido do seguro é de R\$ 542.350,00 (quintos e quarenta e dois mil trezentos e cinquenta reais).

O período de vigência do D&O contratado vai até 30/09/2022 e os riscos cobertos incluem a proteção ao patrimônio pessoal dos administradores, caso estes venham a ser responsabilizados por atos danosos causados a terceiros, decorrentes da gestão das empresas do Grupo CPFL Energia S.A, sendo a cobertura estendida a todas as empresas que a Companhia detenha participação societária superior a 50% (cinquenta por cento).

Ademais, foi contratada, outrossim, a Cobertura "C" para as indenizações securitárias decorrentes de reclamações no âmbito de mercado de capitais, movidas contra a Companhia, com franquia no valor de R\$ 200.000,00 (duzentos mil Reais) para mercado de capitais. Não há cobertura para reclamações de Mercado de Capitais para EUA e Canadá.

As coberturas "A" e "B" contratadas não oferecem franquia.

**12. Assembléia e administração / 12.12 - Outras inf. relev. - Assemb. e Adm****12.12 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes****Assembleias Gerais da Companhia**

A Companhia apresenta abaixo, com relação às assembleias gerais realizadas nos últimos três exercícios sociais, (i) data de realização; e (ii) quórum de instalação. Ademais, não houve nenhuma assembleia geral instalada em segunda convocação.

<b>Evento</b>	<b>Data</b>	<b>Quórum de instalação</b>
AGE	30.01.2019	95,96%
AGOE	30.04.2020	95,91% em AGO 95,92% em AGE
AGE	15.01.2020	86,49%
AGOE	27.07.2020	90,71% em AGO 90,79% em AGE
AGE	27.11.2020	88,58%
AGOE	30.04.2021	92,18% em AGO 92,18% em AGE

**Programas de treinamento de membros do Conselho de Administração, dos Comitês, da Diretoria e do Conselho Fiscal**

Os membros de comitês e comissões recebem treinamentos na medida em que são identificados temas relevantes. Os conselheiros estrangeiros, ao serem eleitos, recebem treinamentos sobre a Companhia, o mercado de energia elétrica brasileiro e demais temas relevantes para o desempenho de sua função.

**Informar como se tem dado a Governança da companhia com relação aos fatos que tem impactos contra terceiros nas reuniões do Conselho de Administração.**

O Vice-Presidente de Relação com Investidores da Companhia está presente nas reuniões do Conselho de Administração, salvo impossibilidade excepcional, e disponível para responder a eventuais questões dos Conselheiros.

**Práticas de Governança Corporativa**

A CPFL Energia adota práticas diferenciadas de governança corporativa, baseadas nos princípios de transparência, equidade, prestação de contas e responsabilidade corporativa, alinhadas com as melhores práticas existentes no Brasil e exterior.

As Diretrizes de Governança Corporativa da Companhia reúnem e consolidam um conjunto de mecanismos de interação entre os acionistas, o Conselho de Administração, os Comitês e Comissões de Assessoramento do Conselho de Administração, o Conselho Fiscal e a Diretoria Executiva.

Através dessas Diretrizes, a CPFL Energia apresenta o seu modelo de governança corporativa, o qual orienta a sua atuação e as práticas adotadas na Companhia e nas suas subsidiárias e afiliadas, observados os respectivos Estatutos e Contratos Sociais.

As Diretrizes de Governança Corporativa são aprovadas pelo Conselho de Administração e, juntamente com o Estatuto Social, o Regimento Interno do Conselho de Administração, o Regimento Interno do Conselho Fiscal, o Regimento Interno dos Comitês e das Comissões de Assessoramento ao Conselho de Administração, o Regimento Interno do Comitê de Auditoria, as políticas já existentes e que vierem a ser emitidas em matéria de governança, tais como Negociação de Valores Mobiliários, Divulgação de Ato e Fato Relevante, Gestão de Riscos, Anticorrupção e o Código de Ética e de Conduta Empresarial, delineiam o conjunto de práticas de governança adotadas pela CPFL Energia.

A Administração é comprometida em focar em:

## 12. Assembléia e administração / 12.12 - Outras inf. relev. - Assemb. e Adm

1. Transparência/Divulgação – a intenção de prover as partes interessadas com informações que sejam de interesse e não apenas as que são exigidas por lei ou regulamento;
2. Imparcialidade/Justiça – tratamento justo e igualitário a todos os acionistas e outras partes interessadas, considerando seus direitos, deveres, interesses e expectativas;
3. Prestação de contas – prestação de informações pela nossa Administração de forma clara, precisa, plausível e em tempo hábil, assumindo integralmente a consequência de seus atos e omissões, cumprindo seus deveres de forma diligente e responsável; e
4. Responsabilidade corporativa/*compliance* - foco integral na viabilidade econômica e financeira de nossa companhia, redução das externalidades negativas que causam impacto em nossos negócios e operações e aumento das externalidades positivas, levando em consideração os diversos tipos de capital (financeiro, industrial, intelectual, humano, social, ambiental, reputacional, etc.) a curto, médio e longo prazos.

A Companhia implementou este modelo em 2003 e redesenhou-o em 2017 com o objetivo de adaptar sua estrutura de governança corporativa ao cenário atual de como fazer negócio e ao processo de tomada de decisões, considerando a nossa nova estrutura societária. Em outubro de 2019, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a atualização de suas Diretrizes de Governança Corporativa, com relação à sua aplicação às suas subsidiárias e afiliadas. Ainda, em outubro de 2021, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a implementação do Comitê de Auditoria, bem como seu Regimento Interno.

Em 2021, a Companhia completou 17 anos da abertura de seu capital na B3. Com mais de 100 anos de atuação no Brasil, a Companhia possui ações listadas no Novo Mercado da B3, segmento de listagem diferenciados que reúne empresas que aderem às melhores práticas de governança corporativa.

Todas as ações da CPFL são Ordinárias, ou seja, dão direito de voto e os acionistas têm assegurado Tag Along de 100% em caso de alienação do controle acionário.

### Informações complementares relacionadas ao item 12.5

Em observância ao disposto no Regulamento do Novo Mercado, que determina o preenchimento de, no mínimo 2 (dois) ou 20% (vinte por cento) das vagas do Conselho de Administração por conselheiros independentes, o que for maior, os acionistas controladores, em conjunto, indicaram os Srs. Marcelo Amaral Moraes e Antonio Kandir para ocupar os cargos de membro independente do Conselho de Administração em Assembleia Geral Ordinária realizada em 30 de abril de 2021. A Companhia informa que para determinar a independência do Conselheiro utiliza o critério expresso no Regulamento do Novo Mercado, conforme definido no artigo 16, parágrafos 1º e 2º do Regulamento.

Conforme comunicado divulgado ao mercado pela companhia em 16 de setembro de 2021, o Sr. Anselmo Henrique Seto Leal informou a sua renúncia com efeitos a partir de 16 de setembro de 2021 ao cargo de membro do Conselho de Administração da CPFL Energia S.A..

Em razão da renúncia do Sr. Anselmo Henrique Seto Leal, o Conselho de Administração da Companhia elegeu seu substituto, o Sr. Zhao Yumeng, nos termos do artigo 150 da Lei 6.404/76, para cumprimento do restante do mandato vigente, até a eleição de novo membro. O Sr. Zhao Yumeng tomou posse de seu cargo em 17 de setembro de 2021.

## 13. Remuneração dos administradores / 13.1 - Política/prática de remuneração

### 13. Remuneração de administradores

#### 13.1 Política ou prática de remuneração do conselho de administração, da diretoria estatutária e não estatutária, do conselho fiscal e dos comitês.

**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:**

A política de remuneração praticada pela CPFL Energia tem por objetivo atrair, reter, motivar e desenvolver profissionais com o padrão de excelência requerido pelo Grupo CPFL Energia.

A remuneração variável dos diretores estatutários é baseada em metas contratadas de acordo com o Planejamento Estratégico da Companhia.

O Comitê de Gestão de Pessoas da CPFL Energia, órgão de assessoramento do Conselho de Administração, verifica a aderência dos planos de remuneração fixa e variável ao plano estratégico da Companhia, bem como avalia o cumprimento das metas contratadas no curto e no longo prazo.

As Diretrizes de Governança Corporativa foram aprovadas pelo Conselho de Administração, tendo sido a última atualização aprovada em 16 de dezembro de 2021.

O referido documento pode ser consultado no *website* de Relação com Investidores da Companhia: <https://cpfl.riweb.com.br> (neste website, acessar "Governança Cooperativa").

**b) composição da remuneração:**

***i. elementos da remuneração e os objetivos***

A Companhia possui um Conselho de Administração composto por 7 membros, sendo 2 conselheiros internos, não remunerados por suas funções de conselheiros de Administração, 2 deles membros independentes, remunerados de acordo com os padrões de mercado e 3 deles membros externos, sendo apenas 1 deles remunerado, de acordo com os padrões de mercado. Nenhum membro do conselho de administração recebe remuneração adicional por suas funções como membro do comitê de assessoramento ao Conselho de Administração.

Quanto ao Conselho Fiscal, é formado por 3 membros, sendo 2 conselheiros remunerados de acordo com os padrões de mercado e as diretrizes legais. Os membros do Conselho de Administração e os membros do Conselho Fiscal recebem honorários fixos mensais.

A partir de novembro de 2021 foi estabelecido, por decisão do acionista controlador, o Comitê de Auditoria. O Comitê de auditoria é um órgão de fiscalização e assessoramento ao Conselho de Administração da CPFL Energia, que passa a ser obrigatório a partir de abril de 2022. É formado por 3 membros, sendo 2 conselheiros de administração independente e 1 com participação exclusiva no Comitê de Auditoria. Os honorários são pagos por reunião.

Os membros da Diretoria Executiva, além da remuneração fixa recebida mensalmente, fazem jus a (i) benefícios, (ii) incentivos de curto prazo e (iii) incentivos de longo prazo.

Com relação à remuneração variável, (i) os benefícios diretos e indiretos (assistência médica, assistência odontológica, seguro de vida, vale refeição), têm por objetivo alinhar as práticas de mercado, e proporcionar a retenção dos Executivos (ii) os incentivos de curto prazo têm por objetivo central direcionar o comportamento dos Executivos ao aperfeiçoamento da estratégia dos negócios da Companhia e ao atingimento de resultados; e (iii) os incentivos de longo prazo têm como objetivos a

**13. Remuneração dos administradores / 13.1 - Política/prática de remuneração**

criação de visão e comprometimento de longo prazo, o alinhamento dos interesses dos diretores estatutários da Companhia ao conjunto de acionistas e a premiação da geração de resultados e de criação de valor de forma sustentável.

Os comitês de assessoramento do Conselho de Administração da Companhia, quais sejam, Comitê de Processos de Gestão, Riscos e Sustentabilidade, Comitê de Gestão de Pessoas e Comitê de Partes Relacionadas possuem em sua composição alguns membros do Conselho de Administração, não sendo paga remuneração adicional pelo desempenho dessa função.

***ii. em relação aos três últimos exercícios sociais, a proporção de cada elemento na remuneração total***

<b>2019</b>	<b>Conselho de Administração</b>	<b>Conselho Fiscal</b>	<b>Diretoria Estatutária</b>
Honorários fixos	83,4%	83,4%	28,8%
Benefícios (inclui benefícios pós emprego)	-	-	4,3%
Outros	16,6%	16,6%	14,9%
Incentivos de curto prazo	-	-	24,3%
Incentivos de longo prazo	-	-	27,7%
<b>TOTAL</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

<b>2020</b>	<b>Conselho de Administração</b>	<b>Conselho Fiscal</b>	<b>Diretoria Estatutária</b>
Honorários fixos	83,3%	83,4%	32,4%
Benefícios (inclui benefícios pós emprego)	-	-	5,7%
Outros	16,7%	16,6%	17,9%
Incentivos de curto prazo	-	-	28,9%
Incentivos de longo prazo	-	-	15,2%
<b>TOTAL</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

<b>2021</b>	<b>Conselho de Administração</b>	<b>Conselho Fiscal</b>	<b>Diretoria Estatutária</b>
Honorários fixos	83,3%	83,3%	33,0%
Benefícios (inclui benefícios pós emprego)	-	-	5,8%
Outros	16,7%	16,7%	13,9%
Incentivos de curto prazo	-	-	12,0%
Incentivos de longo prazo	-	-	35,3%
<b>TOTAL</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

***iii. metodologia de cálculo e de reajuste de cada um dos elementos da remuneração***

Os membros do Conselho de Administração e os membros do Conselho Fiscal da Companhia (conforme mencionado no item i deste tópico) recebem honorários fixos mensais. Os conselheiros suplentes não recebem honorários, a não ser na hipótese de substituírem o conselheiro titular a que estão vinculados. Nessa circunstância, a Companhia paga ao membro suplente o valor equivalente a 50% da remuneração mensal do membro titular, caso participe de reunião ordinária do órgão, ou a totalidade da remuneração

### 13. Remuneração dos administradores / 13.1 - Política/prática de remuneração

mensal do conselheiro titular se esse último estiver, temporariamente, impossibilitado de exercer suas funções.

O reajuste da remuneração dos membros do Conselho de Administração, do Conselho Fiscal e do Comitê de Auditoria da Companhia é feito com base em pesquisa de mercado, realizada por empresa especializada.

A proposta de remuneração fixa definida pelo Conselho de Administração da Companhia para os diretores estatutários, bem como eventual reajuste, baseia-se em pesquisa de mercado realizada anualmente por consultorias especializadas. As referidas pesquisas de mercado foram realizadas pela Towers Watson Consulting Ltda. A proposta de remuneração variável está detalhada no item 13.3.

#### ***iv. razões que justificam a composição da remuneração***

A composição da remuneração considera as responsabilidades de cada cargo e tem como parâmetro os valores praticados pelo mercado para os profissionais que exercem funções equivalentes.

#### ***v. a existência de membros não remunerados pelo emissor e a razão para esse fato***

Os membros do Conselho de Administração e Conselho Fiscal não remunerados exercem outra função no grupo ou são indicados e remunerados pelo acionista controlador.

#### **c) principais indicadores de desempenho que são levados em consideração na determinação de cada elemento da remuneração:**

A remuneração dos membros do Conselho de Administração, do Conselho Fiscal e do Comitê de Auditoria da Companhia é fixa e não considera indicadores de desempenho individuais ou da Companhia.

Com relação à remuneração variável de curto prazo dos diretores estatutários, a Companhia realiza a avaliação da sua Diretoria Executiva, verificando o desempenho de seus membros, conforme metas corporativas (EBITDA em relação ao valor orçado e Crescimento dos Negócios de acordo com a média ponderada do EBITDA dos negócios de Comercialização, Eficiência Energética e Serviços) e individuais (PMSO em relação ao valor orçado, valor de mercado da CPFL Energia, VPL dos negócios realizados, meta relacionada à sustentabilidade dos negócios, investimento em BRR – Base de Remuneração Regulatória, entre outras), estabelecidas de acordo com o plano estratégico da Companhia, previamente definidas e aprovadas pelo Conselho de Administração. O Conselho de Administração conta com a assessoria do Comitê de Gestão de Pessoas para acompanhar e avaliar o desempenho da Diretoria Executiva em relação ao cumprimento de suas metas anuais.

Quanto à remuneração variável de longo prazo, adotada a partir de 2017, o Conselho de Administração definirá, com base no orçamento plurianual vigente no momento da deliberação, as metas de EBITDA e Lucro Líquido para os 3 (três) exercícios do vesting period (período de aquisição). O Conselho de Administração conta com a assessoria do Comitê de Gestão de Pessoas para acompanhar e avaliar o desempenho da Diretoria Executiva em relação ao cumprimento de suas metas anuais.

#### **d) como a remuneração é estruturada para refletir a evolução dos indicadores de desempenho:**

Os honorários do Conselho de Administração, do Conselho Fiscal e do Comitê de Auditoria são revisados anualmente através de pesquisa de mercado e possíveis ajustes são definidos pelo Conselho de Administração, com o apoio do Comitê de Gestão de Pessoas, sendo posteriormente submetidos à deliberação da Assembleia Geral de Acionistas da Companhia.

No que tange aos diretores estatutários, a remuneração variável é totalmente baseada em metas quantitativas e qualitativas formalmente contratadas, as quais refletem a evolução dos indicadores de desempenho da Companhia.

### 13. Remuneração dos administradores / 13.1 - Política/prática de remuneração

**e) como a política ou prática de remuneração se alinha aos interesses do emissor de curto, médio e longo prazo:**

A política de remuneração dos diretores estatutários está alinhada aos interesses da Companhia, por ser fundamentada por critérios atrelados ao desempenho econômico-financeiro da Companhia previamente definidos. O Comitê de Gestão de Pessoas, que assessoria o Conselho de Administração da Companhia, é um órgão que contribui para a verificação do alinhamento da remuneração.

Nossa política de remuneração busca incentivar os colaboradores a procurar a melhor rentabilidade dos investimentos e projetos desenvolvidos pela Companhia, de tal maneira a alinhar os seus interesses com os da Companhia por meio das seguintes perspectivas: (i) no curto prazo: salários e pacote de benefícios compatíveis com o mercado; (ii) no médio prazo: pagamento de participação nos nossos resultados e bônus, de acordo com o cumprimento de metas pré-estabelecidas; e (iii) no longo prazo: outorga de phantom stocks através de programa específico, com a possibilidade de conversão de bônus em dinheiro conforme descrito no item 13.4. A partir do ano de 2017, o novo programa de ILP (modalidade: Bônus de Longo Prazo) compreende a concessão anual de um incentivo, pagável em dinheiro, a título de bônus, atrelado à performance média da companhia nos 3 exercícios sociais seguintes a cada concessão (incluindo o exercício social em que houve a concessão), condicionado à permanência do beneficiário na Companhia ou em uma de suas controladas, durante um período de vesting de 3 anos, sendo que o valor é pago ao final deste período.

**f) existência de remuneração suportada por subsidiárias, controladas ou controladores diretos ou indiretos:**

Temos membros do Conselho de Administração e Conselho Fiscal não remunerados pela companhia que exercem outra função no grupo ou são indicados e remunerados pelo acionista controlador. Parte dos membros da Diretoria Executiva recebe parcela de sua remuneração de forma proporcional aos serviços prestados a cada uma das subsidiárias.

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

Em relação aos membros do Conselho de Administração, do Conselho Fiscal e do Comitê de Auditoria, não há qualquer remuneração ou benefício vinculado à ocorrência de determinado evento societário.

Quanto aos diretores estatutários, há previsão de indenização na hipótese de alteração significativa dos acionistas que compõem o bloco de controle majoritário, que implique a extinção do cargo de diretor, destituição unilateral por parte do Conselho de Administração, ou alteração das condições de trabalho análogas a uma rescisão indireta do contrato de trabalho previstas no artigo 483 da CLT, ou que tornem menos atraente o desempenho do cargo.

**h) práticas e procedimentos adotados pelo conselho de administração para definir a remuneração individual do conselho de administração e da diretoria, indicando:**

***i. os órgãos e comitês do emissor que participam do processo decisório, identificando de que forma participam***

A decisão em relação à remuneração dos membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal, Comitê de Auditoria e da Diretoria Executiva conta com a participação do Comitê de Gestão de Pessoas e do Conselho de Administração.

***i. 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***

### 13. Remuneração dos administradores / 13.1 - Política/prática de remuneração

As remunerações individuais dos membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal, Comitê de Auditoria e da Diretoria Executiva são definidas baseadas em resultados de pesquisas de mercado realizadas por empresa independente. As propostas de remuneração individual são levadas para discussão no Comitê de Gestão de Pessoas e posteriormente para conhecimento do Conselho de Administração.

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

A política de remuneração é avaliada anualmente pelo Conselho de Administração nos momentos de definição da remuneração global e análise e instituição de metas de curto e longo prazo.

**13. Remuneração dos administradores / 13.2 - Remuneração total por órgão**

Remuneração total prevista para o Exercício Social corrente 31/12/2022 - Valores Anuais				
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	7,00	9,00	3,00	19,00
Nº de membros remunerados	2,00	6,00	2,00	10,00
<b>Remuneração fixa anual</b>				
Salário ou pró-labore	808.707,00	8.921.307,00	349.283,00	10.079.297,00
Benefícios direto e indireto	0,00	639.891,00	0,00	639.891,00
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	161.741,00	2.497.966,00	69.857,00	2.729.564,00
Descrição de outras remunerações fixas	Outros refere-se a INSS	Outros refere-se a INSS e FGTS	Outros refere-se a INSS	
<b>Remuneração variável</b>				
Bônus	0,00	9.422.712,00	0,00	9.422.712,00
Participação de resultados	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	6.438.301,00	0,00	6.438.301,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações variáveis		Outros refere-se a INSS e ILP		
<b>Pós-emprego</b>	0,00	809.142,00	0,00	809.142,00
<b>Cessação do cargo</b>	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Baseada em ações (incluindo opções)</b>	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Observação</b>	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM SEP Anual 2022.	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM SEP Anual 2022.	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM SEP Anual 2022.	
Total da remuneração	970.448,00	28.729.319,00	419.140,00	30.118.907,00

**Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2021 - Valores Anuais**

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	7,00	9,00	3,00	19,00
Nº de membros remunerados	2,67	6,00	2,33	11,00
<b>Remuneração fixa anual</b>				
Salário ou pró-labore	803.991,00	7.543.888,00	328.614,00	8.676.493,00
Benefícios direto e indireto	0,00	774.078,00	0,00	774.078,00
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	7.200,00	3.169.590,00	65.722,00	3.242.512,00
Descrição de outras remunerações fixas	Outros refere-se a INSS	Outros refere-se a INSS e FGTS	Outros refere-se a INSS	
<b>Remuneração variável</b>				
Bônus	0,00	2.749.693,00	0,00	2.749.693,00
Participação de resultados	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	8.052.687,00	0,00	8.052.687,00
Descrição de outras remunerações variáveis		Outros refere-se a INSS e ILP		
<b>Pós-emprego</b>	0,00	553.179,00	0,00	553.179,00
<b>Cessação do cargo</b>	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Baseada em ações (incluindo opções)</b>	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Observação</b>	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM SEP Anual 2022.	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM SEP Anual 2022.	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM SEP Anual 2022.	
Total da remuneração	811.191,00	22.843.115,00	394.336,00	24.048.642,00

**Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2020 - Valores Anuais**

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	7,00	9,00	3,00	19,00
Nº de membros remunerados	3,00	8,17	1,58	12,75
<b>Remuneração fixa anual</b>				
Salário ou pró-labore	712.000,00	9.322.000,00	240.000,00	10.274.000,00
Benefícios direto e indireto	0,00	729.000,00	0,00	729.000,00
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	142.000,00	5.157.000,00	48.000,00	5.347.000,00
Descrição de outras remunerações fixas	Outros refere-se a INSS	Outros refere-se a INSS e FGTS	Outros refere-se a INSS	
<b>Remuneração variável</b>				
Bônus	0,00	8.328.000,00	0,00	8.328.000,00
Participação de resultados	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	4.373.000,00	0,00	4.373.000,00
Descrição de outras remunerações variáveis		Outros refere-se a INSS e ILP		
<b>Pós-emprego</b>	0,00	907.000,00	0,00	907.000,00
<b>Cessação do cargo</b>	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Baseada em ações (incluindo opções)</b>	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Observação</b>	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM SEP Anual 2022.	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM SEP Anual 2022.	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM SEP Anual 2022.	
<b>Total da remuneração</b>	<b>854.000,00</b>	<b>28.816.000,00</b>	<b>288.000,00</b>	<b>29.958.000,00</b>

**Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2019 - Valores Anuais**

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	8,33	9,33	3,00	20,66
Nº de membros remunerados	2,50	6,75	2,00	11,25
<b>Remuneração fixa anual</b>				
Salário ou pró-labore	639.000,00	9.240.000,00	279.000,00	10.158.000,00
Benefícios direto e indireto	0,00	548.000,00	0,00	548.000,00
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	128.000,00	4.783.000,00	56.000,00	4.967.000,00
Descrição de outras remunerações fixas	Outros refere-se a INSS	Outros refere-se a INSS e FGTS	Outros refere-se a INSS	
<b>Remuneração variável</b>				
Bônus	0,00	7.811.000,00	0,00	7.811.000,00
Participação de resultados	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	8.879.000,00	0,00	8.879.000,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações variáveis		Outros refere-se a INSS e ILP		
<b>Pós-emprego</b>	0,00	843.000,00	0,00	843.000,00
<b>Cessação do cargo</b>	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Baseada em ações (incluindo opções)</b>	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Observação</b>	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM SEP Anual 2022.	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM SEP Anual 2022.	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM SEP Anual 2022.	
<b>Total da remuneração</b>	767.000,00	32.104.000,00	335.000,00	33.206.000,00

**13. Remuneração dos administradores / 13.3 - Remuneração variável****13.3 Remuneração variável dos últimos três exercícios sociais e a prevista para o exercício social corrente do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal**

<b>EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019 <sup>(1)</sup></b>				
	<b>Conselho de Administração</b>	<b>Conselho Fiscal</b>	<b>Diretoria Estatutária</b>	<b>Total</b>
<b>Número total de membros</b>	8,33	3,00	9,33	20,67
<b>Número de membros remunerados</b>	2,50	2,00	6,75	11,25
<b>Bônus</b>				
i. Valor mínimo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	4.577.000	4.577.000
ii. Valor máximo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	9.154.000	9.154.000
iii. Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	N/A	N/A	6.102.000	6.102.000
iv. Valor efetivamente reconhecido no resultado do exercício social	N/A	N/A	6.734.000	6.102.000
<b>Participação no Resultado</b>				
i. Valor mínimo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A	N/A
ii. Valor máximo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A	N/A
iii. Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	N/A	N/A	N/A	N/A
iv. valor efetivamente reconhecido no resultado do exercício social	N/A	N/A	N/A	N/A

(1) No valor da remuneração, não estão incluídos todos os encargos e provisões para atendimento ao regime de competência.

<b>EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020 <sup>(1)</sup></b>				
	<b>Conselho de Administração</b>	<b>Conselho Fiscal</b>	<b>Diretoria Estatutária</b>	<b>Total</b>
<b>Número total de membros</b>	7,00	3,00	9,00	19,00
<b>Número de membros remunerados</b>	3,00	1,58	8,17	12,75
<b>Bônus</b>				
i. Valor mínimo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	4.879.596	4.879.596
ii. Valor máximo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	9.759.192	9.759.192
iii. Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	N/A	N/A	6.506.128	6.506.128
iv. Valor efetivamente reconhecido no resultado do exercício social	N/A	N/A	6.506.128	6.506.128
<b>Participação no Resultado</b>				
i. Valor mínimo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A	N/A
ii. Valor máximo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A	N/A
iii. Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	N/A	N/A	N/A	N/A
iv. valor efetivamente reconhecido no resultado do exercício social	N/A	N/A	N/A	N/A

(1) No valor da remuneração, não estão incluídos todos os encargos e provisões para atendimento ao regime de competência.

### 13. Remuneração dos administradores / 13.3 - Remuneração variável

<b>EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2021 <sup>(1)</sup></b>				
	<b>Conselho de Administração</b>	<b>Conselho Fiscal</b>	<b>Diretoria Estatutária</b>	<b>Total</b>
<b>Número total de membros</b>	7,00	3,00	9,00	19,00
<b>Número de membros remunerados</b>	2,67	2,33	6,00	11,00
<b>Bônus</b>				
i. Valor mínimo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	1.611.148	1.611.148
ii. Valor máximo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	3.222.297	3.222.297
iii. Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	N/A	N/A	2.148.198	2.148.198
iv. Valor efetivamente reconhecido no resultado do exercício social	N/A	N/A	2.148.198	2.148.198
<b>Participação no Resultado</b>				
i. Valor mínimo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A	N/A
ii. Valor máximo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A	N/A
iii. Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	N/A	N/A	N/A	N/A
iv. valor efetivamente reconhecido no resultado do exercício social	N/A	N/A	N/A	N/A

(1) No valor da remuneração, não estão incluídos todos os encargos e provisões para atendimento ao regime de competência.

<b>REMUNERAÇÃO VARIÁVEL PREVISTA - EXERCÍCIO SOCIAL 2022 <sup>(1)</sup></b>				
	<b>Conselho de Administração</b>	<b>Conselho Fiscal</b>	<b>Diretoria Estatutária</b>	<b>Total</b>
<b>Número total de membros</b>	7,00	3,00	9,00	19,00
<b>Número de membros remunerados</b>	2,00	2,00	6,00	10,00
<b>Bônus</b>				
i. Valor mínimo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	5.521.120,67	5.521.120,67
ii. Valor máximo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	11.042.241,33	11.042.241,33
iii. Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	N/A	N/A	7.361.494,22	7.361.494,22
<b>Participação no Resultado</b>				
i. Valor mínimo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A	N/A
ii. Valor máximo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A	N/A
iii. Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	N/A	N/A	N/A	N/A
iv. valor efetivamente reconhecido no resultado do exercício social	N/A	N/A	N/A	N/A

(1) No valor da remuneração, não estão incluídos todos os encargos e provisões para atendimento ao regime de competência.

### **13. Remuneração dos administradores / 13.3 - Remuneração variável**

- (2) Valores consideram remuneração do período de maio de 2021 a abril de 2022, aprovada na AGOE de 2021.
- (3) Valor considerando a aprovação do número de conselheiros na AGOE de 2021.
- (4) Valor considerando a aprovação da alteração do Estatuto Social na AGOE de 2021.

### 13. Remuneração dos administradores / 13.4 - Plano de remuneração baseado em ações

#### **13.4 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**

##### **a) termos e condições gerais;**

Em Reunião do Conselho de Administração, realizada no dia 04 de maio de 2016, foi aprovado um Plano de Incentivo de Longo Prazo – “ILP”, baseado na modalidade de Performance Phantom Stocks, que consiste na concessão de ações virtuais (“phantom stocks”), que, após um prazo de carência (vesting) conforme informado no item 13.4 (j) deste Formulário de Referência, e se atingida uma meta mínima de valorização esperada para a CPFL em bolsa, conforme previsto em norma específica e revisada ano a ano, poderão ser convertidas em bônus em espécie, não sendo conferidas, em nenhuma hipótese, a concessão de ações físicas.

Este plano é acompanhado anualmente pelo Conselho de Administração, através de análises e pareceres de seu Comitê de Gestão de Recursos Humanos que é o órgão responsável pela avaliação tanto do modelo e condições gerais do plano como das outorgas e conversões, estabelecidas de acordo com práticas de mercado, e posterior recomendação de aprovação para o Conselho de Administração após essas análises. O Conselho de Administração tem poderes para a interrupção do plano a qualquer momento.

A elegibilidade ao plano é direta a profissionais que ocupem cargo estatutário de Diretor Presidente ou Diretor Vice Presidente em nossa Companhia, bem como Diretores Presidentes de nossas controladas (“Executivos”), e condicionada a desempenho para o Grupo de Diretores e Gerentes de nível 2, estando, ainda, limitado a, no máximo, 50% do quadro de Diretores e a 10% do quadro de gerentes de nível 2, ativos na empresa e exercendo a função na data de outorga aprovada pelo Conselho de Administração, prevista para ocorrer até o mês de junho de cada ano.

O desempenho dos Diretores e Gerentes é mensurado observando-se o posicionamento na matriz de avaliação de performance, ou, caso este venha a ser substituído, outro instrumento de distribuição forçada. O atual instrumento em prática apura não só a aderência às competências exigidas para o exercício da função, como também o atingimento de metas individuais e o potencial do profissional.

O valor inicial das phantom stocks é calculado com base no valuation da CPFL Energia, dividido pelo número de ações disponíveis no mercado, sendo que a quantidade de ações virtuais concedidas a cada elegível se baseia em targets definidos pelas melhores práticas de mercado, sempre em número de remunerações, posteriormente validados pelo Comitê de Gestão de pessoas e aprovados em Reunião do Conselho de Administração.

O saldo de opções exercíveis foi liquidado em 2017, sendo que, para as demais parcelas, a liquidação será automática no momento em que tornarem-se exercíveis. Durante os exercícios sociais de 2018, 2019 e 2020, não houve novas outorgas de phantom stocks no âmbito do ILP. Ademais, não há previsão de novas outorgas de phantom stocks para o exercício social de 2021.

##### **b) principais objetivos do plano;**

O desenho do programa se estruturou de forma a alinhar os interesses dos Executivos, diretores e gerentes elegíveis aos interesses dos acionistas, com objetivo de comprometimento de longo prazo e criação de valor constante e sustentável. Da mesma forma, por se tratar de apuração de resultados a longo prazo, tem como finalidade também a retenção dos talentos da Companhia que mais agregam valor através do seu desempenho individual apurado pela matriz de avaliação de potencial e desempenho.

##### **c) forma como o plano contribui para esses objetivos;**

### 13. Remuneração dos administradores / 13.4 - Plano de remuneração baseado em ações

O atingimento da meta de valorização estabelecida para a Companhia em seu plano estratégico de longo prazo sinaliza os objetivos traçados no programa foram reconhecidos pelo mercado e que também as metas estabelecidas no plano estratégico foram alcançadas.

#### **d) como o plano se insere na política de remuneração do emissor;**

O plano se insere no mix de remuneração dos elegíveis de forma a estabelecer maior participação no pacote variável, não incorporável à remuneração, e condicionado a resultados que proporcionam a criação de valor econômico para a empresa.

#### **e) como o plano alinha os interesses dos administradores e do emissor a curto, médio e longo prazo;**

O plano visa estimular o comprometimento dos elegíveis a longo prazo, tendo em vista que a política foi desenhada para atender as expectativas do plano estratégico da Companhia. No curto prazo, o alinhamento desses interesses se dá por instrumento específico, através da contratação de metas individuais e de gestão de pessoas, além de parcela atribuída a resultados corporativos do Grupo e/ou da unidade de gestão, não vinculado ao ILP.

#### **f) número máximo de ações abrangidas;**

Foram concedidas 169.407 phantom stocks no ano de 2016, levando em consideração o valor inicial com base no valuation da CPFL Energia, dividido pelo número de ações disponíveis no mercado. Este valor foi utilizado para apuração das phantoms stocks concedidas aos elegíveis conforme detalhado no item 13.4. (a) deste Formulário de Referência. Quanto ao ILP, o saldo de opções exercíveis foi liquidado em 2017 e não foram concedidas novas phantom stocks nos anos de 2019, 2020 e 2021.

#### **g) número máximo de opções a serem outorgadas;**

O número de phantom stocks outorgadas é fixo e sua conversão em bônus em espécie se dá exclusivamente pelo valor de mercado apurado pela média ponderada da cotação da ação dos últimos 45 pregões a contar do último dia útil do mês de dezembro do ano anterior ao ano de conversão. A efetivação da conversão só será possível após aprovação formal do Conselho de Administração.

#### **h) condições de aquisição de ações;**

Conforme detalhado no item 13.4. (a), para concessão das phantom stocks, os outorgados, mediante elegibilidade e desempenho, deverão estar ativos na Companhia e exercendo a função na data de outorga aprovada pelo Conselho de Administração, prevista para ocorrer até o mês de junho de cada ano.

#### **i) critérios para fixação do preço de aquisição ou exercício;**

O valor inicial das phantom stocks é calculado com base no valuation da CPFL Energia, dividido pelo número de ações disponíveis no mercado, sendo que a quantidade de ações virtuais concedidas a cada elegível se baseia em targets definidos pelas melhores práticas de mercado, sempre em número de remunerações, posteriormente validados pelo Comitê de Gestão de pessoas e aprovados em Reunião do Conselho de Administração.

#### **j) critérios para fixação do prazo de exercício;**

O prazo de carência total será de 4 anos para exercício da seguinte forma:

- 1/3 das *phantom stocks* outorgadas poderão ser convertidas em premiação no segundo ano após o ano de outorga;
- 1/3, ou 2/3, caso a primeira conversão não tenha sido exercida, das *phantom stocks* outorgadas poderão ser convertidas em premiação no terceiro ano após o ano de outorga; e

### 13. Remuneração dos administradores / 13.4 - Plano de remuneração baseado em ações

- 100% das *phantom stocks* outorgadas e ainda não convertidas poderão ser convertidas no quarto ano após o ano de outorga.

#### k) forma de liquidação

Atingida a meta de valorização mínima estabelecida no plano estratégico da Companhia, a liquidação das ações virtuais (*phantom stocks*) em premiação (após o prazo de carência), consiste na apuração do preço da ação da Companhia, conforme a média ponderada (volume) das cotações da ação nos últimos 45 pregões a contar do último dia útil do mês de dezembro do ano anterior ao ano de conversão, além dos dividendos distribuídos no período, proporcionais ao número de ações virtuais.

#### l) restrições à transferência das ações;

Tendo em vista que o plano não prevê efetiva entrega de ações, este item não se aplica.

#### m) critérios e eventos que, quando verificados, ocasionarão a suspensão, alteração ou extinção do plano;

Em caso de eventos extraordinários, o Conselho de Administração, a seu julgamento e amparado pela avaliação do Comitê de Gestão de Pessoas, respeitadas as outorgas já realizadas e as suas respectivas conversões, tem o poder de alterar, suspender ou até mesmo extinguir o plano de incentivo de longo prazo, preservando as outorgas já realizadas ou compensando de forma equivalente.

#### n) efeitos da saída do administrador dos órgãos do emissor sobre seus direitos previstos no plano de remuneração baseado em ações.

Evento	<i>phantom stocks</i> não Exercíveis ("unvested")	<i>phantom stocks</i> Exercíveis ("vested")
Rescisão Voluntária do Executivo	As <i>phantom stocks</i> são canceladas	As <i>phantom stocks</i> poderão ser convertidas, desde que previamente aprovado pelo CGP - Comitê de Gestão de Pessoas e em até 30 dias após o anúncio do desligamento.
Rescisão por Justa Causa	As <i>phantom stocks</i> são canceladas	
Rescisão unilateral por iniciativa da empresa, sem Justa Causa, antecipada ou no Término de Contrato sem renovação.	As <i>phantom stocks</i> são canceladas	As <i>phantom stocks</i> poderão ser convertidas, desde que previamente aprovado pelo CGP - Comitê de Gestão de Pessoas e em até 30 dias após o anúncio do desligamento.
Morte ou Aposentadoria por Invalidez permanente	O prazo de carência será antecipado e as <i>phantom stocks</i> serão pagas aos dependentes com base no último valor de conversão apurado.	As <i>phantom stocks</i> serão convertidas com base no último valor de conversão apurado e pagas aos dependentes.

### 13. Remuneração dos administradores / 13.5 - Remuneração baseada em ações

<b>13.5 Remuneração baseada em ações reconhecida no resultado dos 3 últimos exercícios sociais e à prevista para o exercício social corrente, do conselho de administração e da diretoria estatutária</b>
---

Não houve novas outorgas durante o exercício social de 2019, 2020 e 2021 e não há previsão de novas outorgas para o exercício social de 2022.

### 13. Remuneração dos administradores / 13.6 - Opções em aberto

<b>13.6 Opções em aberto do conselho de administração e da diretoria estatutária ao final do último exercício social</b>
--

O saldo de opções exercíveis foi liquidado em 2017, sendo que, para as demais parcelas, a liquidação será automática no momento em que tornarem-se exercíveis. Durante os exercícios sociais de 2019, 2020 e 2021, não houve novas outorgas de phantom stocks no âmbito do ILP. Ademais, não há previsão de novas outorgas de phantom stocks para o exercício social de 2022.

**13. Remuneração dos administradores / 13.7 - Opções exercidas e ações entregues****13.7 Opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária, nos 3 últimos exercícios sociais**

<b>OPÇÕES EXERCIDAS E AÇÕES ENTREGUES PARA O EXERCÍCIO ENCERRADO EM 31/12/2019 (R\$ mil)</b>	
	<b>Diretoria Estatutária</b>
a. Órgão	
b. número de membros	9,33
c. número de membros remunerados	5
d. em relação às opções exercidas informar:	
i. número de ações	47.024
ii. preço médio ponderado de exercício	20,01
iii. valor total da diferença entre o valor de exercício e o valor de mercado das ações relativas às opções exercidas	-
e. em relação às ações entregues informar:	
i. número de ações	N/A
ii. preço médio ponderado de aquisição	N/A
iii. valor total da diferença entre o valor de aquisição e o valor de mercado das ações adquiridas	N/A

<b>OPÇÕES EXERCIDAS E AÇÕES ENTREGUES PARA O EXERCÍCIO ENCERRADO EM 31/12/2020 (R\$ mil)</b>	
	<b>Diretoria Estatutária</b>
a. Órgão	
b. número de membros	8,17
c. número de membros remunerados	3,00
d. em relação às opções exercidas informar:	
i. número de ações	29.606
ii. preço médio ponderado de exercício	20,01
iii. valor total da diferença entre o valor de exercício e o valor de mercado das ações relativas às opções exercidas	-
e. em relação às ações entregues informar:	
i. número de ações	N/A
ii. preço médio ponderado de aquisição	N/A
iii. valor total da diferença entre o valor de aquisição e o valor de mercado das ações adquiridas	N/A

<b>OPÇÕES EXERCIDAS E AÇÕES ENTREGUES PARA O EXERCÍCIO ENCERRADO EM 31/12/2021 (R\$ mil)</b>	
	<b>Diretoria Estatutária</b>
a. Órgão	
b. número de membros	N/A <sup>(1)</sup>
c. número de membros remunerados	N/A <sup>(1)</sup>
d. em relação às opções exercidas informar:	
i. número de ações	N/A <sup>(1)</sup>
ii. preço médio ponderado de exercício	N/A <sup>(1)</sup>

**13. Remuneração dos administradores / 13.7 - Opções exercidas e ações entregues**

iii. valor total da diferença entre o valor de exercício e o valor de mercado das ações relativas às opções exercidas	N/A <sup>(1)</sup>
e. em relação às ações entregues informar:	
i. número de ações	N/A <sup>(1)</sup>
ii. preço médio ponderado de aquisição	N/A <sup>(1)</sup>
iii. valor total da diferença entre o valor de aquisição e o valor de mercado das ações adquiridas	N/A <sup>(1)</sup>

(1) No exercício findo em 31/12/2021, a CPFL Energia não possuía saldos devedores em aberto referentes às Phantom Stocks, dado a liquidação dos saldos devedores remanescentes em 2020.

### 13. Remuneração dos administradores / 13.8 - Precificação das ações/opções

<b>13.8 Informações necessárias para a compreensão dos dados divulgados nos itens 13.5 a 13.7, tal como a explicação do método de precificação do valor das ações e das opções</b>
--

**a) modelo de precificação**

Para outorga das phantom stocks foi considerado como valor inicial o resultado do valuation da CPFL Energia, dividido pelo número de ações disponíveis no mercado.

Para posterior liquidação das phantom stocks (premiação após o prazo de carência), será considerado o preço da ação da CPFL, conforme a média ponderada (volume) das cotações da ação nos últimos 45 pregões a contar do último dia útil do mês de dezembro do ano anterior ao ano de conversão, além dos dividendos distribuídos no período, proporcionais ao número de phantom stocks.

O plano foi congelado pelo preço da ação de 31 de dezembro de 2016, o saldo exercível foi integralmente liquidado em 2017 e o saldo em aberto será atualizado pela SELIC até a primeira data em que cada parcela tornar-se exercível. Não houve novas outorgas durante os exercícios sociais de 2019, 2020 e 2021, bem como não há previsão de novas outorgas para o exercício social de 2022.

**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**

Informações sobre os preços médios foram divulgadas nos itens anteriores. O preço da opção apenas será apurado quando atingido o prazo de vesting, sendo que 1/3 da outorga torna-se exercível a partir do segundo ano, 1/3 a partir do terceiro e 1/3 no quarto ano após a outorga. Os demais itens não são aplicáveis ao modelo de ILP baseado em ações aplicado pelo Grupo.

**c) método utilizado e as premissas assumidas para incorporar os efeitos esperados de exercício antecipado**

Não há previsão de exercício antecipado no modelo de ILP baseado em ações aplicado pelo Grupo.

**d) forma de determinação da volatilidade esperada**

Não aplicável no modelo do plano de ILP baseado em ações aplicado pelo Grupo, tendo em vista que a volatilidade das ações não foi considerada no cálculo para apuração do valor da bonificação.

**e) se alguma outra característica da opção foi incorporada na mensuração de seu valor justo**

Não há outras características das opções incorporadas na mensuração de seu valor.

**13. Remuneração dos administradores / 13.9 - Participações detidas por órgão**

**13.9** Informar a quantidade de ações ou cotas direta ou indiretamente detidas, no Brasil ou no exterior, e outros valores mobiliários conversíveis em ações ou cotas, emitidos pelo emissor, seus controladores diretos ou indiretos, sociedades controladas ou sob controle comum, por membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal, agrupados por órgão

<b>VALORES MOBILIÁRIOS DE EMISSÃO DA CPFL ENERGIA – 31/12/2021</b>			
<b>Órgão</b>	<b>Ações Ordinárias</b>		
	<b>Diretamente</b>	<b>Indiretamente</b>	<b>Total</b>
<b>Diretoria Estatutária</b>	2.300	-	2.300
<b>Conselho de Administração</b>	163.600	-	163.600
<b>Conselho Fiscal</b>	-	-	-

### 13. Remuneração dos administradores / 13.10 - Planos de previdência

#### 13.10 Planos de previdência em vigor conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários

Somente os Diretores Estatutários têm planos de previdência. Os Conselheiros Fiscais e de Administração não gozam desse benefício.

a. Órgão	Diretoria Estatutária	
b. Número de membros	9,00	
c. Número de membros remunerados	1	4
d. Nome do plano	PGBL Bradesco	PGBL Brasil Prev
e. Quantidade de administradores que reúnem as condições para se aposentar	-	-
f. Condições para se aposentar antecipadamente	Não há	Não há
g. Valor atualizado das contribuições acumuladas no plano de previdência até o encerramento do último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores	R\$ 1.398.412	R\$ 1.483.099
h. Valor total acumulado das contribuições realizadas durante o último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores*	R\$ 223.123	R\$ 355.161
i. Se há a possibilidade de resgate antecipado e quais as condições	O valor referente a parte do participante poderá ser resgatado a qualquer momento, porém o resgate da parcela empresa segue as regras estabelecidas em contrato (cláusula de vesting).	

\* valores já atualizados monetariamente.

**13. Remuneração dos administradores / 13.11 - Remuneração máx, mín e média****Valores anuais**

	Diretoria Estatutária			Conselho de Administração			Conselho Fiscal		
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2019
<b>Nº de membros</b>	9,00	9,00	9,33	7,00	7,00	8,33	3,00	3,00	3,00
<b>Nº de membros remunerados</b>	6,00	8,17	6,75	2,67	3,00	2,50	2,33	1,58	2,00
<b>Valor da maior remuneraçãoReal</b>	8.645.416,00	8.655.000,00	8.484.000,00	403.678,00	329.000,00	310.000,00	161.699,00	222.000,00	152.000,00
<b>Valor da menor remuneraçãoReal</b>	194.837,00	173.000,00	419.000,00	157.433,00	196.000,00	166.000,00	74.582,00	20.000,00	67.000,00
<b>Valor médio da remuneraçãoReal</b>	3.807.186,00	3.528.000,00	4.922.000,00	377.996,00	285.000,00	256.000,00	169.001,00	182.000,00	111.000,00

**Observação**

Diretoria Estatutária	
<b>31/12/2021</b>	Os valores informados neste item correspondem a todas as parcelas de remuneração apresentadas no item 13.2, incluindo encargos. Valor da maior remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função para o Conselho de Administração, para o Conselho Fiscal, e para a Diretoria Estatutária. Valor da menor remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função no órgão Diretoria Estatutária. Valor da menor remuneração individual considera membro ativo por 8 meses no órgão Conselho de Administração. Valor da menor remuneração individual considera membro ativo por 4 meses no órgão Conselho Fiscal. Ressalta-se que parte dos diretores da Companhia recebem remuneração por sociedades controladas, portanto o valor da menor remuneração apresentada não considera os montantes divulgados no item 13.15 deste Formulário de Referência.
<b>31/12/2020</b>	Os valores informados neste item correspondem a todas as parcelas de remuneração apresentadas no item 13.2, incluindo encargos. Valor da maior remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função para o Conselho de Administração, para o Conselho Fiscal, e para a Diretoria Estatutária. Valor da menor remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função no órgão Diretoria Estatutária. Valor da menor remuneração individual considera membro ativo por 5 meses no órgão Conselho Fiscal. Ressalta-se que parte dos diretores da Companhia recebem remuneração por sociedades controladas, portanto o valor da menor remuneração apresentada não considera os montantes divulgados no item 13.15 deste Formulário de Referência.
<b>31/12/2019</b>	Os valores informados neste item correspondem a todas as parcelas de remuneração apresentadas no item 13.2, incluindo encargos. Valor da maior remuneração anual corresponde a 9 meses de exercício da função para o Conselho de Administração, 10 meses para o Conselho Fiscal, e 12 meses para a Diretoria Estatutária. Valor da menor remuneração anual considera apenas os membros que exerceram a função durante 12 meses no órgão Diretoria Estatutária. Valor da menor remuneração individual considera membros ativos por menos de 12 meses no órgão Conselho de Administração e Conselho Fiscal, pois não houve membros na condição de 12 meses. Ressalta-se que parte dos diretores da Companhia recebem remuneração por sociedades controladas, portanto o valor da menor remuneração apresentada não considera os montantes divulgados no item 13.15 deste Formulário de Referência.

<b>Conselho de Administração</b>	
<b>31/12/2021</b>	Os valores informados neste item correspondem a todas as parcelas de remuneração apresentadas no item 13.2, incluindo encargos. Valor da maior remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função para o Conselho de Administração, para o Conselho Fiscal, e para a Diretoria Estatutária. Valor da menor remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função no órgão Diretoria Estatutária. Valor da menor remuneração individual considera membro ativo por 8 meses no órgão Conselho de Administração. Valor da menor remuneração individual considera membro ativo por 4 meses no órgão Conselho Fiscal. Ressalta-se que parte dos diretores da Companhia recebem remuneração por sociedades controladas, portanto o valor da menor remuneração apresentada não considera os montantes divulgados no item 13.15 deste Formulário de Referência.
<b>31/12/2020</b>	Os valores informados neste item correspondem a todas as parcelas de remuneração apresentadas no item 13.2, incluindo encargos. Valor da maior remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função para o Conselho de Administração, para o Conselho Fiscal, e para a Diretoria Estatutária. Valor da menor remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função no órgão Diretoria Estatutária. Valor da menor remuneração individual considera membro ativo por 5 meses no órgão Conselho Fiscal. Ressalta-se que parte dos diretores da Companhia recebem remuneração por sociedades controladas, portanto o valor da menor remuneração apresentada não considera os montantes divulgados no item 13.15 deste Formulário de Referência.
<b>31/12/2019</b>	Os valores informados neste item correspondem a todas as parcelas de remuneração apresentadas no item 13.2, incluindo encargos. Valor da maior remuneração anual corresponde a 9 meses de exercício da função para o Conselho de Administração, 10 meses para o Conselho Fiscal, e 12 meses para a Diretoria Estatutária. Valor da menor remuneração anual considera apenas os membros que exerceram a função durante 12 meses no órgão Diretoria Estatutária. Valor da menor remuneração individual considera membros ativos por menos de 12 meses no órgão Conselho de Administração e Conselho Fiscal, pois não houve membros na condição de 12 meses. Ressalta-se que parte dos diretores da Companhia recebem remuneração por sociedades controladas, portanto o valor da menor remuneração apresentada não considera os montantes divulgados no item 13.15 deste Formulário de Referência.

<b>Conselho Fiscal</b>	
<b>31/12/2021</b>	Os valores informados neste item correspondem a todas as parcelas de remuneração apresentadas no item 13.2, incluindo encargos. Valor da maior remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função para o Conselho de Administração, para o Conselho Fiscal, e para a Diretoria Estatutária. Valor da menor remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função no órgão Diretoria Estatutária. Valor da menor remuneração individual considera membro ativo por 8 meses no órgão Conselho de Administração. Valor da menor remuneração individual considera membro ativo por 4 meses no órgão Conselho Fiscal. Ressalta-se que parte dos diretores da Companhia recebem remuneração por sociedades controladas, portanto o valor da menor remuneração apresentada não considera os montantes divulgados no item 13.15 deste Formulário de Referência.
<b>31/12/2020</b>	Os valores informados neste item correspondem a todas as parcelas de remuneração apresentadas no item 13.2, incluindo encargos. Valor da maior remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função para o Conselho de Administração, para o Conselho Fiscal, e para a Diretoria Estatutária. Valor da menor remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função no órgão Diretoria Estatutária. Valor da menor remuneração individual considera membro ativo por 5 meses no órgão Conselho Fiscal. Ressalta-se que parte dos diretores da Companhia recebem remuneração por sociedades controladas, portanto o valor da menor remuneração apresentada não considera os montantes divulgados no item 13.15 deste Formulário de Referência.
<b>31/12/2019</b>	Os valores informados neste item correspondem a todas as parcelas de remuneração apresentadas no item 13.2, incluindo encargos. Valor da maior remuneração anual corresponde a 9 meses de exercício da função para o Conselho de Administração, 10 meses para o Conselho Fiscal, e 12 meses para a Diretoria Estatutária. Valor da menor remuneração anual considera apenas os membros que exerceram a função durante 12 meses no órgão Diretoria Estatutária. Valor da menor remuneração individual considera membros ativos por menos de 12 meses no órgão Conselho de Administração e Conselho Fiscal, pois não houve membros na condição de 12 meses. Ressalta-se que parte dos diretores da Companhia recebem remuneração por sociedades controladas, portanto o valor da menor remuneração apresentada não considera os montantes divulgados no item 13.15 deste Formulário de Referência.

### 13. Remuneração dos administradores / 13.12 - Mecanismos remuneração/indenização

**13.12 Descrição dos 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, bem como as consequências financeiras para o emissor**

A Norma ILP que estabelece as diretrizes para os programas de ILP estabelece o tratamento a ser dado ao exercício das Unidades Virtuais de Valor ("UVVs") conversíveis (pós-vesting) e não conversíveis (pré-vesting) na eventualidade do desligamento de algum dos Executivos da Companhia:

<b>Evento</b>	<b>phantom stocks não Exercíveis ("unvested")</b>	<b>phantom stocks Exercíveis ("vested")</b>
Rescisão Voluntária do Executivo	As phantom stocks são canceladas	As phantom stocks poderão ser convertidas, desde que previamente aprovado pelo CGP - Comitê de Gestão de Pessoas e em até 30 dias após o anúncio do desligamento.
Rescisão por Justa Causa	As phantom stocks são canceladas	
Rescisão unilateral por iniciativa da empresa, sem Justa Causa, antecipada ou no Término de Contrato sem renovação.	As phantom stocks são canceladas	As phantom stocks poderão ser convertidas desde que manifestada a intenção de conversão em até 30 dias após o desligamento, informando-se ao Comitê de Gestão de Pessoas.
Morte ou Aposentadoria por Invalidez permanente	O prazo de carência será antecipado e as phantom stocks serão pagas aos dependentes com base no último valor de conversão apurado.	As phantom stocks serão convertidas com base no último valor de conversão apurado e pagas aos dependentes.

No caso de ocorrer antes do término do prazo do mandato por iniciativa da Companhia, o(s) Diretor(es) Estatutário(s) desligado(s) terá(ão) direito a:

- honorários integrais do mês de destituição;
- 13º honorário proporcional ao número de meses trabalhados no ano;
- 1 honorário mensal, a título de Aviso Prévio; e
- indenização das parcelas conversíveis do Incentivo de Longo Prazo – ILP.

Assegura-se ao administrador, de forma suplementar aos demais direitos, o recebimento de uma indenização especial e única, correspondente ao valor de 06 (seis) honorários, caso ocorram alterações significativas dos acionistas que compõem o bloco de controle majoritário da sociedade, que impliquem em:

- i) extinção do cargo, objeto do Instrumento de Contratação para Administração;
- ii) destituição unilateral por parte do Conselho de Administração; e
- iii) alterações das condições de trabalho, análogas a uma rescisão indireta de contrato de trabalho previstas no artigo 483 da Consolidação das Leis Trabalhistas ("CLT"), ou que tornem menos atraente o desempenho do cargo, tais como: remuneração, benefícios, funções, atribuições, autoridade ou responsabilidades. Nessa hipótese, o administrador poderá rescindir o Instrumento de Contratação para Administração, fazendo jus à indenização aqui estabelecida.

**Plano vigente a partir de 2017**

A Norma ILP que estabelece as diretrizes do ILP estabelece o tratamento a ser dado ao Incentivo na eventualidade do desligamento de algum dos Executivos da Companhia:

Caso o Beneficiário seja desligado por iniciativa da Companhia ou de suas Controladas, sem justa causa, o direito do beneficiário ao Incentivo será definido conforme segue:

### 13. Remuneração dos administradores / 13.12 - Mecanismos remuneração/indenização

- (a) se ocorrido durante o primeiro ano do período de *vesting*: o beneficiário não fará jus a qualquer valor referente ao Incentivo;
- (b) se ocorrido entre o primeiro e o segundo anos do período de *vesting*: o beneficiário fará jus a 50% do valor do Incentivo a que faria jus caso tivesse permanecido até o final do período do *vesting*; e
- (c) se ocorrido entre o segundo e o terceiro anos do período de *vesting*: o beneficiário fará jus a 100% do valor do Incentivo a que faria jus caso tivesse permanecido até o final do período do *vesting*.

Caso o beneficiário seja desligado por iniciativa própria; ou por iniciativa da Companhia ou de suas Controladas com justa causa, o beneficiário não fará jus a qualquer valor referente ao Incentivo.

Em caso de falecimento ou invalidez permanente do beneficiário, o período de *vesting* de 3 anos será antecipado para o momento da ocorrência do fato e o pagamento do Incentivo será realizado em data a ser estipulada pelo Conselho de Administração da Companhia.

### 13. Remuneração dos administradores / 13.13 - Percentual partes relacionadas na rem.

**13.13 Em relação aos 3 últimos exercícios sociais, 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.**

<b>EXERCÍCIO DE 2019</b>			
<b>Órgão</b>	<b>Conselho de Administração</b>	<b>Conselho Fiscal</b>	<b>Diretoria Estatutária</b>
Percentual da remuneração total	62%	100%	-

<b>EXERCÍCIO DE 2020</b>			
<b>Órgão</b>	<b>Conselho de Administração</b>	<b>Conselho Fiscal</b>	<b>Diretoria Estatutária</b>
Percentual da remuneração total	77%	100%	-

<b>EXERCÍCIO DE 2021</b>			
<b>Órgão</b>	<b>Conselho de Administração</b>	<b>Conselho Fiscal</b>	<b>Diretoria Estatutária</b>
Percentual da remuneração total	88,1%	100%	-

### 13. Remuneração dos administradores / 13.14 - Remuneração - outras funções

**13.14 Em relação aos 3 últimos exercícios sociais, Valores reconhecidos no resultado do emissor como remuneração de membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal, agrupados por órgão, por qualquer razão que não a função que ocupam, como por exemplo, comissões e serviços de consultoria ou assessoria prestados.**

Não houve pagamento de qualquer remuneração, nos últimos três exercícios sociais, para membros do Conselho de Administração, do Conselho Fiscal ou da Diretoria por qualquer razão que não a função que ocupam na Companhia.

**13. Remuneração dos administradores / 13.15 - Rem. reconhecida - controlador/controlada**

**13.15 Em relação aos 3 últimos exercícios sociais, 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**

<b>EXERCÍCIO DE 2019 <sup>(1)</sup> - DEMAIS REMUNERAÇÕES RECEBIDAS, ESPECIFICANDO A QUE TÍTULO FORAM ATRIBUÍDAS</b>				
<b>Órgão</b>	<b>Conselho de Administração</b>	<b>Conselho Fiscal</b>	<b>Diretoria Estatutária</b>	<b>Total</b>
	<i>(Em R\$ mil)</i>			
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	4.028	4.028
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

<sup>(1)</sup> Remuneração a título de honorário. No valor estão incluídos todos os encargos e provisões para atendimento ao regime de competência do exercício.

<b>EXERCÍCIO DE 2019 - REMUNERAÇÃO RECEBIDA EM FUNÇÃO DO EXERCÍCIO DO CARGO NO EMISSOR</b>				
<b>Órgão</b>	<b>Conselho de Administração</b>	<b>Conselho Fiscal</b>	<b>Diretoria Estatutária</b>	<b>Total</b>
	<i>(Em R\$ mil)</i>			
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

<b>EXERCÍCIO DE 2020 <sup>(1)</sup> - DEMAIS REMUNERAÇÕES RECEBIDAS, ESPECIFICANDO A QUE TÍTULO FORAM ATRIBUÍDAS</b>				
<b>Órgão</b>	<b>Conselho de Administração</b>	<b>Conselho Fiscal</b>	<b>Diretoria Estatutária</b>	<b>Total</b>
	<i>(Em R\$ mil)</i>			
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	6.357	6.357
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

<sup>(1)</sup> Remuneração a título de honorário. No valor estão incluídos todos os encargos e provisões para atendimento ao regime de competência do exercício.

<b>EXERCÍCIO DE 2020 - REMUNERAÇÃO RECEBIDA EM FUNÇÃO DO EXERCÍCIO DO CARGO NO EMISSOR</b>				
<b>Órgão</b>	<b>Conselho de Administração</b>	<b>Conselho Fiscal</b>	<b>Diretoria Estatutária</b>	<b>Total</b>
	<i>(Em R\$ mil)</i>			
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

### 13. Remuneração dos administradores / 13.15 - Rem. reconhecida - controlador/controlada

<b>EXERCÍCIO DE 2021 <sup>(1)</sup> - DEMAIS REMUNERAÇÕES RECEBIDAS, ESPECIFICANDO A QUE TÍTULO FORAM ATRIBUÍDAS</b>				
<b>Órgão</b>	<b>Conselho de Administração</b>	<b>Conselho Fiscal</b>	<b>Diretoria Estatutária</b>	<b>Total</b>
	<i>(Em R\$ mil)</i>			
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	419.140	419.140
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

(1) Remuneração a título de honorário. No valor estão incluídos todos os encargos e provisões para atendimento ao regime de competência do exercício.

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

### 13. Remuneração dos administradores / 13.16 - Outras inf. relev. - Remuneração

#### 13.16 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do item 10.2.13.b do Ofício-Circular/CVM/SEP/ Anual 2022, conforme detalhado nas planilhas abaixo em cada exercício social:

EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2021												
Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
<b>Conselho de Administração</b>	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
<b>Conselho Fiscal</b>	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
<b>Diretoria Estatutária</b>	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9

EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020												
Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
<b>Conselho de Administração</b>	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
<b>Conselho Fiscal</b>	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
<b>Diretoria Estatutária</b>	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9

EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019												
Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
<b>Conselho de Administração</b>	7	7	7	7	9	9	9	9	9	9	9	9
<b>Conselho Fiscal</b>	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
<b>Diretoria Estatutária</b>	8	9	9	9	9	9	9	10	10	10	10	10

## 14. Recursos humanos / 14.1 - Descrição dos recursos humanos

### 14. Recursos humanos

#### 14.1 Descrever os recursos humanos do emissor, fornecendo as seguintes informações:

##### a) número de empregados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica)

O número de colaboradores divulgado abaixo compreende todas as controladas da CPFL Energia, que são consolidadas para fins de apresentação de Demonstrações Financeiras Consolidadas da Companhia:

Localização Geográfica	Atividade Desempenhada	Número de Colaboradores 2021	Número de Colaboradores 2020	Número de Colaboradores 2019
Bahia	Geração Renováveis	4	6	2
	Corporativo	0	0	4
	<b>Total Bahia</b>	<b>4</b>	<b>6</b>	<b>6</b>
Ceará	Geração Renováveis	111	93	5
	Corporativo	14	13	0
	<b>Total Ceará</b>	<b>125</b>	<b>106</b>	<b>5</b>
Minas Gerais	Distribuição	8	6	6
	Geração Renováveis	25	24	12
	Corporativo	2	2	0
<b>Total Minas Gerais</b>	<b>35</b>	<b>32</b>	<b>18</b>	
Mato Grosso	Geração Renováveis	9	8	8
	Corporativo	1	1	1
	<b>Total Mato Grosso</b>	<b>10</b>	<b>9</b>	<b>9</b>
Paraná	Distribuição	15	14	13
	Geração Renováveis	5	5	1
	Corporativo	1	0	0
<b>Total Paraná</b>	<b>21</b>	<b>19</b>	<b>14</b>	
Rio Grande do Norte	Geração Renováveis	40	34	23
	Corporativo	6	7	6
	<b>Total Rio Grande do Norte</b>	<b>46</b>	<b>41</b>	<b>29</b>
Rio Grande do Sul	Distribuição	3.316	3.256	3.255
	Serviços	42	35	42
	Corporativo	334	336	347
	Geração	44	42	46
	Geração Renováveis	12	11	9
	Transmissão	798	0	0
	<b>Total Rio Grande do Sul</b>	<b>4.546</b>	<b>3.680</b>	<b>3.699</b>
Santa Catarina	Geração	2	2	2
	Geração Renováveis	14	14	7
	Corporativo	2	3	1
<b>Total Santa Catarina</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>10</b>	
São Paulo	Distribuição	3.882	3.784	3.795
	Serviços	4.720	3.986	3.645
	Comercialização	56	55	52
	Corporativo	1.780	1.689	1.740
	Geração	11	19	45
	Geração Renováveis	179	160	233
	<b>Total São Paulo</b>	<b>10.628</b>	<b>9.693</b>	<b>9.510</b>
<b>Total Geral</b>	<b>Total Geral</b>	<b>15.433</b>	<b>13.605</b>	<b>13.300</b>

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

## **14. Recursos humanos / 14.1 - Descrição dos recursos humanos**

Nossas empresas terceirizam algumas atividades inerentes à concessão do serviço público de energia elétrica e outras atividades por meio de contrato de prestação de serviços medido em unidades por atividades. Não há, assim, controle das pessoas envolvidas e nem o controle quantitativo de homem/hora (Hh).

### **c) índice de rotatividade**

O índice de rotatividade foi de 19,8% em 2021, 13,5% em 2020 e 16,9% em 2019.

## 14. Recursos humanos / 14.2 - Alterações relevantes-Rec. humanos

<b>14.2 Comentar qualquer alteração relevante ocorrida com relação aos números divulgados no item 14.1 acima.</b>
---

O aumento no número de colaboradores se deve ao crescimento orgânico de nossos negócios e a aquisição da Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica (CEEE-T).

## 14. Recursos humanos / 14.3 - Política remuneração dos empregados

### 14.3 Descrever as políticas de remuneração dos empregados do emissor, informando:

#### a) política de salários e remuneração variável

Os salários são definidos conforme a avaliação dos cargos alinhados ao mercado conforme pesquisas salariais periódicas. Os aumentos salariais são de, no máximo, 15% ao ano e os aumentos por promoção (movimentação para cargo mais avaliado) são de, no máximo 25%. Ambos os processos não podem ocorrer em períodos inferiores a 12 meses. Exceções as regras são encaminhadas para aprovação do Vice-Presidente ou do Presidente Controlada da área.

Em conformidade com a legislação e a política de remuneração da Companhia, os empregados são elegíveis ao programa de participação nos resultados. Os valores, indicadores e metas são estabelecidos em acordos coletivos de trabalho ("PLR") para cada companhia do Grupo. A renovação destes acordos de PLR seguem calendário específico considerando a vigência de cada acordo.

#### b) política de benefícios

Os benefícios oferecidos para nossos colaboradores estão alinhados às melhores práticas do mercado de trabalho, bem como a legislação trabalhista, e são eles:

- ✓ Assistência Médico-Hospitalar, titular e dependentes;
- ✓ Assistência Odontológica, titular e dependentes;
- ✓ Plano de Previdência Privada (exceto Centro de Serviços, CPFL Atende e CPFL Total);
- ✓ Participação nos Lucros e Resultados, conforme acordo coletivo de trabalho firmado em cada empresa com seus respectivos sindicatos;
- ✓ Auxílio Refeição e/ou Auxílio Alimentação;
- ✓ Auxílio Creche;
- ✓ Vale transporte e/ou Ônibus Fretado (fretado, localidades que possuem o serviço disponível);
- ✓ Seguro de Vida (100% Grupo CPFL);
- ✓ Cartão Corporativo (Diretores e Executivos);
- ✓ Homenagem por tempo de Serviço;
- ✓ Programas de Final de Ano (brinquedos e material escolar aos dependentes elegíveis);
- ✓ Vale Natal ;
- ✓ Estacionamento na Sede e Regionais (dentro do limite de vagas disponíveis);
- ✓ Veículo – (Diretores acima);
- ✓ Check-Up Médico – (Gerentes acima);
- ✓ Campanha Anual de Vacinação Gripe;
- ✓ Gratificação de Férias (exceto CPFL Serviços, Centro de Serviços, CPFL Total, CPFL Eficiência e Authi);
- ✓ Política de Transferência;
- ✓ Requalificação Profissional (exceto CPFL Serviços, CPFL Atende, Centro de Serviços, CPFL Total, CPFL Eficiência);
- ✓ Empréstimo Pessoal Consignado;
- ✓ Programas de Qualidade de Vida: Programa Fale Comigo (Apoio Psicossocial), Ginástica Laboral (maiores localidades), Programa Gympass (rede academias e esportes abrangência nacional), Grupo de Corrida, Oficinas de Esporte (Sede Campinas), participação Jogos do Sesi, Campeonato Futsal (Sede Campinas), Caminhada Agita, celebração dia mundial combate ao sedentarismo (maiores localidades);

#### c) características dos planos de remuneração baseados em ações dos empregados não-administradores, identificando

Não aplicável por não haver planos de remuneração baseado em ações dos empregados não administradores.

## 14. Recursos humanos / 14.4 - Relações emissor / sindicatos

### **14.4 Descrever as relações entre o emissor e sindicatos, indicando se houve paralisações e greves nos últimos 3 exercícios sociais**

O grupo CPFL mantém relacionamento com 48 sindicatos, reconhecendo-os como os representantes legais e legítimos dos colaboradores para o encaminhamento de suas reivindicações.

Os instrumentos coletivos celebrados com essas entidades sindicais representam para a CPFL o instrumento fundamental a reger as relações de trabalho e suas disposições serão integralmente cumpridas no período de sua vigência.

O Grupo considera indispensável para o desenvolvimento saudável das relações com os Sindicatos, o permanente respeito mútuo entre as partes e a lisura nos procedimentos, garantindo total imparcialidade, seja qual for a entidade sindical. O Grupo acredita manter boas relações com os sindicatos que representam seus colaboradores, evidenciado pelo fato de não termos ocorrência de nenhuma greve que tenha afetado materialmente as operações do Grupo nos últimos 30 anos. Nos últimos 05 exercícios sociais tivemos na CPFL Piratininga, com os Sindicatos dos Urbanitários de Santos e dos Eletricitários de São Paulo, na CPFL Santa Cruz, com o Sindicato dos Eletricitários de Ipaussu, e no exercício social de 2017 na CPFL Paulista, Brasil e Geração com o sindicato dos Eletricitários de Campinas, mobilizações que foram deflagradas dentro de um processo natural de negociação, que não trouxeram prejuízos materiais para a Companhia nem comprometeram a essencialidade de sua prestação de serviço.

O Grupo garante aos seus colaboradores a livre associação sindical em conformidade com disposto no Artigo 8º da Constituição Federal.

Atualmente o Grupo possui instrumentos de acordo coletivo com os sindicatos abaixo listados:

1. STIEEC - Sindicato dos trabalhadores na indústria de energia elétrica de Campinas STIEEC - Sindicato dos trabalhadores na indústria de energia elétrica de Campinas
2. SEESP - Sindicato dos engenheiros no estado de São Paulo
3. SINTEC - Sindicato dos técnicos industriais de nível médio do estado de São Paulo
4. SINDLUZ - Sindicato dos trabalhadores nos serviços de fiação, tração, luz e força de Araraquara
5. SINDLUZ - Sindicato dos empregados na geração, transmissão e distribuição de eletricidade no município de Bauru
6. SINDLUZ - Sindicato dos empregados na geração, transmissão e distribuição de eletricidade no município de Ribeirão Preto
7. SINDLUZ - Sindicato dos empregados na geração, transmissão e distribuição de eletricidade no município de São José do Rio Preto
8. SINTIUS - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias urbanas de Santos, Baixada Santista, Litoral Sul e Vale do Ribeira
9. STIEESP - Sindicato dos trabalhadores na indústria de energia elétrica de São Paulo
10. SINDIPAUC (STIEHI)- Sindicato dos trabalhadores na indústria de energia hidroelétrica de Ipaussu
11. SINDERGEL - Sindicato dos empregados nas empresas de geração, transmissão e distribuição de eletricidade no município de Mococa
12. SINDSUL - Sindicato dos eletricitários do sul de Minas Gerais
13. SENERGISUL - Sindicato dos assalariados ativos, aposentados e pensionistas, nas empresas geradoras, ou transmissoras, ou distribuidoras ou afins de energia elétrica no estado do Rio Grande do Sul, e assistidos por fundações de seguridade privadas, originadas no setor elétrico
14. SENGE - Sindicato dos engenheiros no Rio Grande do Sul
15. SEAAC - Sindicato dos empregados e empresas de assessoramento de Campinas
16. SEMAPI – RS Sindicato dos Empregados em Empresas de assessoramento, perícias, informações e pesquisas e de Fundações Estaduais
17. SINTETEL - Sindicato dos trabalhadores nas empresas de telecomunicações operadoras de mesas telefônicas do estado de São Paulo
18. SCONTMOC - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Mococa e região

**14. Recursos humanos / 14.4 - Relações emissor / sindicatos**

19. STICMS - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Salto e região
20. STCOMCIR - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Itapetininga e região
21. SCOTRUC - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Bauru e região
22. SITRACOM - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Marília e região
23. SINDSOR - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Sorocaba e região
24. STCOMBTU - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Botucatu e região
25. SINTICOM - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Campinas e região
26. STICM - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Jundiaí e região
27. STICOMPI - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Piracicaba e região
28. CTFRANCA - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Franca e região
29. CTJAU - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Jaú.
30. CTPiraju - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Piraju.
31. CTRibeirão - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Ribeirão Preto.
32. CTRioPRE - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de São José do Rio Preto
33. SINDARAC - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Araçatuba e região
34. STICMA - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Araraquara e região
35. STRICOMO - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Ourinhos e região
36. FETICOM – Federação dos trabalhadores da construção e do mobiliário do estado de São Paulo
37. FSCM – Federação dos trabalhadores na indústria da construção, do mobiliário, e da madeira da CUT do estado de São Paulo
38. CTRIBEIR - Sindicato dos trabalhadores nas Indústrias da Construção Civil, Ladrilhos, Hidráulicos, Produtos de Cimento de Mármore e Granitos de Ribeirão Preto.
39. CTRIOPRE - Sindicato dos trabalhadores nas Indústrias da Construção e Mobiliário de São José do Rio Preto
40. CT JAÚ – Sindicato dos trabalhadores da indústria da construção e do mobiliário de Jaú
41. SENALBA - Sindicato dos empregados em entidades culturais, recreativas, de assistência social, de orientação e formação profissional no estado de São Paulo.
42. SINDELETRO - Sindicato dos Eletricistas do Ceará.
43. SINTERN – Sindicato dos Eletricistas do Rio Grande do Norte
44. SCPA – Sindicato dos Contabilistas de Porto Alegre.
45. SINDECON – Sindicato dos Economistas do Rio Grande do Sul.
46. SINTEC – Sindicato dos Técnicos Industriais de Nível Médio Estado do Rio Grande do Sul
47. SINDAERGS – Sindicato dos administradores no Estado do Rio Grande do Sul.
48. SINDITESTRS – Sindicato dos Técnicos de Segurança do Trabalho do Estado do Rio Grande do Sul.

**14. Recursos humanos / 14.5 - Outras informações relevantes - Recursos humanos****14.5 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 14.1 a 14.4 deste Formulário de Referência.

**15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 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
<b>AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:</b>					
0	0,000	0	0,000	0	0,000
<b>ESC Energia S.A.</b>					
15.146.011/0001-51	Brasil	Não	Não	27/06/2019	
234.086.204	20,315	0	0,000	234.086.204	20,315
<b>Classe Ação</b>	<b>Qtde. de ações Unidade</b>	<b>Ações %</b>			
TOTAL	0	0.000			
<b>OUTROS</b>					
187.732.538	16,293	0	0,000	187.732.538	16,293
<b>State Grid Brazil Power Participações S.A.</b>					
26.002.119/0001-97	Brasil	Não	Sim	27/06/2019	
730.435.698	63,392	0	0,000	730.435.698	63,392
<b>Classe Ação</b>	<b>Qtde. de ações Unidade</b>	<b>Ações %</b>			
TOTAL	0	0.000			
<b>TOTAL</b>					

**15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 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
1.152.254.440	100,000	0	0,000	1.152.254.440	100,000

**15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 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		
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
OUTROS						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
State Grid Brazil Power Participações S.A.						
26.002.119/0001-97	Brasil	Não	Não	23/01/2017		
1.042.392.615	100,000	0	0,000	1.042.392.615	100,000	
<b>Classe Ação</b>	<b>Qtde. de ações Unidade</b>	<b>Ações %</b>				
TOTAL	0	0.000				
<b>TOTAL</b>						
1.042.392.615	100,000	0	0,000	1.042.392.615	100,000	

**15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 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 Participações S.A.				26.002.119/0001-97	
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:					
0	0,000	0	0,000	0	0,000
International Grid Holdings Limited					
11.823.391/0001-60	Ilhas Virgens Britânicas	Não	Não	14/08/2018	
29.165.194.229	99,999	0	0,000	29.165.194.229	99,999
<b>Classe Ação</b>	<b>Qtde. de ações Unidade</b>	<b>Ações %</b>			
TOTAL	0	0.000			
OUTROS					
0	0,000	0	0,000	0	0,000
Top View Grid Investment Limited					
11.823.389/0001-91	Ilhas Virgens Britânicas	Não	Não	28/03/2017	
1	0,001	0	0,000	1	0,001
<b>Classe Ação</b>	<b>Qtde. de ações Unidade</b>	<b>Ações %</b>			
TOTAL	0	0.000			
<b>TOTAL</b>					

**15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 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 Participações S.A.				26.002.119/0001-97	
29.165.194.230	100,000	0	0,000	29.165.194.230	100,000

**15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 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		
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
OUTROS						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
State Grid International Development Limited						
12.906.328/0001-50		Não	Não	31/07/2017		
1	99,999	0	0,000	1	99,999	
<b>Classe Ação</b>	<b>Qtde. de ações Unidade</b>	<b>Ações %</b>				
TOTAL	0	0.000				
State Grid Overseas Investment Ltd						
		Não	Não	31/07/2017		
1	0,001	0	0,000	1	0,001	
<b>Classe Ação</b>	<b>Qtde. de ações Unidade</b>	<b>Ações %</b>				
TOTAL	0	0.000				
<b>TOTAL</b>						

**15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 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	
2	100,000	0	0,000	2	100,000

**15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 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		
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
OUTROS						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
State Grid International Development Limited						
12.906.328/0001-50		Não	Não	30/06/2017		
1	100,000	0	0,000	1	100,000	
<b>Classe Ação</b>	<b>Qtde. de ações Unidade</b>	<b>Ações %</b>				
TOTAL	0	0.000				
<b>TOTAL</b>						
1	100,000	0	0,000	1	100,000	

**15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 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		
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
OUTROS						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
State Grid International Development Co.. Ltd						
18.022.960/0001-18	China	Não	Não	31/07/2017		
21.429.327.845	100,000	0	0,000	21.429.327.845	21,320	
<b>Classe Ação</b>	<b>Qtde. de ações Unidade</b>	<b>Ações %</b>				
TOTAL	0	0.000				
State Grid Overseas Investment Ltd						
		Não	Não	31/07/2017		
0	0,000	79.091.019.116	100,000	79.091.019.116	78,680	
<b>Classe Ação</b>	<b>Qtde. de ações Unidade</b>	<b>Ações %</b>				
TOTAL	0	0.000				
<b>TOTAL</b>						

**15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 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
<b>State Grid International Development Limited</b>				<b>12.906.328/0001-50</b>	
21.429.327.845	100,000	79.091.019.116	100,000	100.520.346.961	100,000

**15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 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	
<b>State Grid Overseas Investment Ltd</b>						
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
OUTROS						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
<b>State Grid Corporation of China</b>						
	China	Não	Não	31/07/2017		
100	100,000	0	0,000	100	100,000	
<b>Classe Ação</b>	<b>Qtde. de ações Unidade</b>	<b>Ações %</b>				
TOTAL	0	0.000				
<b>TOTAL</b>						
100	100,000	0	0,000	100	100,000	

**15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 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		
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
OUTROS						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
State Grid Corporation of China						
		Não	Não	31/07/2017		
7.131.288.000	100,000	0	0,000	7.131.288.000	100,000	
<b>Classe Ação</b>	<b>Qtde. de ações Unidade</b>	<b>Ações %</b>				
TOTAL	0	0.000				
<b>TOTAL</b>						
7.131.288.000	100,000	0	0,000	7.131.288.000	100,000	

**15. Controle e grupo econômico / 15.3 - Distribuição de capital**

<b>Data da última assembleia / Data da última alteração</b>	29/04/2022
<b>Quantidade acionistas pessoa física</b>	43.050
<b>Quantidade acionistas pessoa jurídica</b>	4.916
<b>Quantidade investidores institucionais</b>	906

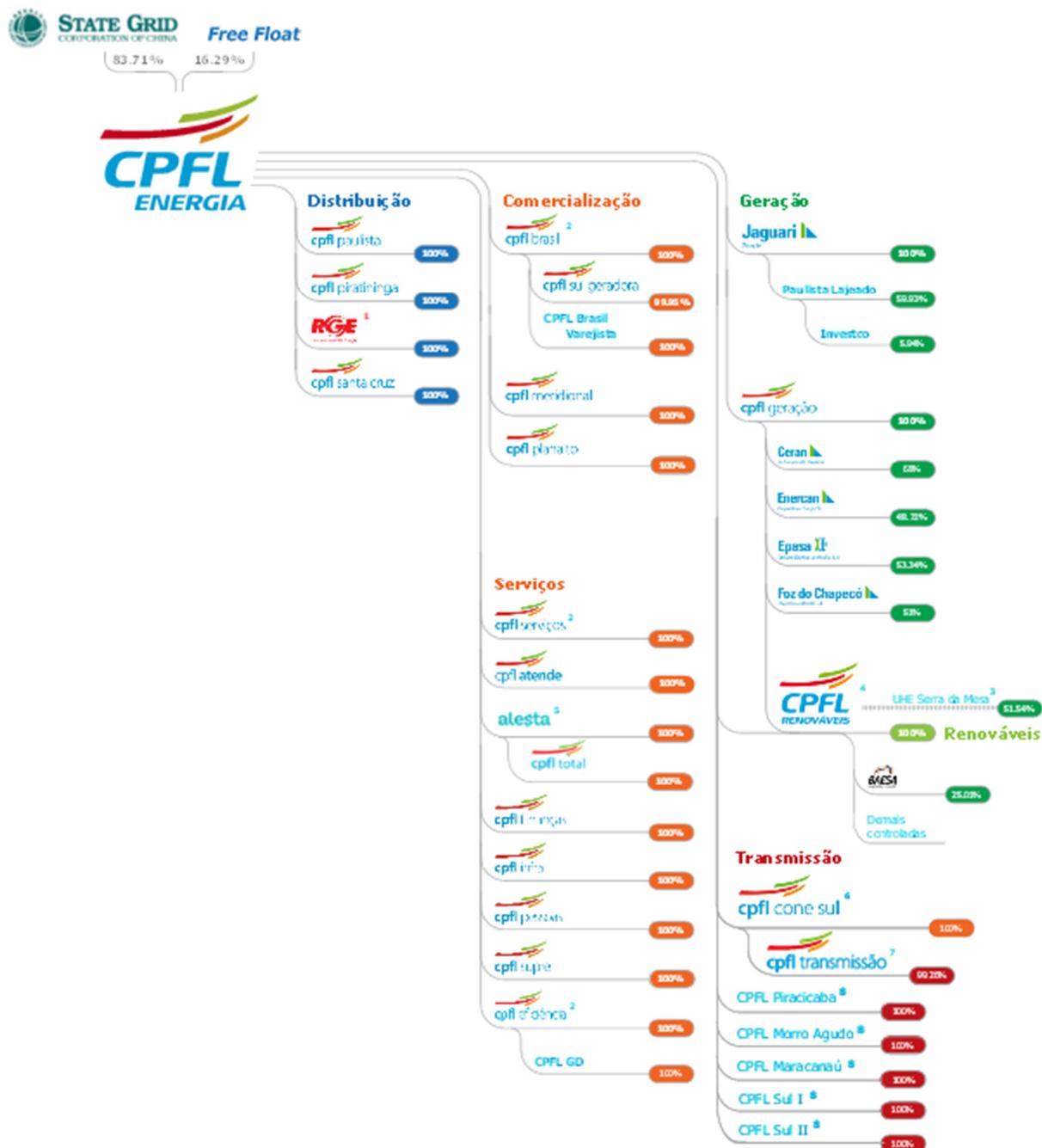
**Ações em Circulação**

*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 mantdas em tesouraria*

<b>Quantidade ordinárias</b>	187.732.538	16,290%
<b>Quantidade preferenciais</b>	0	0,000%
<b>Total</b>	187.732.538	16,290%

## 15. Controle e grupo econômico / 15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico

**15.4** Inserir organograma dos acionistas do emissor e do grupo econômico em que se insere, indicando:



Base: 31/03/2022

Notas:

(1) A RGE é controlada pela CPFL Energia (89,0107%) e pela CPFL Brasil (10,9893%);

(2) CPFL Soluções = CPFL Brasil + CPFL Serviços + CPFL Eficiência;

(3) Parcela de 51,54% da disponibilidade da potência e de energia da UHE Serra da Mesa, referente ao Contrato de Suprimento de Energia entre a CPFL Renováveis e Furnas;

(4) A CPFL Renováveis é controlada pela CPFL Energia (49,1502%) e pela CPFL Geração (50,8498%);

(5) A Alesta é controlada pela CPFL Energia (99,99%) e pela CPFL Brasil (0,01%). Está enquadrada no segmento "Outros". Para facilitar a visualização e por ter incorporado as ações da CPFL Total, está apresentada no segmento "Serviços";

(6) A CPFL Transmissão (CEEE-T) é controlada pela CPFL Cone Sul (99,26% do total das ações);

(7) A CPFL Piracicaba, CPFL Morro Agudo, CPFL Maracanaú, CPFL Sul I e CPFL Sul II são subsidiárias da CPFL Geração.

## 15. Controle e grupo econômico / 15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico

A Companhia esclarece que o organograma ora apresentado possui um rol exemplificativo das empresas do Grupo CPFL. As empresas do Grupo CPFL descritas na íntegra encontram-se no item 15.4.(e) abaixo.

### a) todos os controladores diretos e indiretos;

A Companhia possui como acionista controlador direto a empresa State Grid Brazil Power Participações S.A. ("SGBP"), companhia controlada pela State Grid Corporate of China ("SGCC"). A SGCC é uma companhia de propriedade estatal do governo da República Popular da China, fundada em 2002.

Mais informações sobre a composição acionária da Companhia, bem como a indicação de todos os nossos controladores diretos e indiretos, vide itens 15.1 e 15.2 deste Formulário de Referência.

### b) principais controladas e coligadas do emissor;

Apresentamos abaixo as controladas da CPFL Energia, por segmento de atuação, em 31 de dezembro de 2021:

#### **Distribuidoras**

- ✓ Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL Paulista
- ✓ Companhia Piratininga de Força e Luz – CPFL Piratininga
- ✓ Companhia Jaguari de Energia – CPFL Santa Cruz
- ✓ RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. – RGE

#### **Geradoras**

- ✓ CPFL Geração de Energia S.A. – CPFL Geração
- ✓ Paulista Lajeado Energia S.A. – Paulista Lajeado
- ✓ Companhia Energética Rio das Antas – CERAN
- ✓ Energética Barra Grande S.A. – BAESA (controlada em conjunto)
- ✓ Campos Novos Energia S.A. – ENERCAN (controlada em conjunto)
- ✓ Foz do Chapecó Energia S.A. (controlada em conjunto)
- ✓ Centrais Elétricas da Paraíba S.A. – EPASA (controlada em conjunto)
- ✓ CPFL Energias Renováveis S.A. – CPFL Renováveis (subsidiárias da CPFL Renováveis podem ser verificadas em seu Formulário de Referência)

#### **Transmissoras**

- ✓ Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-T – CPFL Transmissão (subsidiárias da CPFL Transmissão podem ser verificadas em seu Formulário de Referência)
- ✓ CPFL Transmissão de Energia Piracicaba Ltda. – CPFL Piracicaba
- ✓ CPFL Transmissão de Energia Morro Agudo Ltda. – CPFL Morro Agudo
- ✓ CPFL Transmissão de Energia Maracanaú Ltda. – CPFL Maracanaú
- ✓ CPFL Transmissão de Energia Sul I Ltda. – CPFL Sul I<sup>1</sup>
- ✓ CPFL Transmissão de Energia Sul II Ltda. – CPFL Sul II<sup>1</sup>
- ✓ CPFL Comercialização Cone Sul Ltda. – CPFL Cone Sul

<sup>1</sup> Empresas constituídas em março de 2019.

#### **Comercializadoras**

- ✓ CPFL Comercialização Brasil S.A. – CPFL Brasil
- ✓ Clion Assessoria e Comercialização de Energia Elétrica Ltda. – CPFL Meridional
- ✓ CPFL Planalto Ltda. – CPFL Planalto
- ✓ CPFL Brasil Varejista Ltda. – CPFL Brasil Varejista

#### **Serviços**

- ✓ CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. – CPFL Serviços
- ✓ CPFL Atende Centro de Contratos e Atendimento Ltda. – CPFL Atende
- ✓ NECT Serviços Administrativos de Suprimentos e Logística Ltda. – CPFL Supre
- ✓ NECT Serviços Administrativos Financeiros Ltda. – CPFL Finanças
- ✓ NECT Serviços Administrativos de Recursos Humanos Ltda. – CPFL Pessoas

## 15. Controle e grupo econômico / 15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico

- ✓ NECT Serviços Administrativos de Infraestrutura Ltda. – CPFL Infra
- ✓ CPFL Total Serviços Administrativos Ltda. – CPFL Total
- ✓ CPFL Eficiência Energética Ltda. – CPFL Eficiência
- ✓ TI Nect Serviços de Informática Ltda. – Authi
- ✓ CPFL Geração Distribuída de Energia Ltda. – CPFL GD

### Outras

- ✓ CPFL Jaguari de Geração de Energia Ltda. – CPFL Jaguari Geração
- ✓ Chapecoense Geração S.A – Chapecoense (controlada em conjunto)
- ✓ Sul Geradora Participações S.A. – Sul Geradora
- ✓ CPFL Telecomunicações Ltda. – CPFL Telecom
- ✓ Alesta Sociedade de Crédito Direto S.A - Alesta

### c) participações do emissor em sociedades do grupo;

Distribuição de energia	Tipo de sociedade	Participação societária	Localização / Área de concessão (Estado)	Nº de municípios	Nº de consumidores aproximados (em milhares)	Prazo da concessão	Término da concessão
Companhia Paulista de Força e Luz ("CPFL Paulista")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	Interior de São Paulo	234	4.675	30 anos	Novembro de 2027
Companhia Piratininga de Força e Luz ("CPFL Piratininga")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	Interior e litoral de São Paulo	27	1.828	30 anos	Outubro de 2028
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("RGE")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta e Indireta 100%	Interior do Rio Grande do Sul	381	2.975	30 anos	Novembro de 2027
Companhia Jaguari de Energia ("CPFL Santa Cruz")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo, Paraná e Minas Gerais	45	476	30 anos	Julho de 2045

Geração de energia	Tipo de sociedade	Participação societária	Localização (Estado)	Nº usinas / tipo de energia	Potência instalada (MW)	
					Total	Participação CPFL
CPFL Energias Renováveis S.A. ("CPFL Renováveis")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta e indireta 100%	(b)	(b)	(b)	(b)
CPFL Geração de Energia S.A. ("CPFL Geração")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	São Paulo	n/a	n/a	n/a
CERAN - Companhia Energética Rio das Antas ("CERAN")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 65%	Rio Grande do Sul	3 usinas hidrelétricas	360	234
Foz do Chapecó Energia S.A. ("Foz do Chapecó")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 51% (c)	Santa Catarina e Rio Grande do Sul	1 usina hidrelétrica	855	436
Campos Novos Energia S.A. ("ENERCAN")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 48,72%	Santa Catarina	1 usina hidrelétrica	880	429
BAESA - Energética Barra Grande S.A. ("BAESA")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 25,01%	Santa Catarina e Rio Grande do Sul	1 usina hidrelétrica	690	173
Centrais Elétricas da Paraíba S.A. ("EPASA")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 53,34%	Paraíba	2 usinas termelétricas	342	182
Paulista Lajeado Energia S.A. ("Paulista Lajeado")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 59,93% (a)	Tocantins	1 usina hidrelétrica	903	38
Transmissão de energia	Tipo de sociedade	Participação societária	Localização (Estado)			
CPFL Transmissão de Energia Piracicaba Ltda ("CPFL Piracicaba")	Sociedade limitada	Indireta 100%	São Paulo			
CPFL Transmissão de Energia Morro Agudo Ltda ("CPFL Morro Agudo")	Sociedade limitada	Indireta 100%	São Paulo			
CPFL Transmissão de Energia Maracanaú Ltda ("CPFL Maracanaú")	Sociedade limitada	Indireta 100%	Ceará			
CPFL Transmissão de Energia Sul I Ltda ("CPFL Sul I")	Sociedade limitada	Indireta 100%	Santa Catarina			
CPFL Comercialização de Energia Cone Sul Ltda ("CPFL Cone Sul")	Sociedade limitada	Indireta 100%	São Paulo			
CPFL Transmissão de Energia Sul II Ltda ("CPFL Sul II")	Sociedade limitada	Indireta 100%	Rio Grande do Sul			
Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-T ("CPFL Transmissão") (d)	Sociedade por ações de capital aberto	Indireta 92,26%	Rio Grande do Sul			
Transmissora de Energia Sul Brasil S.A. (TESB)	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 93,52%	Rio Grande do Sul			

## 15. Controle e grupo econômico / 15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico

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

- a) A Paulista Lajeado possui 7% de participação na potência instalada da Investco S.A (5,94% de participação no capital social total).
- b) A CPFL Renováveis possui operações nos estados de São Paulo, Minas Gerais, Mato Grosso, Goiás, Santa Catarina, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraná e Rio Grande do Sul, e tem como principais atividades (i) o investimento em sociedades no segmento de energias renováveis, (ii) a identificação, desenvolvimento e exploração de potenciais de geração e (iii) comercialização de energia elétrica. Em 31 de dezembro de 2020, a CPFL Renováveis era composta por um portfólio de 116 empreendimentos com 3.322 MW de capacidade instalada (3.069 MW em operação), sendo:
- Geração de energia hidrelétrica: (i) 43 pequenas centrais hidrelétricas – PCHs (471 MW) com 42 PCHs em operação (443 MW) e 1 PCH em construção (28 MW), (ii) 2 usinas hidroelétricas – UHEs em operação (848 MW - 51,54% sobre a energia assegurada e potência da UHE Serra da Mesa, cuja concessão pertence a Furnas, e 25,01% da BAESA - Energética Barra Grande S.A. "BAESA") e (iii) 6 centrais geradoras hidroelétricas – CGHs em operação (4 MW).
  - Geração de energia eólica: 57 empreendimentos (1.594 MW) com 49 em operação (1.390 MW) e 8 em desenvolvimento (204 MW);
  - Geração de energia a partir de biomassa: 8 usinas em operação (370 MW);
  - Geração de energia solar: 1 usina solar em operação (1 MW).
- c) O empreendimento controlado em conjunto Chapecoense possui como controlada direta a Foz do Chapecó, e consolida suas demonstrações financeiras de forma integral.
- d) Conforme Fato Relevante publicado em 30 de setembro de 2020, foi aprovada em Assembléia Geral Extraordinária a segunda etapa do plano de reestruturação societária com objetivo de integração da CPFL Renováveis, em continuidade à comunicação realizada por meio do fato relevante datado de 21 de maio de 2019.

## 15. Controle e grupo econômico / 15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico

Em 15 de abril de 2020 foi aprovada a constituição da Alesta Sociedade de Crédito Direto S.A. A Companhia é uma instituição financeira privada que opera na categoria de Sociedade de Crédito Direto, constituída sob a forma de uma sociedade por ações.

### d) participações de sociedades do grupo no emissor;

A participação dos acionistas no patrimônio da Companhia em 31 de dezembro de 2021 e 2020 estava assim distribuída:

Acionistas	Quantidade de ações			
	31/12/2021		31/12/2020	
	Ordinárias	Participação %	Ordinárias	Participação %
State Grid Brazil Power Participações S.A.	730.435.698	63,39%	730.435.698	63,39%
ESC Energia S.A.	234.086.204	20,32%	234.086.204	20,32%
Membros do Conselho de Administração	163.600	0,01%	-	0,00%
Membros da Diretoria Executiva	2.300	0,00%	102.100	0,01%
Demais acionistas	187.566.638	16,28%	187.630.438	16,28%
<b>Total</b>	<b>1.152.254.440</b>	<b>100%</b>	<b>1.152.254.440</b>	<b>100%</b>

### e) principais sociedades sob controle comum.

As sociedades sob controle comum são aquelas controladas direta ou indiretamente por nosso acionista controlador. Eventuais transações com estas empresas estão divulgadas no item 16.2 deste Formulário de Referência.

## 15. Controle e grupo econômico / 15.5 - Acordo de Acionistas

**15.5 Com relação a qualquer acordo de acionistas arquivado na sede do emissor ou do qual o controlador seja parte, regulando o exercício do direito de voto ou a transferência de ações de emissão do emissor, indicar:**

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

## 15. Controle e grupo econômico / 15.6 - Alterações rel. particip. - controle e Adm

### **15.6 Indicar alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores do emissor.**

Em 2 de abril de 2019, apresentamos pedido à B3 para extensão do prazo para o cumprimento da obrigação de recomposição de nosso *free float*, em observância aos requisitos do Regulamento do Novo Mercado, mediante realização de uma oferta pública subsequente de distribuição de nossas ações ordinárias que resulte em um *free float* mínimo no nível de 15% de nosso capital social. A B3 aprovou nosso pedido em 18 de abril de 2019, mediante expectativa de realização de uma oferta pública subsequente que resulte em um *free float* mínimo no nível de 15% até 31 de outubro de 2019.

Em reunião do Conselho de Administração da Companhia, realizada em 29 de maio de 2019, foi aprovada a realização de oferta pública de distribuição primária com esforços restritos de colocação, nos termos da Instrução da CVM nº 476, de 16 de janeiro de 2009, conforme alterada, de distribuição ações ordinárias de emissão da Companhia.

Após a aprovação e realização da Oferta, as 964.521.902 ações ordinárias detidas pela State Grid, em conjunto com a ESC Energia S.A., passaram a representar 83,71% do capital social total da Companhia.

Para mais informações sobre a Oferta, vide item 18.12 deste Formulário de Referência.

**15. Controle e grupo econômico / 15.7 - Principais operações societárias**

**15.7** Descrever os principais eventos societários ocorridas no grupo que tenham tido efeito relevante para o emissor, tais como incorporações, fusões, cisões, incorporações de ações, alienações e aquisições de controle societário, aquisições e alienações de ativos importantes, pelos quais tenham passado o emissor ou qualquer de suas controladas ou coligadas, indicando:

- **2019**

<b>Evento</b>	<b>Aquisição de Controle Acionário das Transmissoras</b>
<b>Principais Condições do Negócio</b>	<p><b><u>CPFL Sul I</u></b> Em 18 de março de 2019 foi constituída a CPFL Transmissão Sul I S.A., atualmente denominada CPFL Transmissão de Energia Sul I Ltda., exclusivamente para implantar e operar as instalações de transmissão, objeto do Leilão de Transmissão ANEEL 004/2018 Lote 5, uma Subestação de 525/230kV, localizada no município de Itá, no Estado de Santa Catarina e duas linhas de transmissão em 230kV em circuito duplo, com extensão aproximada de 55km interligando SE Ita a SE Xanxerê e outra com extensão aproximada de 104km interligando a SE Ita a SE Pinhalzinho. As linhas e as aquisições dos equipamentos necessários para modificações, substituições e adequações nas entradas de linhas das SE Xanxerê e SE Pinhalzinho farão parte do ativo da CPFL Transmissão Sul I S.A. e não serão transferidos para outra concessionária.</p> <p><b><u>CPFL Sul II</u></b> Em 18 de março de 2019 foi constituída a CPFL Transmissão Sul II S.A., atualmente denominada CPFL Transmissão de Energia Sul II Ltda., exclusivamente para implantar e operar as instalações de transmissão, objeto do Leilão de Transmissão ANEEL 004/2018 Lote 11, composta por três subestações. Conforme contrato com o poder concedente, a operação comercial deve iniciar em março de 2023.</p>
<b>Sociedades Envolvidas</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>(i) CPFL Geração S.A.</li> <li>(ii) CPFL Transmissão Sul I S.A.</li> <li>(iii) CPFL Transmissão Sul II S.A.</li> </ul>
<b>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</b>	Não houve alteração em nosso quadro societário
<b>Quadro societário antes e depois da operação</b>	Não houve alteração em nosso quadro societário

## 15. Controle e grupo econômico / 15.7 - Principais operações societárias

<b>Mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas</b>	Foi utilizado laudo de avaliação para apuração do acervo a ser incorporado.
--	---

• **2020**

<b>Evento</b>	<b>Integração da CPFL Renováveis</b>																		
<b>Principais Condições do Negócio</b>	Em 22 de setembro de 2020 por meio das Resoluções Autorizativas nº 9.229/2020 e 9.230/2020, a ANEEL autorizou a cisão parcial da CPFL Geração com versão de seu acervo líquido cindido para a CPFL Renováveis, a incorporação total da CPFL Centrais Geradoras pela CPFL Renováveis, e aumento de capital da CPFL Renováveis mediante a integralização de créditos pela CPFL Geração, com todas operações aprovadas pela Assembleia Geral Extraordinária ("AGE") realizada em 30 de setembro de 2020. A nova estrutura tem por objetivo gerar fortalecimento das estruturas administrativas e trazer sinergias para o Grupo.																		
<b>Sociedades Envolvidas</b>	(i) CPFL Geração (ii) CPFL Renováveis																		
<b>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</b>	Em decorrência da Reestruturação Societária e em consequência das operações: 1. O Capital Social da CPFL Renováveis passa a ser de R\$ 4.032.291.914,16 (quatro bilhões, trinta e dois milhões, duzentos e noventa e um mil, novecentos e quatorze reais e dezesseis centavos), dividido em 593.782.504 (quinhentos e noventa e três milhões, setecentos e oitenta e dois mil, quinhentos e quatro) ações ordinárias, totalmente subscritas e integralizadas; 2. O Capital Social da CPFL Geração passa a ser de R\$ 935.782.718,80 (novecentos e trinta e cinco milhões, setecentos e oitenta e dois mil, setecentos e dezoito reais e oitenta centavos), dividido em 181.789.018.844 (cento e oitenta e um bilhões, setecentos e oitenta e nove milhões, dezoito mil, oitocentos e quarenta e quatro) ações ordinárias, totalmente subscrito e integralizado; 3. Há a extinção da CPFL Centrais Geradoras, que é sucedida pela CPFL Renováveis.																		
<b>Quadro societário antes e depois da operação</b>	Antes: <table border="1"> <thead> <tr> <th><b>Acionistas</b></th> <th><b>Ordinárias</b></th> <th><b>%</b></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>CPFL Geração de Energia S.A.</td> <td>277.435.256</td> <td>53,23</td> </tr> <tr> <td>CPFL Energia S.A.</td> <td>243.771.824</td> <td>46,77</td> </tr> </tbody> </table> Depois: <table border="1"> <thead> <tr> <th><b>Acionistas</b></th> <th><b>Ordinárias</b></th> <th><b>%</b></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>CPFL Geração de Energia S.A.</td> <td>301.937.337</td> <td>50,85</td> </tr> <tr> <td>CPFL Energia S.A.</td> <td>291.845.167</td> <td>49,15</td> </tr> </tbody> </table>	<b>Acionistas</b>	<b>Ordinárias</b>	<b>%</b>	CPFL Geração de Energia S.A.	277.435.256	53,23	CPFL Energia S.A.	243.771.824	46,77	<b>Acionistas</b>	<b>Ordinárias</b>	<b>%</b>	CPFL Geração de Energia S.A.	301.937.337	50,85	CPFL Energia S.A.	291.845.167	49,15
<b>Acionistas</b>	<b>Ordinárias</b>	<b>%</b>																	
CPFL Geração de Energia S.A.	277.435.256	53,23																	
CPFL Energia S.A.	243.771.824	46,77																	
<b>Acionistas</b>	<b>Ordinárias</b>	<b>%</b>																	
CPFL Geração de Energia S.A.	301.937.337	50,85																	
CPFL Energia S.A.	291.845.167	49,15																	

## 15. Controle e grupo econômico / 15.7 - Principais operações societárias

<b>Mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas</b>	Foi utilizado laudo de avaliação para apuração do acervo a ser incorporado.
--	---

<b>Evento</b>	<b>Constituição da Alesta Sociedade de Crédito Direto S.A. e incorporação das ações da CPFL Total</b>
<b>Principais Condições do Negócio</b>	Constituída em 15 de abril de 2020 teve sua autorização para funcionamento concedido pelo Banco Central do Brasil em 22 de julho de 2020, e tem por objeto (i) a realização de operações de empréstimo de financiamento e de aquisição de direitos creditórios exclusivamente por meio de plataforma eletrônica, com utilização de recursos financeiros que tenham como origem o capital próprio, (ii) a prestação de serviços de análise de crédito e cobrança de crédito para terceiros (iii) a atuação como representante de seguros na distribuição de seguro relacionado com as operações mencionadas no item (i), e (iv) participação no capital de outras sociedades, como sócia ou acionista, exceto instituições financeiras.
<b>Sociedades Envolvidas</b>	(i) CPFL Total (ii) Alesta Sociedade de Crédito Direto S.A.
<b>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</b>	Não houve alteração em nosso quadro societário (CPFL Energia).
<b>Quadro societário antes e depois da operação</b>	Não houve alteração em nosso quadro societário (CPFL Energia).
<b>Mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas</b>	Foi utilizado laudo de avaliação para apuração do acervo a ser incorporado.

- 2021

<b>Evento</b>	<b>Aquisição de Controle Acionário da Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-T</b>
<b>Principais Condições do Negócio</b>	Nos termos do Comunicado Relevante nº 07/2021, divulgado em 16 de agosto de 2021 pela Comissão de Licitação da Secretaria do Meio Ambiente e Infraestrutura do Estado do Rio Grande do Sul, foi homologado o Leilão nº 01/2021/RS, com adjudicação à Ofertante das ações de propriedade da Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações (“CEEE-Par”), sociedade por ações de economia mista, representativas de 66,08% (sessenta e seis inteiros e oito centésimos por cento) do capital social da Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica (“CEEE-T”).

## 15. Controle e grupo econômico / 15.7 - Principais operações societárias

	<p>No contexto de uma reorganização societária, as Ações Objeto da Licitação foram transferidas, pela CEEE-Par, ao Estado do Rio Grande do Sul, pessoa jurídica de direito público interno ("Estado") e, em 14 de outubro de 2021, foi realizada a efetiva transferência das Ações Objeto da Licitação, pelo Estado do Rio Grande do Sul, à CPFL Cone Sul, com a consumação da alienação do controle societário da CEEE-T à Ofertante.</p> <p>Em continuidade ao Fato Relevante divulgado em 16 de julho de 2021 e aos Comunicados ao Mercado divulgados em 27 de setembro de 2021 (sobre a aprovação do Conselho Administrativo de Defesa Econômica – CADE) e 1º de outubro de 2021 (sobre a aprovação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL), por meio de novo Fato Relevante, em 14 de outubro de 2021, a CPFL Energia divulgou aos seus acionistas e ao mercado em geral sobre a conclusão da aquisição pela CPFL Cone Sul de ações representativas de aproximadamente 66,08% do capital social total da CEEE-T, nos termos do Contrato de Compra e Venda de Ações e Outras Avenças, celebrado, naquela data, entre o Estado do Rio Grande do Sul e a CPFL Cone Sul e, ainda, a CEEE-T, na qualidade de interveniente anuente ("Contrato").</p>																								
<p><b>Sociedades Envolvidas</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>(i) CPFL Comercialização de Energia Cone Sul Ltda. – CPFL Cone Sul</li> <li>(ii) Estado do Rio Grande do Sul</li> <li>(iii) Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-T</li> </ul>																								
<p><b>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</b></p>	<p>Não houve alteração em nosso quadro societário (CPFL Energia).</p>																								
<p><b>Quadro societário antes e depois da operação</b></p>	<p>Antes:</p> <table border="1" data-bbox="719 1644 1225 1783"> <thead> <tr> <th>Acionistas</th> <th>Ordinárias</th> <th>%</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Estado do RS</td> <td>6.380.821</td> <td>67,12</td> </tr> <tr> <td>Eletrobras</td> <td>3.067.035</td> <td>32,26</td> </tr> <tr> <td>Demais acionistas</td> <td>59.019</td> <td>0,62</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1" data-bbox="719 1816 1262 1955"> <thead> <tr> <th>Acionistas</th> <th>Preferenciais</th> <th>%</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Estado do RS</td> <td>1.087</td> <td>0,72</td> </tr> <tr> <td>Eletrobras</td> <td>87.639</td> <td>57,82</td> </tr> <tr> <td>Demais acionistas</td> <td>62.846</td> <td>41,46</td> </tr> </tbody> </table>	Acionistas	Ordinárias	%	Estado do RS	6.380.821	67,12	Eletrobras	3.067.035	32,26	Demais acionistas	59.019	0,62	Acionistas	Preferenciais	%	Estado do RS	1.087	0,72	Eletrobras	87.639	57,82	Demais acionistas	62.846	41,46
Acionistas	Ordinárias	%																							
Estado do RS	6.380.821	67,12																							
Eletrobras	3.067.035	32,26																							
Demais acionistas	59.019	0,62																							
Acionistas	Preferenciais	%																							
Estado do RS	1.087	0,72																							
Eletrobras	87.639	57,82																							
Demais acionistas	62.846	41,46																							

**15. Controle e grupo econômico / 15.7 - Principais operações societárias**

	Depois: <table border="1"><thead><tr><th><b>Acionistas</b></th><th><b>Ordinárias</b></th><th><b>%</b></th></tr></thead><tbody><tr><td>CPFL Cone Sul</td><td>6.380.821</td><td>67,12</td></tr><tr><td>Eletrobras</td><td>3.067.035</td><td>32,26</td></tr><tr><td>Demais acionistas</td><td>59.019</td><td>0,62</td></tr></tbody></table> <table border="1"><thead><tr><th><b>Acionistas</b></th><th><b>Preferenciais</b></th><th><b>%</b></th></tr></thead><tbody><tr><td>CPFL Cone Sul</td><td>1.087</td><td>0,72</td></tr><tr><td>Eletrobras</td><td>87.639</td><td>57,82</td></tr><tr><td>Demais acionistas</td><td>62.846</td><td>41,46</td></tr></tbody></table>	<b>Acionistas</b>	<b>Ordinárias</b>	<b>%</b>	CPFL Cone Sul	6.380.821	67,12	Eletrobras	3.067.035	32,26	Demais acionistas	59.019	0,62	<b>Acionistas</b>	<b>Preferenciais</b>	<b>%</b>	CPFL Cone Sul	1.087	0,72	Eletrobras	87.639	57,82	Demais acionistas	62.846	41,46
<b>Acionistas</b>	<b>Ordinárias</b>	<b>%</b>																							
CPFL Cone Sul	6.380.821	67,12																							
Eletrobras	3.067.035	32,26																							
Demais acionistas	59.019	0,62																							
<b>Acionistas</b>	<b>Preferenciais</b>	<b>%</b>																							
CPFL Cone Sul	1.087	0,72																							
Eletrobras	87.639	57,82																							
Demais acionistas	62.846	41,46																							
<b>Mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas</b>	Como a aquisição foi por meio de um leilão, entre partes não relacionadas, as condições estabelecidas foram condições normais de mercado.																								

## 15. Controle e grupo econômico / 15.8 - Outras informações relevantes - Controle e grupo econômico

<b>15.8</b>	<b>Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.</b>
-------------	---

Conforme ordenamento jurídico chinês, a população da República Democrática da China é a proprietária da State Grid Corporation of China, de forma que a entidade não possui acionistas.

Todas as informações sobre controle e grupo econômico foram divulgadas nos itens 15.1 a 15.7 deste Formulário de Referência.

**16. Transações partes relacionadas / 16.1 - Regras, políticas e práticas - Part. Rel.****16. Transações com partes relacionadas**

**16.1 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 de aprovação e, caso o emissor divulgue a política, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado.**

O CPC 05 (R1) Partes Relacionadas – Pronunciamento Técnico do Comitê de Pronunciamentos Contábeis, aprovado pela Deliberação CVM nº 642/10, é a regra contábil que trata das divulgações necessárias sobre Partes Relacionadas nas notas explicativas às demonstrações financeiras. Adicionalmente, em atendimento ao Regulamento de Listagem do Novo Mercado da B3, a CPFL Energia deve divulgar ao mercado informações sobre os contratos celebrados com partes relacionadas que ultrapassem o limite estabelecido pelo Regulamento.

A Companhia realiza transações com partes relacionadas durante o curso normal de suas operações e atividades. Essas operações se enquadram principalmente nas seguintes categorias:

- **Compra e venda de energia e encargos:** Refere-se a energia elétrica comprada ou vendida por subsidiárias de distribuição, comercialização e geração por meio de contratos de curto ou longo prazo e TUSD. Tais operações, quando realizadas no Mercado Livre, são realizadas em condições que consideramos semelhantes às condições de mercado no momento da negociação, de acordo com políticas internas previamente estabelecidas por nossa administração. Quando realizadas no Mercado Regulado, os preços praticados são definidos através de mecanismos estabelecidos pela autoridade reguladora.
- **Ativos intangíveis, Imobilizado, Materiais e Serviço:** Refere-se a compra de equipamentos, cabos e outros materiais para uso em atividades de distribuição e geração e contratação de serviços como consultoria de construção e tecnologia da informação. Previamente a realização de tais transações, é obtida a cotação de, no mínimo, três empresas, para garantir que os preços, prazos e demais condições comerciais são aquelas praticadas em mercado. É também analisada a viabilidade financeira de cada operação em comparação às operações semelhantes no mercado, verificando-se, portanto, a comutatividade das operações.

Em atendimento aos requerimentos acima estabelecidos e preservando seu compromisso com a defesa e a criação de valor em sintonia com as melhores práticas de governança corporativa, a Companhia possui mecanismos internos para acompanhamento e controle das transações envolvendo Partes Relacionadas, bem como uma política formalizada que rege tais transações aprovada pela 461ª Reunião do Conselho de Administração em 16/12/2021, tendo entrado em vigor em 17/12/2021. Essa política pode ser acessada no site: <https://cpfl.riweb.com.br/listgroup.aspx?idCanal=QaOjWSkrceEfQT28iDpzLQ==>.

O Estatuto Social da Companhia prevê, em seu Art. 17 alínea "n", que está sujeita à aprovação do Conselho de Administração a celebração de contratos pela Companhia com acionistas ou com pessoas por eles controladas ou a eles coligadas ou relacionadas, direta ou indiretamente, de valor superior a R\$ 14.294.852,58 (quatorze milhões, duzentos e noventa e quatro mil, oitocentos e cinquenta e dois reais, e cinquenta e oito centavos) (conforme corrigido pelo IPCA).

Para assessorar o Conselho de Administração em assuntos relacionados à Companhia, às suas subsidiárias e afiliadas, foi criado o Comitê de Partes Relacionadas, órgão consultivo composto por três membros, dos quais dois membros são considerados independentes. O Comitê deve se reunir sempre que houver necessidade de análise e opinião sobre as matérias de sua competência.

Compete ao Comitê de Partes Relacionadas assessorar o Conselho de Administração nos seguintes temas que envolvem transações com partes relacionadas:

- (i) Avaliação do processo de seleção de fornecedores e prestadores de serviços para realização de obras, aquisição de insumos e de serviços;
- (ii) Avaliação do processo de fechamento de contrato(s) de compra e/ou venda de energia; e

## **16. Transações partes relacionadas / 16.1 - Regras, políticas e práticas - Part. Rel.**

(iii) Exame e avaliação de outras operações.

**16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas**

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Foz do Chapecó Energia S.A.	29/01/2019	2.316.059,16	N/A	2.316.059,16	28/01/2024	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Controladas em conjunto						
<b>Objeto contrato</b>	Contrato de Engenharia e Serviços de Gestão de Operação e Manutenção das usinas - Valor global contratado com pagamentos fixos mensais, reajustados anualmente pelo IPCA						
<b>Garantia e seguros</b>	N/A						
<b>Rescisão ou extinção</b>	Inadimplemento						
<b>Natureza e razão para a operação</b>	N/A						
Campos Novos Energia S.A.	01/06/2019	2.607.541,95	N/A	2.607.541,95	01/06/2024	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Controladas em conjunto						
<b>Objeto contrato</b>	Contrato de Engenharia e Serviços de Gestão de Operação e Manutenção das usinas - Valor global contratado com pagamentos fixos mensais, reajustados anualmente pelo IPCA						
<b>Garantia e seguros</b>	N/A						
<b>Rescisão ou extinção</b>	Inadimplemento						
<b>Natureza e razão para a operação</b>	N/A						
Centrais Elétricas da Paraíba S.A. - EPASA	29/01/2019	192.476,40	N/A	192.476,40	30/09/2023	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Controladas em conjunto						
<b>Objeto contrato</b>	Contrato de Representação junto à CCEE, para gestão de faturamento, comercialização de energia, gestão de contratos e pagamento de encargos em nome da usina - Valor global contratado com pagamentos fixos mensais, reajustados anualmente pelo IPCA						
<b>Garantia e seguros</b>	N/A						
<b>Rescisão ou extinção</b>	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
<b>Natureza e razão para a operação</b>	N/A						
State Grid Brazil Power Participações S.A.	12/06/2020	132.846.981,41	2.518.149.507,93	132.846.981,41	10/06/2024	SIM	1,100000
<b>Relação com o emissor</b>	Controladora						

**16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas**

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
<b>Objeto contrato</b>	Capital de giro						
<b>Garantia e seguros</b>	N/A						
<b>Rescisão ou extinção</b>	N/A						
<b>Natureza e razão para a operação</b>	Capital de giro/ CDI + 1,1% a.a.						
Energética Barra Grande S.A. - BAESA	31/12/2021	0,00	2.474.024,28	N/A	31/12/2022	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Controladas em conjunto						
<b>Objeto contrato</b>	Dividendos a receber - Composto por dividendos adicionais de 2020, mínimo obrigatório de 2021 e dividendos de reservas de lucros 2021						
<b>Garantia e seguros</b>	N/A						
<b>Rescisão ou extinção</b>	N/A						
<b>Natureza e razão para a operação</b>	N/A						
Foz do Chapecó Energia S.A.	31/12/2021	414.152.951,12	N/A	414.152.951,12	31/12/2022	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Controladas em conjunto						
<b>Objeto contrato</b>	Dividendos a receber - intermediário e adicional de 2021						
<b>Garantia e seguros</b>	N/A						
<b>Rescisão ou extinção</b>	N/A						
<b>Natureza e razão para a operação</b>	N/A						
Instituto CPFL	31/12/2021	3.406.755,47	N/A	3.406.755,47	Indefinido	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Entidades de terceiro setor						
<b>Objeto contrato</b>	Contribuições Associativas - Valores anuais definidos conforme aprovação em RCA da CPFL Energia, pagos mensalmente pelas empresas associadas						
<b>Garantia e seguros</b>	N/A						
<b>Rescisão ou extinção</b>	N/A						

**16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas**

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
<b>Natureza e razão para a operação</b>							
	N/A						
Campos Novos Energia S.A.	31/12/2021	410.179.000,00	131.148.689,87	410.179.000,00	31/12/2022	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>							
	Controlada em conjunto						
<b>Objeto contrato</b>							
	Dividendos a receber - mínimo obrigatório e adicional de 2021						
<b>Garantia e seguros</b>							
	N/A						
<b>Rescisão ou extinção</b>							
	N/A						
<b>Natureza e razão para a operação</b>							
	N/A						
Marechal Rondon Transmissora de Energia S.A	01/01/2021	4.038.108,46	N/A	4.038.108,46	31/12/2021	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>							
	Entidade sob controle comum						
<b>Objeto contrato</b>							
	Encargos de transmissão, valores estabelecidos pelo ONS. Montante envolvido informado é o valor correspondente aos faturamentos realizados em 2021.						
<b>Garantia e seguros</b>							
	N/A						
<b>Rescisão ou extinção</b>							
	N/A						
<b>Natureza e razão para a operação</b>							
	N/A						
Araraquara Transmissora de Energia S.A	01/01/2021	1.998.185,55	N/A	1.998.185,55	31/12/2021	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>							
	Entidades sob controle comum						
<b>Objeto contrato</b>							
	Encargos de transmissão, valores estabelecidos pelo ONS. Montante envolvido informado é o valor correspondente aos faturamentos realizados em 2021.						
<b>Garantia e seguros</b>							
	N/A						
<b>Rescisão ou extinção</b>							
	N/A						
<b>Natureza e razão para a operação</b>							
	N/A						
Atlântico - Concessionária de Transmissão de Energia Do Brasil S.A	01/01/2021	464.643,20	N/A	464.643,20	31/12/2021	NÃO	0,000000

**16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas**

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
<b>Relação com o emissor</b>	Entidades sob controle comum						
<b>Objeto contrato</b>	Encargos de transmissão, valores estabelecidos pelo ONS. Montante envolvido informado é o valor correspondente aos faturamentos realizados em 2021.						
<b>Garantia e seguros</b>	N/A						
<b>Rescisão ou extinção</b>	N/A						
<b>Natureza e razão para a operação</b>	N/A						
Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A	01/01/2021	52.207.778,05	N/A	52.207.778,05	31/12/2021	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Entidades sob controle comum						
<b>Objeto contrato</b>	Encargos de transmissão, valores estabelecidos pelo ONS. Montante envolvido informado é o valor correspondente aos faturamentos realizados em 2021.						
<b>Garantia e seguros</b>	N/A						
<b>Rescisão ou extinção</b>	N/A						
<b>Natureza e razão para a operação</b>	N/A						
Canarana Transmissoras de Energia S.A.	01/01/2021	5.128.320,17	N/A	5.128.320,17	31/12/2021	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Entidades sob controle comum						
<b>Objeto contrato</b>	Encargos de transmissão, valores estabelecidos pelo ONS. Montante envolvido informado é o valor correspondente aos faturamentos realizados em 2021.						
<b>Garantia e seguros</b>	N/A						
<b>Rescisão ou extinção</b>	N/A						
<b>Natureza e razão para a operação</b>	N/A						
Catxere Transmissora de Energia S.A	01/01/2021	4.911.828,60	N/A	4.911.828,60	31/12/2021	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Entidades sob controle comum						
<b>Objeto contrato</b>	Encargos de transmissão, valores estabelecidos pelo ONS. Montante envolvido informado é o valor correspondente aos faturamentos realizados em 2021.						

**16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas**

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
<b>Garantia e seguros</b>	N/A						
<b>Rescisão ou extinção</b>	N/A						
<b>Natureza e razão para a operação</b>	N/A						
Expansion Transmissão de Energia Eletrica S.A	01/01/2021	10.040.684,03	N/A	10.040.684,03	31/12/2021	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Entidades sob controle comum						
<b>Objeto contrato</b>	Encargos de transmissão, valores estabelecidos pelo ONS. Montante envolvido informado é o valor correspondente aos faturamentos realizados em 2021.						
<b>Garantia e seguros</b>	N/A						
<b>Rescisão ou extinção</b>	N/A						
<b>Natureza e razão para a operação</b>	N/A						
Expansion Transmissão Itumbiara Marimbondo S.A	01/01/2021	4.038.458,72	N/A	4.038.458,72	31/12/2021	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Entidades sob controle comum						
<b>Objeto contrato</b>	Encargos de transmissão, valores estabelecidos pelo ONS. Montante envolvido informado é o valor correspondente aos faturamentos realizados em 2021.						
<b>Garantia e seguros</b>	N/A						
<b>Rescisão ou extinção</b>	N/A						
<b>Natureza e razão para a operação</b>	N/A						
Guaraciaba Transmissora de Energia (TP Sul) S.A	01/01/2021	8.142.081,51	N/A	8.142.081,51	31/12/2021	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Entidades sob controle comum						
<b>Objeto contrato</b>	Encargos de transmissão, valores estabelecidos pelo ONS. Montante envolvido informado é o valor correspondente aos faturamentos realizados em 2021.						
<b>Garantia e seguros</b>	N/A						
<b>Rescisão ou extinção</b>	N/A						

**16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas**

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
<b>Natureza e razão para a operação</b>							
	N/A						
Iracema Transmissora de Energia S.A	01/01/2021	2.257.593,45	N/A	2.257.593,45	31/12/2021	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>							
	Entidades sob controle comum						
<b>Objeto contrato</b>							
	Encargos de transmissão, valores estabelecidos pelo ONS. Montante envolvido informado é o valor correspondente aos faturamentos realizados em 2021.						
<b>Garantia e seguros</b>							
	N/A						
<b>Rescisão ou extinção</b>							
	N/A						
<b>Natureza e razão para a operação</b>							
	N/A						
Itumbiara Transmissora de Energia S.A	01/01/2021	18.601.786,84	N/A	18.601.786,84	31/12/2021	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>							
	Entidades sob controle comum						
<b>Objeto contrato</b>							
	Encargos de transmissão, valores estabelecidos pelo ONS. Montante envolvido informado é o valor correspondente aos faturamentos realizados em 2021.						
<b>Garantia e seguros</b>							
	N/A						
<b>Rescisão ou extinção</b>							
	N/A						
<b>Natureza e razão para a operação</b>							
	N/A						
Linhas de Transmissão de Montes Claros S.A	01/01/2021	3.073.675,35	N/A	3.073.675,35	31/12/2021	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>							
	Entidades sob controle comum						
<b>Objeto contrato</b>							
	Encargos de transmissão, valores estabelecidos pelo ONS. Montante envolvido informado é o valor correspondente aos faturamentos realizados em 2021.						
<b>Garantia e seguros</b>							
	N/A						
<b>Rescisão ou extinção</b>							
	N/A						
<b>Natureza e razão para a operação</b>							
	N/A						
Linhas de Transmissão do Itatim S.A	01/01/2021	4.138.922,22	N/A	4.138.922,22	31/12/2021	NÃO	0,000000

**16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas**

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
<b>Relação com o emissor</b>	Entidades sob controle comum						
<b>Objeto contrato</b>	Encargos de transmissão, valores estabelecidos pelo ONS. Montante envolvido informado é o valor correspondente aos faturamentos realizados em 2021.						
<b>Garantia e seguros</b>	N/A						
<b>Rescisão ou extinção</b>	N/A						
<b>Natureza e razão para a operação</b>	N/A						
Luziania Niquelandia Transmissora S.A	01/01/2021	364.625,70	N/A	364.625,70	31/12/2021	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Entidades sob controle comum						
<b>Objeto contrato</b>	Encargos de transmissão, valores estabelecidos pelo ONS. Montante envolvido informado é o valor correspondente aos faturamentos realizados em 2021.						
<b>Garantia e seguros</b>	N/A						
<b>Rescisão ou extinção</b>	N/A						
<b>Natureza e razão para a operação</b>	N/A						
Centrais Elétricas da Paraíba S.A. - EPASA	31/12/2021	102.641.224,26	N/A	102.641.224,26	31/12/2022	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Controlada em conjunto						
<b>Objeto contrato</b>	Dividendos a receber - intermediário e adicional de 2021						
<b>Garantia e seguros</b>	N/A						
<b>Rescisão ou extinção</b>	N/A						
<b>Natureza e razão para a operação</b>	N/A						
Matrincha Transmissora de Energia (TP Norte) S.A	01/01/2021	17.689.391,59	N/A	17.689.391,59	31/12/2021	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Entidades sob controle comum						
<b>Objeto contrato</b>	Encargos de transmissão, valores estabelecidos pelo ONS. Montante envolvido informado é o valor correspondente aos faturamentos realizados em 2021.						

**16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas**

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
<b>Garantia e seguros</b>	N/A						
<b>Rescisão ou extinção</b>	N/A						
<b>Natureza e razão para a operação</b>	N/A						
Paranaíba Transmissora de Energia S.A	01/01/2021	12.071.782,42	N/A	12.071.782,42	31/12/2021	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Entidades sob controle comum						
<b>Objeto contrato</b>	Encargos de transmissão, valores estabelecidos pelo ONS. Montante envolvido informado é o valor correspondente aos faturamentos realizados em 2021.						
<b>Garantia e seguros</b>	N/A						
<b>Rescisão ou extinção</b>	N/A						
<b>Natureza e razão para a operação</b>	N/A						
Paranaíta Ribeirãozinho Transmissora de Energia S.A.	01/01/2021	32.508.527,90	N/A	32.508.527,90	31/12/2021	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Entidades sob controle comum						
<b>Objeto contrato</b>	Encargos de transmissão, valores estabelecidos pelo ONS. Montante envolvido informado é o valor correspondente aos faturamentos realizados em 2021.						
<b>Garantia e seguros</b>	N/A						
<b>Rescisão ou extinção</b>	N/A						
<b>Natureza e razão para a operação</b>	N/A						
Poços de Caldas Transmissora de Energia S.A	01/01/2021	3.397.012,04	N/A	3.397.012,04	31/12/2021	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Entidades sob controle comum						
<b>Objeto contrato</b>	Encargos de transmissão, valores estabelecidos pelo ONS. Montante envolvido informado é o valor correspondente aos faturamentos realizados em 2021.						
<b>Garantia e seguros</b>	N/A						
<b>Rescisão ou extinção</b>	N/A						

**16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas**

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
<b>Natureza e razão para a operação</b>							
	N/A						
Porto Primavera Transmissora de Energia S.A	01/01/2021	9.287.834,75	N/A	9.287.834,75	31/12/2021	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>							
	Entidades sob controle comum						
<b>Objeto contrato</b>							
	Encargos de transmissão, valores estabelecidos pelo ONS. Montante envolvido informado é o valor correspondente aos faturamentos realizados em 2021.						
<b>Garantia e seguros</b>							
	N/A						
<b>Rescisão ou extinção</b>							
	N/A						
<b>Natureza e razão para a operação</b>							
	N/A						
Ribeirão Preto Transmissora de Energia S.A	01/01/2021	3.043.329,84	N/A	3.043.329,84	31/12/2021	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>							
	Entidades sob controle comum						
<b>Objeto contrato</b>							
	Encargos de transmissão, valores estabelecidos pelo ONS. Montante envolvido informado é o valor correspondente aos faturamentos realizados em 2021.						
<b>Garantia e seguros</b>							
	N/A						
<b>Rescisão ou extinção</b>							
	N/A						
<b>Natureza e razão para a operação</b>							
	N/A						
Rio Paranapanema Energia S.A.	01/01/2021	34.881.051,79	N/A	34.881.051,79	31/12/2021	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>							
	Entidades sob controle comum						
<b>Objeto contrato</b>							
	Encargos de transmissão, valores estabelecidos pelo ONS. Montante envolvido informado é o valor correspondente aos faturamentos realizados em 2021.						
<b>Garantia e seguros</b>							
	N/A						
<b>Rescisão ou extinção</b>							
	N/A						
<b>Natureza e razão para a operação</b>							
	N/A						
Serra da Mesa Transmissora de Energia S.A	01/01/2021	11.135.819,98	N/A	11.135.819,98	31/12/2021	NÃO	0,000000

**16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas**

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
<b>Relação com o emissor</b>	Entidades sob controle comum						
<b>Objeto contrato</b>	Encargos de transmissão, valores estabelecidos pelo ONS. Montante envolvido informado é o valor correspondente aos faturamentos realizados em 2021.						
<b>Garantia e seguros</b>	N/A						
<b>Rescisão ou extinção</b>	N/A						
<b>Natureza e razão para a operação</b>	N/A						
Serra Paracatu Transmissora de Energia S.A	01/01/2021	3.024.759,44	N/A	3.024.759,44	31/12/2021	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Entidades sob controle comum						
<b>Objeto contrato</b>	Encargos de transmissão, valores estabelecidos pelo ONS. Montante envolvido informado é o valor correspondente aos faturamentos realizados em 2021.						
<b>Garantia e seguros</b>	N/A						
<b>Rescisão ou extinção</b>	N/A						
<b>Natureza e razão para a operação</b>	N/A						
Xingu Rio Transmissora de Energia S.A.	01/01/2021	104.477.890,90	N/A	104.477.890,90	31/12/2021	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Entidades sob controle comum						
<b>Objeto contrato</b>	Encargos de transmissão, valores estabelecidos pelo ONS. Montante envolvido informado é o valor correspondente aos faturamentos realizados em 2021.						
<b>Garantia e seguros</b>	N/A						
<b>Rescisão ou extinção</b>	N/A						
<b>Natureza e razão para a operação</b>	N/A						
Energética Barra Grande S.A. - BAESA	21/01/2010	84.833.337,81	17.635.183,00	84.833.337,81	13/05/2036	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Controladas em conjunto						
<b>Objeto contrato</b>	Contrato de compra e venda de energia - Compra de 100% da energia assegurada da usina, até o limite da participação acionária no empreendimento. Preço de referência revisto mediante aditivos.						

**16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas**

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
<b>Garantia e seguros</b>	N/A						
<b>Rescisão ou extinção</b>	N/A						
<b>Natureza e razão para a operação</b>	N/A						
Foz do Chapecó Energia S.A.	18/10/2002	634.733.000,73	61.972.073,08	634.733.000,73	19/11/2027	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Controladas em conjunto						
<b>Objeto contrato</b>	ACR - Contrato de compra e venda de energia da energia gerada da usina. Preço de referência ajustado anualmente pelo IGPM.						
<b>Garantia e seguros</b>	N/A						
<b>Rescisão ou extinção</b>	Falência, inadimplência						
<b>Natureza e razão para a operação</b>	N/A						
Campos Novos Energia S.A.	22/12/2014	486.636.833,80	88.426.286,52	486.636.833,80	19/11/2027	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Controladas em conjunto						
<b>Objeto contrato</b>	Contrato de compra e venda de energia gerada da usina. Preço de referência ajustado anualmente pelo IGPM e pela variação cambial do dólar.						
<b>Garantia e seguros</b>	N/A						
<b>Rescisão ou extinção</b>	N/A						
<b>Natureza e razão para a operação</b>	N/A						
Campos Novos Energia S.A.	05/01/2011	16.964.357,12	1.560.029,42	16.964.357,12	31/12/2027	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Controladas em conjunto						
<b>Objeto contrato</b>	Contrato de compra e venda de energia - Venda de energia correspondente ao total de perdas e consumo interno que seriam descontados da energia transacionada pelos contratos CNO-PA/2002 205, CNO-PI/2002 206 e CNO-CO/2002 207. Preços reajustados na proporção de variação dos preços dos contratos relacionados.						
<b>Garantia e seguros</b>	N/A						
<b>Rescisão ou extinção</b>	N/A						

**16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas**

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
<b>Natureza e razão para a operação</b>	N/A						
Campos Novos Energia S.A.	05/01/2011	1.804.515,16	N/A	1.804.515,16	31/12/2027	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Controladas em conjunto						
<b>Objeto contrato</b>	Contrato de compra e venda de energia - Venda de energia correspondente ao total de perdas e consumo interno que seriam descontados da energia transacionada pelos contratos CNO-PA/2002 205, CNO-PI/2002 206 e CNO-CO/2002 207. Preços reajustados na proporção de variação dos preços dos contratos relacionados.						
<b>Garantia e seguros</b>	N/A						
<b>Rescisão ou extinção</b>	N/A						
<b>Natureza e razão para a operação</b>	N/A						
Centrais Elétricas da Paraíba S.A. - EPASA	14/01/2008	291.976.072,76	26.392.679,04	291.976.072,76	31/12/2024	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Controladas em conjunto						
<b>Objeto contrato</b>	CCEAR ACL parcela fixa e CCEAR Leilões - Compra de energia gerada da usina Termoparaíba e da usina Termonordeste. Preço de referência ajustado anualmente pelo IPCA.						
<b>Garantia e seguros</b>	Contrato de Constituição de Garantia						
<b>Rescisão ou extinção</b>	Falência, dissolução ou liquidação, inadimplência.						
<b>Natureza e razão para a operação</b>	N/A						
Nari Brasil Holding Ltda.	01/01/2021	40.668.712,82	7.724.042,03	40.668.712,82	31/12/2021	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Entidades sob controle comum						
<b>Objeto contrato</b>	Serviços de tecnologia da informação - Substituição de UTR (Unidade Terminal Remota) obsoleta na Subestação Barrinha 1 e fornecimentos de equipamentos e materiais. Valor remanescente reajustável anualmente pelo IPCA.						
<b>Garantia e seguros</b>	Fiança Bancária, na modalidade Garantia de Performance, em favor da CPFL.						
<b>Rescisão ou extinção</b>	Falência, dissolução ou liquidação, inadimplência.						
<b>Natureza e razão para a operação</b>	N/A						
Energética Barra Grande S.A. - BAESA	01/06/2019	2.163.302,61	162.511,70	2.163.302,61	01/06/2024	NÃO	0,000000

**16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas**

<b>Parte relacionada</b>	<b>Data transação</b>	<b>Montante envolvido Real</b>	<b>Saldo existente</b>	<b>Montante Real</b>	<b>Duração</b>	<b>Empréstimo ou outro tipo de dívida</b>	<b>Taxa de juros cobrados</b>
<b>Relação com o emissor</b>	Controladas em conjunto						
<b>Objeto contrato</b>	Contrato de Engenharia e Serviços de Gestão de Operação e Manutenção das usinas - Valor global contratado com pagamentos fixos mensais, reajustados anualmente pelo IPCA						
<b>Garantia e seguros</b>	N/A						
<b>Rescisão ou extinção</b>	Inadimplemento						
<b>Natureza e razão para a operação</b>	N/A						

## 16. Transações partes relacionadas / 16.3 - Tratamento de conflitos/Comutatividade

### **16.3 Em relação a cada uma das transações ou conjunto de transações mencionados no item 16.2 acima ocorridas no último exercício social:**

#### **a) identificar as medidas tomadas para tratar de conflitos de interesses**

Preservando seu compromisso com a defesa e a criação de valor em sintonia com as melhores práticas de governança corporativa e com o Regulamento do Novo Mercado da B3, a Companhia possui mecanismos internos para acompanhamento e controle das transações envolvendo Partes Relacionadas.

O Estatuto Social da Companhia prevê, em seu Art. 17 alínea "n", que está sujeita à aprovação do Conselho de Administração a celebração de contratos pela Companhia com acionistas ou com pessoas por eles controladas ou a eles coligadas ou relacionadas, direta ou indiretamente, de valor superior a R\$ 14.294.852,58 (quatorze milhões, duzentos e noventa e quatro mil, oitocentos e cinquenta e dois reais, e cinquenta e oito centavos).

Vale ressaltar que nos termos das Diretrizes de Governança Corporativa os Agentes de Governança são responsáveis por prevenir e administrar situações de conflito de interesse ou divergência de opinião e qualquer Agente de Governança que tenha real ou potencial conflito de interesse deve se abster de participar da reunião na qual tal questão seja considerada. Ademais, ele/ela pode ser chamado para dar informações específicas.

Por prática interna de governança corporativa, as operações envolvendo Partes Relacionadas aos acionistas são, previamente à deliberação do Conselho de Administração, submetidas ao Comitê de Partes Relacionadas, órgão de assessoramento do Conselho cuja atribuição é examinar e manifestar opinião sobre o atendimento a práticas usuais de mercado nas transações com Partes Relacionadas aos Acionistas Controladores da CPFL Energia. Neste sentido, de acordo com as competências que lhe foram atribuídas pelo Conselho de Administração, cabe ao Comitê de Partes Relacionadas avaliar previamente tais transações.

Visando garantir a identificação de transações realizadas entre a CPFL Energia e suas sociedades controladas com acionistas da CPFL Energia, evitando eventuais conflitos de interesse, o acionista controlador forneceu à Companhia uma lista atualizada de empresas afiliadas consideradas Partes Relacionadas. Com base nessa lista, a Companhia identifica as transações com Partes Relacionadas e previamente à submissão para deliberação do Conselho de Administração, o Comitê de Partes Relacionadas se manifesta sobre o atendimento às práticas usuais de mercado.

Algumas de nossas sociedades controladas também estão sujeitas às regras da ANEEL. Nesse contexto, a Resolução Normativa ANEEL nº 699/2016 dispõe que determinados atos e negócios jurídicos entre concessionárias, permissionárias, autorizadas e suas partes relacionadas estão sujeitos a controles prévio ou a *posteriori* da ANEEL, dependendo do caso concreto.

A Companhia esclarece que todas as transações descritas no item 16.2 deste Formulário de Referência estão sujeitas às políticas e dispositivos legais descritos neste item 16.3.(a).

#### **b) demonstrar o caráter estritamente comutativo das condições pactuadas ou o pagamento compensatório adequado.**

A Companhia formaliza os contratos com Partes Relacionadas sempre observando os preços e condições praticados em mercado, para que não sejam gerados benefícios ou prejuízos à Companhia e empresas de seu grupo econômico. Os contratos são negociados individualmente, sendo analisadas as condições usuais do mercado de cada região, respeitadas as particularidades de cada operação (Ex: valores, prazos, sigilo das informações, qualidade dos serviços e produtos, etc.). Ainda, conforme Resolução Normativa ANEEL nº 699/2016, todos os atos e negócios jurídicos entre agentes do setor elétrico e suas partes relacionadas devem ser estabelecidos em condições estritamente comutativas, incluindo, quando couber, processos licitatórios, de forma a não onerar as partes desproporcionalmente.

## 16. Transações partes relacionadas / 16.3 - Tratamento de conflitos/Comutatividade

Ademais, todas as transações, inclusive aquelas com Partes Relacionadas, devem ser pactuadas por escrito, especificando-se as suas principais características (preços, prazos, direitos, responsabilidades, etc.).

A Companhia esclarece que todas as transações descritas no item 16.2 deste Formulário de Referência estão sujeitas aos procedimentos, forma e condições de contratação descritos neste item 16.3.

Com o objetivo de trazer clareza e evitar quaisquer dúvidas em relação a comutatividade das transações elencadas no item 16.2, acima, descrevemos abaixo os fatos que demonstram o carácter comutativo delas, de forma agrupada por tipo de transação.

### Compra e venda de energia e encargos

As transações referem-se a energia elétrica comprada ou vendida por subsidiárias de distribuição, comercialização e geração por meio de contratos de curto ou longo prazo e TUSD. Tais operações, quando realizadas no Mercado Livre, são realizadas em termos e condições equivalentes aos das demais operações realizadas à época no Mercado Livre. Quando realizadas no Mercado Regulado, os preços praticados são definidos através de mecanismos estabelecidos pela autoridade reguladora.

### Ativos intangíveis, Imobilizado, Materiais e Serviço

As transações referem-se a compra de equipamentos, cabos e outros materiais para uso em atividades de distribuição e geração e contratação de serviços como consultoria de construção e tecnologia da informação. Previamente a realização de tais transações, é obtida a cotação de, no mínimo, três empresas, para garantir que os preços, prazos e demais condições comerciais são aquelas praticadas em mercado. É também analisada a viabilidade financeira de cada operação em comparação às operações semelhantes no mercado, verificando-se, portanto, a comutatividade das operações.

### Contrato de Mútuo

A transação refere-se substancialmente à mútuo tomado pela CPFL Renováveis, controlada da CPFL Energia, junto a controladora do grupo CPFL, State Grid Brazil Power – SGBP, a fim de fazer frente às necessidades de caixa da CPFL Renováveis. A contratação segue parâmetros de mercado quanto a sua atualização (CDI acrescido à taxa fixa de 1,1%) e tem vencimento programado para junho de 2024.

## 16. Transações partes relacionadas / 16.4 - Outras informações relevantes - Transações com partes relacionadas

### 16.4 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Não há outras informações relevantes que não tenham sido abrangidas pelos itens 16.1 a 16.3 deste Formulário de Referência.

**17. Capital social / 17.1 - Informações - Capital social**

<b>Data da autorização ou aprovação</b>	<b>Valor do capital Unidade</b>	<b>Prazo de integralização</b>	<b>Quantidade de ações ordinárias Unidade</b>	<b>Quantidade de ações preferenciais Unidade</b>	<b>Quantidade total de ações Unidade</b>
<b>Tipo de capital</b>	<b>Capital Autorizado</b>				
30/04/2021	0,00		365.660.306	0	365.660.306
<b>Tipo de capital</b>	<b>Capital Emitido</b>				
27/06/2019	9.435.625.759,75	Não há	1.152.254.440	0	1.152.254.440
<b>Tipo de capital</b>	<b>Capital Subscrito</b>				
27/06/2019	9.435.625.759,75	Não há	1.152.254.440	0	1.152.254.440
<b>Tipo de capital</b>	<b>Capital Integralizado</b>				
28/04/2006	9.435.625.759,75		1.152.254.440	0	1.152.254.440

**17. Capital social / 17.2 - Aumentos do capital social**

Data de deliberação	Orgão que deliberou o aumento	Data emissão	Valor total emissão Unidade	Tipo de aumento	Ordinárias Unidade	Preferenciais Unidade	Total ações Unidade	Subscrição / Capital anterior	Preço emissão	Fator cotação
12/06/2019	Reunião de Conselho de Administração	12/06/2019	3,212,470,965.00	Subscrição pública	116,817,126	0	116,817,126	11.47612082	27.50	R\$ por Unidade

**Critério para determinação do preço de emissão**

O Preço por Ação foi fixado com base no resultado do procedimento de coleta de intenções de investimento realizado no Brasil, junto a investidores profissionais, conforme definidos no artigo 9º-A da Instrução da CVM nº 539, de 13 de novembro de 2013, conforme alterada, residentes e domiciliados ou com sede no Brasil, e, no exterior. O Preço por Ação foi calculado tendo como parâmetro: (a) a cotação das ações ordinárias de emissão da Companhia na B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão na presente data; e (b) as indicações de interesse em função da qualidade e quantidade da demanda (por volume e preço) pelas Ações, coletadas junto aos Investidores Profissionais. A escolha do critério de fixação do Preço por Ação é justificada pelo fato de que o Preço por Ação foi fixado após a realização do Procedimento de Bookbuilding e não foi promovida a diluição injustificada dos acionistas da Companhia, nos termos do artigo 170, parágrafo 1º, inciso III, da Lei das Sociedades por Ações.

**Forma de integralização**

Em dinheiro, em moeda corrente nacional, no âmbito de oferta pública de distribuição primária de ações ordinárias de emissão da Companhia, nos termos da Instrução da CVM nº 476 de 16 de janeiro de 2009, conforme alterada.

27/06/2019	Reunião de Conselho de Administração	27/06/2019	481,870,620.00	Subscrição pública	17,522,568	0	17,522,568	1.54420339	27.50	R\$ por Unidade
------------	--------------------------------------	------------	----------------	--------------------	------------	---	------------	------------	-------	-----------------

**Critério para determinação do preço de emissão**

Esta emissão de ações refere-se ao Lote Suplementar à emissão de ações deliberada em 12/06/2019, em percentual equivalente a 15% das ações inicialmente ofertadas, portanto o Preço por Ação foi fixado nas mesmas condições daquela Oferta, conforme opção outorgada ao Banco BTG Pactual S.A., na qualidade de agente estabilizador e nos termos do Contrato de Colocação, destinado, exclusivamente, para implementação das atividades de estabilização do preço das Ações.

**Forma de integralização**

Em dinheiro, em moeda corrente nacional, no âmbito de oferta pública de distribuição primária de ações ordinárias de emissão da Companhia, nos termos da Instrução da CVM nº 476 de 16 de janeiro de 2009, conforme alterada.

## **17. Capital social / 17.3 - Desdobramento, grupamento e bonificação**

### **Justificativa para o não preenchimento do quadro:**

Não houve desdobramentos, grupamentos e bonificações nos últimos 3 (três) exercícios sociais da Companhia.

## **17. Capital social / 17.4 - Redução do capital social**

### **Justificativa para o não preenchimento do quadro:**

Não houve redução de capital nos últimos 3 (três) exercícios sociais da Companhia.

**17. Capital social / 17.5 - Outras inf. relevantes-Capital social****17.5 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes**

Todas as informações relevantes sobre o capital social da Companhia foram divulgadas nos itens anteriores deste Formulário de Referência.

**18. Valores mobiliários / 18.1 - Direitos das ações**

<b>Espécie de ações ou CDA</b>	<b>Ordinária</b>
<b>Tag along</b>	100,000000
<b>Direito a dividendos</b>	Conforme artigo 29 do Estatuto Social, a companhia distribuirá, em cada exercício social, no mínimo 25% (vinte e cinco por cento) do lucro líquido do exercício, ajustado nos termos do artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações.
<b>Direito a voto</b>	Pleno
<b>Conversibilidade</b>	Não
<b>Direito a reembolso de capital</b>	Não
<b>Restrição a circulação</b>	Não
<b>Resgatável</b>	Não
<b>Hipóteses de resgate e fórmula de cálculo do valor de resgate</b>	
<b>Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários</b>	De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, nem o Estatuto Social, tampouco as deliberações adotadas pelos acionistas em Assembleias Gerais de sociedade por ações podem privar os acionistas dos seguintes direitos: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Direito de participar da distribuição dos lucros;</li> <li>• Direito de participar, na proporção da sua participação no capital social, da distribuição de quaisquer ativos remanescentes na hipótese de liquidação da Companhia;</li> <li>• Direito de preferência na subscrição de ações, debêntures conversíveis em ações ou bônus de subscrição, exceto em determinadas circunstâncias previstas na Lei das Sociedades por Ações;</li> <li>• Direito de fiscalizar, na forma prevista na Lei das Sociedades por Ações, a gestão dos negócios sociais;</li> <li>• Direito de retirar-se da Companhia, nos casos previstos na Lei das Sociedades por Ações.</li> </ul>
<b>Outras características relevantes</b>	Sim. Os acionistas têm direito à participação em oferta pública por alienação de controle. Não há outras informações relevantes que não tenham sido abrangidas pelos itens anteriores.

## 18. Valores mobiliários / 18.2 - Regras estatutárias que limitem direito de voto

<b>18.2 Descrever, se existirem, as regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública.</b>
--

**(i) limitação do direito de voto**

A Companhia não possui regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos.

**(ii) obrigações de realizar oferta pública**

Com relação à obrigação de realização de oferta pública, o artigo 34 do Estatuto Social da Companhia estabelece que, conforme mencionado no item 18.1 acima, quando houver a alienação direta ou indireta de controle da Companhia, tanto por meio de uma única operação, como por meio de operações sucessivas, deverá ser contratada sob a condição de que o adquirente do controle se obrigue a realizar oferta pública de aquisição de ações, tendo por objeto as ações de emissão da Companhia de titularidade dos demais acionistas, observando as condições e os prazos previstos na legislação vigente na regulamentação em vigor e no Regulamento do Novo Mercado, de forma a assegurar-lhes tratamento igualitário àquele dado ao alienante.

## 18. Valores mobiliários / 18.3 - Suspensão de direitos patrim./políticos

<b>18.3 Descrever exceções e cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto.</b>
--

Não existem cláusulas estatutárias suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos. No entanto, a Lei das Sociedades por Ações confere à Assembleia Geral o direito de suspender o exercício dos direitos pelo acionista que descumprir a obrigação imposta por lei ou pelo Estatuto Social da Companhia, cessando tal suspensão imediatamente após o cumprimento de tal obrigação.

**18. Valores mobiliários / 18.4 - Volume/cotação de valores mobiliários****Exercício social 31/12/2021**

Trimestre	Valor Mobiliário	Espécie	Classe	Mercado	Entidade administrativa	Volume financeiro negociado Unidade	Valor maior cotação Unidade	Valor menor cotação Unidade	Fator cotação	Valor média cotação Unidade
31/03/2021	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	79.501.000	33,78	28,05	R\$ por Unidade	30,98
30/06/2021	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	59.202.000	31,23	26,91	R\$ por Unidade	29,16
30/09/2021	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	55.733.000	29,04	24,40	R\$ por Unidade	26,93
31/12/2021	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	104.474.000	28,04	25,15	R\$ por Unidade	26,51

**Exercício social 31/12/2020**

Trimestre	Valor Mobiliário	Espécie	Classe	Mercado	Entidade administrativa	Volume financeiro negociado Unidade	Valor maior cotação Unidade	Valor menor cotação Unidade	Fator cotação	Valor média cotação Unidade
31/03/2020	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	105.460.000	39,20	23,50	R\$ por Unidade	34,63
30/06/2020	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	128.754.000	33,61	25,83	R\$ por Unidade	30,17
30/09/2020	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	79.034.000	33,01	27,56	R\$ por Unidade	30,06
31/12/2020	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	78.340.000	32,70	27,42	R\$ por Unidade	30,01

**Exercício social 31/12/2019**

Trimestre	Valor Mobiliário	Espécie	Classe	Mercado	Entidade administrativa	Volume financeiro negociado Unidade	Valor maior cotação Unidade	Valor menor cotação Unidade	Fator cotação	Valor média cotação Unidade
31/03/2019	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	22.546.000	32,60	27,99	R\$ por Unidade	30,44
30/06/2019	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	41.437.000	30,88	28,30	R\$ por Unidade	29,54
30/09/2019	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	100.636.000	34,00	30,24	R\$ por Unidade	32,13
31/12/2019	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	70.824.000	35,81	31,50	R\$ por Unidade	32,68

**18. Valores mobiliários / 18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil**

<b>Valor mobiliário</b>	<b>Debêntures</b>
<b>Identificação do valor mobiliário</b>	3ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, em série única – CPFL Santa Cruz
<b>Data de emissão</b>	28/05/2019
<b>Data de vencimento</b>	28/05/2024
<b>Quantidade</b>	190.000
<b>Unidade</b>	
<b>Valor total R\$</b>	190.000.000,00
<b>Saldo Devedor em Aberto</b>	191.612.668,62
<b>Restrição a circulação</b>	Sim
<b>Descrição da restrição</b>	Conforme artigo 13 da Instrução 476, os valores mobiliários ofertados de acordo com essa instrução somente poderão ser negociados nos mercados regulamentados de valores mobiliários, depois de decorridos 90 dias de sua subscrição ou aquisição pelo investidor.
<b>Conversibilidade</b>	Não
<b>Possibilidade resgate</b>	Não
<b>Características dos valores mobiliários de dívida</b>	Juros: 107% Taxa CDI Garantia: Fiança da CPFL Energia S.A. Restrições impostas ao emissor: pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio pela Emissora caso a Emissora esteja inadimplente com as suas obrigações pecuniárias descritas nesta Escritura de Emissão, exceto pelo mínimo legal estabelecido no art. 202 da Lei das Sociedades por Ações. Agente fiduciário: PENTÁGONO S.A. DISTRIBUIDORA DE TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS
<b>Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários</b>	Vide informações complementares no item 18.12
<b>Outras características relevantes</b>	Vide informações complementares no item 18.12

---

<b>Valor mobiliário</b>	<b>Debêntures</b>
<b>Identificação do valor mobiliário</b>	5ª emissão de debêntures – 2ª série – CPFL Brasil
<b>Data de emissão</b>	06/02/2019
<b>Data de vencimento</b>	24/01/2024
<b>Quantidade</b>	220.000
<b>Unidade</b>	
<b>Valor total R\$</b>	220.000.000,00
<b>Saldo Devedor em Aberto</b>	226.647.464,73
<b>Restrição a circulação</b>	Sim
<b>Descrição da restrição</b>	Vide informações complementares no item 18.12
<b>Conversibilidade</b>	Não
<b>Possibilidade resgate</b>	Sim
<b>Hipótese e cálculo do valor de resgate</b>	Vide informações complementares no item 18.12

**18. Valores mobiliários / 18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil**

<b>Características dos valores mobiliários de dívida</b>	Juros: 108,25% Taxa DI Restrições impostas ao emissor: pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio pela Emissora e/ou pela Garantidora caso a Emissora e/ou a Garantidora esteja inadimplente com as suas obrigações pecuniárias descritas nesta Escritura de Emissão Agente fiduciário: PENTÁGONO S.A. DISTRIBUIDORA DE TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS
<b>Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários</b>	Vide informações complementares no item 18.12
<b>Outras características relevantes</b>	Vide informações complementares no item 18.12
-----	
<b>Valor mobiliário</b>	<b>Debêntures</b>
<b>Identificação do valor mobiliário</b>	1ª emissão de nota promissoria – CPFL Brasil
<b>Data de emissão</b>	08/10/2021
<b>Data de vencimento</b>	08/10/2024
<b>Quantidade</b>	96
<b>Unidade</b>	
<b>Valor total R\$</b>	960.000.000,00
<b>Saldo Devedor em Aberto</b>	978.404.041,59
<b>Restrição a circulação</b>	Sim
<b>Descrição da restrição</b>	Vide informações complementares no item 18.12
<b>Conversibilidade</b>	Não
<b>Possibilidade resgate</b>	Sim
<b>Hipótese e cálculo do valor de resgate</b>	Vide informações complementares no item 18.12
<b>Características dos valores mobiliários de dívida</b>	Juros: CDI + 0,96% Restrições impostas ao emissor: pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio pela Emissora e/ou pela Garantidora caso a Emissora e/ou a Garantidora esteja inadimplente com as suas obrigações pecuniárias descritas nesta Escritura de Emissão Agente fiduciário: PENTÁGONO S.A. DISTRIBUIDORA DE TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS
<b>Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários</b>	Vide informações complementares no item 18.12
<b>Outras características relevantes</b>	Vide informações complementares no item 18.12
-----	

**18. Valores mobiliários / 18.5.a - Número de Titulares de Valores Mobiliários**

Valor Mobiliário	Pessoas Físicas	Pessoas Jurídicas	Investidores Institucionais
Debêntures	0	2	0

## 18. Valores mobiliários / 18.6 - Mercados de negociação no Brasil

**18.6 Indicar os mercados brasileiros nos quais valores mobiliários do emissor são admitidos à negociação.**

As ações ordinárias (CPFE3) da CPFL Energia são admitidas à negociação na B3 sob o código "CPFE3".

## **18. Valores mobiliários / 18.7 - Negociação em mercados estrangeiros**

### **Justificativa para o não preenchimento do quadro:**

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui mais valores mobiliários admitidos à negociação em mercados estrangeiros. Para mais informações sobre a deslistagem dos American Depositary Receipts e cancelamento do registro da Companhia na SEC, vide o item 18.12 deste Formulário de Referência.

## **18. Valores mobiliários / 18.8 - Títulos emitidos no exterior**

### **Justificativa para o não preenchimento do quadro:**

Não houve títulos emitidos no exterior nos últimos 3 (três) exercícios sociais pela Companhia.

## 18. Valores mobiliários / 18.9 - Ofertas públicas de distribuição

**18.9 Descrever as ofertas públicas de distribuição efetuadas pelo emissor ou por terceiros, incluindo controladores e sociedades coligadas e controladas, relativas a valores mobiliários do emissor.**

Não tivemos nenhuma oferta pública de distribuição em 2020 e 2021 a ser reportada neste item.

Nos termos do fato relevante divulgado em 30 de maio de 2019 ("Fato Relevante"), a Companhia comunicou aos seus acionistas e ao mercado em geral, que em reunião do Conselho de Administração da Companhia, realizada em 29 de maio de 2019, foi aprovada a realização de oferta pública de distribuição primária com esforços restritos de colocação, nos termos da Instrução da CVM nº 476, de 16 de janeiro de 2009, conforme alterada ("Instrução CVM 476"), de distribuição ações ordinárias ("Ações Ordinárias" ou "Ações") de emissão da Companhia, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal, livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames, incluindo as Ações sob a forma de ADS, representadas por ADR, todas livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames ("Oferta").

A Oferta consistiu na distribuição pública primária de, inicialmente, 116.817.126 Ações Ordinárias, e de um lote suplementar, nos termos do artigo 5º-B da Instrução da CVM 476, em percentual equivalente a 15% (quinze por cento) do total das Ações inicialmente ofertadas, ou seja, 17.522.568 Ações Ordinárias de emissão da Companhia, nas mesmas condições e preço das Ações inicialmente ofertadas ("Lote Suplementar"). Neste contexto, o resultado final da Oferta consistiu na distribuição total de 134.339.694 Ações Ordinárias (considerando o Lote Suplementar), ofertadas a um preço por Ação de R\$ 27,50, totalizando um volume de R\$ 3.694.341.585,00. A Companhia utilizou a totalidade dos recursos líquidos provenientes da Oferta para pagamento de parte do preço de aquisição das ações de emissão da CPFL Energias Renováveis S.A. detidas pela State Grid.

As informações referentes às ofertas públicas de valores mobiliários das controladas CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE, CPFL Geração e CPFL Renováveis estão sem seus respectivos formulários de referência.

**18. Valores mobiliários / 18.10 - Destinação de recursos de ofertas públicas****18.10 Caso o emissor tenha feito oferta pública de distribuição de valores mobiliários, indicar:*****a) como os recursos resultantes da oferta foram utilizados*****12ª Emissão de Debêntures da CPFL Piratininga e 11ª Emissão de Debêntures da RGE Sul**

Os recursos líquidos obtidos pela CPFL Piratininga e RGE Sul com as referidas ofertas foram destinados para a implementação e desenvolvimento de projetos de investimento nas respectivas áreas de concessão dessas empresas.

**12ª Emissão de Debêntures da RGE Sul**

Os recursos líquidos obtidos pela RGE Sul com essa oferta de debêntures foram destinados para o reforço de capital de giro da empresa.

**11ª Emissão de Debêntures da CPFL Paulista e 13ª Emissão de Debêntures da CPFL Piratininga**

Em dezembro de 2021, foram estruturadas as referidas emissões, cujos recursos líquidos foram obtidos apenas em janeiro de 2022, e destinados para o reforço de capital de giro dessas empresas.

**Oferta Pública de Ações (Re-IPO) da Companhia**

A Companhia utilizou a totalidade dos recursos líquidos provenientes da oferta para pagamento de parte do preço de aquisição das ações de emissão da CPFL Energias Renováveis S.A. detidas pela State Grid.

**5ª Emissão de Debêntures da Companhia**

Os recursos líquidos obtidos pela Companhia com a oferta das debêntures da sua 5ª emissão foram utilizados para a aquisição de participação acionária na RGE Sul.

***b) se houve desvios relevantes entre a aplicação efetiva dos recursos e as propostas de aplicação divulgadas nos prospectos da respectiva distribuição***

Não houve desvios entre a aplicação efetiva dos recursos e as propostas de aplicação divulgadas acima.

***c) caso tenha havido desvios, as razões para tais desvios***

Não aplicável.

## 18. Valores mobiliários / 18.11 - Ofertas públicas de aquisição

<b>18.11 Descrever as ofertas públicas de aquisição feitas pelo emissor relativas a ações de emissão de terceiro.</b>
---

Não aplicável, dado que a Companhia não realizou ofertas públicas de aquisição relativas a ações de emissão de terceiros nos últimos 3 (três) exercícios sociais e no exercício social corrente.

## 18. Valores mobiliários / 18.12 - Outras inf. Relev. - Val. Mobiliários

### 18.12 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

#### Oferta Pública de Aquisição da Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica

Em 25 de fevereiro de 2022, foi concedido pela CVM, por meio do Ofício nº 93/2022/CVM/SRE/GER-1, o registro e a autorização para a realização da oferta pública unificada de aquisição obrigatória de ações ordinárias por alienação de controle e voluntária de ações preferenciais de emissão da Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica ("CEEE-T" e "OPA", respectivamente).

Em 7 de março de 2022, foi divulgado o "Edital de Oferta Pública Unificada de Aquisição de Ações Ordinárias e Preferenciais de Emissão da Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica" ("Edital"), contendo todos os termos e condições da OPA, realizada pela controlada da Companhia, CPFL Comercialização de Energia Cone Sul Ltda. ("CPFL Cone Sul"), em atendimento à obrigação de realização de oferta pública de aquisição em virtude de alienação do controle da CEEE-T, de acordo com o disposto no artigo 254-A da Lei das S.A., e na Lei nº 6.385, de 7 de dezembro de 1976, observadas as regras estabelecidas na Instrução da CVM nº 361, de 5 de março de 2002.

Conforme indicado no Edital, o leilão da OPA foi realizado na B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão no dia 6 de abril de 2022. Como resultado do Leilão, a CPFL Cone Sul adquiriu 3.095.570 ações ordinárias (representativas de 32,56%) e 109.251 ações preferenciais (representativas de 72,08%) de emissão da CEEE-T, ambas valoradas ao preço unitário de R\$ 349,29.

A partir de tal aquisição, a CPFL Cone Sul passou a deter 9.476.391 ações ordinárias (representativas de 99,68% do total desta espécie) e 110.338 ações preferenciais (representativas de 72,80% do total desta espécie) de emissão da CEEE-T.

#### Deslistagem dos ADRs e Cancelamento do Registro da Companhia na SEC

Em 18 de dezembro de 2019, foi aprovada em reunião da Diretoria Executiva da CPFL Energia a intenção da Companhia de: (i) rescindir o *Second Amended and Restated Deposit Agreement* com o Citibank N.A., relacionado aos seus *American Depositary Receipts* ("ADRs"); (ii) deslistar seus ADRs da Bolsa de Valores de Nova York ("NYSE"); e (iii) uma vez que a Companhia cumpriu com os requisitos aplicáveis, cancelar seu registro com a *U.S. Securities and Exchange Commission* dos Estados Unidos da América ("SEC" e "EUA", respectivamente).

A Companhia entendeu que o racional econômico para manter uma listagem na NYSE diminuiu devido, em parte, a: (i) aumentos no volume negociado de ações brasileiras na B3 por investidores estrangeiros, devido à internacionalização do mercado financeiro e de capitais brasileiro, além do estreitamento da distância entre os padrões de divulgação do Brasil e dos EUA com relação a reportes financeiros; e (ii) uma tendência decrescente nos últimos anos no volume de negociação das ADRs da Companhia na NYSE.

Em 10 de fevereiro de 2020, a deslistagem da NYSE dos ADRs da CPFL Energia passou a ter eficácia. Em 8 de maio de 2020, a CPFL Energia arquivou perante a SEC o seu "*post-effective Amendment*" ao *Form F-3*, nos termos do *U.S. Securities Exchange Act of 1934* ("Exchange Act") para cancelar o registro de valores mobiliários registrados e não negociados com base nesse *Form F-3*.

Em 15 de junho de 2020, a CPFL Energia, tendo em vista o cumprimento dos critérios aplicáveis, arquivou perante a SEC um *Form 15-F* para cancelar seu registro e encerrar suas obrigações de divulgação nos termos do *Exchange Act*. Decorridos 90 dias do arquivamento, sem manifestação da

## 18. Valores mobiliários / 18.12 - Outras inf. Relev. - Val. Mobiliários

SEC, tornou-se efetivo o cancelamento de seu registro e encerramento de suas obrigações de divulgação.

Como consequência dos movimentos citados acima, a Companhia não possui mais valores mobiliários admitidos à negociação em mercados estrangeiros.

### 3ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, em série única – CPFL Santa Cruz

#### Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários

4.5.1 Não haverá repactuação programada das Debêntures.

7.12 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, 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 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) destinação de recursos; (vii) resgate antecipado; e/ou (viii) modificação dos quóruns de deliberação estabelecidos nesta Cláusula 7.

#### Hipótese e cálculo do valor do resgate

##### Resgate Antecipado Facultativo Total.

Resgate Antecipado Facultativo Total das Debêntures. A Emissora poderá, a seu exclusivo critério, a partir do 24º (vigésimo quarto) mês contado da Data de Emissão, ou seja, a partir de 28 de maio de 2021 (inclusive), e com aviso prévio aos Debenturistas (por meio de publicação de anúncio nos termos desta Escritura ou de comunicação individual a todos os Debenturistas, com cópia ao Agente Fiduciário), ao Agente Fiduciário, ao Escriturador, ao Banco Liquidante e à B3, de, no mínimo, 3 (três) Dias Úteis da data do evento, realizar o resgate antecipado da totalidade (sendo vedado o resgate parcial) das Debêntures, com o consequente cancelamento de tais Debêntures ("**Resgate Antecipado Facultativo**"), mediante o pagamento (i) do Valor Nominal Unitário das Debêntures ou o saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures, conforme o caso, acrescido (ii) da Remuneração das Debêntures, calculada *pro rata temporis*, desde a Data da Primeira Integralização ou a Data de Pagamento da Remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento, (sendo os valores referidos nos itens "i" e "ii" retro, o "**Valor Base de Resgate**") e (iii) de um prêmio sobre o Valor Base de Resgate de 0,20% (vinte centésimos por cento) ao ano base 360 (trezentos e sessenta) dias corridos, aplicado de acordo com a seguinte fórmula:

$$\text{Prêmio} = \text{Prêmio de Resgate Antecipado} \times \left[ \frac{(\text{Dvencimento} - \text{Dresgate})}{360} \right] \times \text{Valor Base do Resgate}$$

Sendo:

$$\text{Dvencimento} = \text{Data de Vencimento}$$

$$\text{Dresgate} = \text{Data do Resgate Antecipado Facultativo Total}$$

Onde:

(Dvencimento – Dresgate) será calculado com base em dias corridos.

## 18. Valores mobiliários / 18.12 - Outras inf. Relev. - Val. Mobiliários

Para as Debêntures custodiadas eletronicamente na B3, o resgate deverá ocorrer segundo os procedimentos operacionais da B3. Para as Debêntures que não estejam custodiadas eletronicamente na B3 o resgate deverá ocorrer segundo os procedimentos operacionais do Escriturador.

Resgate Antecipado Obrigatório. Não haverá Resgate Antecipado Obrigatório.

Oferta de Resgate Antecipado: A Emissora poderá, a qualquer tempo e a seu exclusivo critério realizar oferta de resgate antecipado total ou parcial das Debêntures, com o consequente cancelamento de tais Debêntures ("**Oferta de Resgate Antecipado**"). A Oferta de Resgate Antecipado deverá ser endereçada a todos os Debenturistas, sendo assegurada igualdade de condições para aceitar o resgate das Debêntures de que forem titulares, de acordo com os seguintes procedimentos:

(a) a Emissora somente poderá realizar a Oferta de Resgate Antecipado mediante o envio de comunicação individual a todos os Debenturistas, com cópia para o Agente Fiduciário, ou publicação de anúncio da Emissora dirigida aos Debenturistas, a critério da Emissora ("**Edital de Oferta de Resgate Antecipado**"), o qual deverá descrever os termos e condições da Oferta de Resgate Antecipado, incluindo: (i) a quantidade de Debêntures que se pretende resgatar, (ii) o valor do prêmio de resgate, caso exista, que em nenhum caso poderá ser negativo; (iii) a data efetiva para o resgate e pagamento das Debêntures a serem resgatadas, observado o item (b) abaixo; (iv) a forma e prazo de manifestação à Emissora dos Debenturistas que optarem pela adesão à Oferta de Resgate Antecipado; e (v) demais informações necessárias para tomada de decisão pelos Debenturistas e à operacionalização do resgate das Debêntures;

(b) após o envio ou a publicação, conforme o caso, do Edital de Oferta de Resgate Antecipado, os Debenturistas que optarem pela adesão à Oferta de Resgate Antecipado deverão se manifestar nesse sentido à Emissora, com cópia ao Agente Fiduciário, até o encerramento do prazo a ser estabelecido no Edital de Oferta de Resgate Antecipado, após o qual a Emissora, terá o prazo de até 10 (dez) Dias Úteis para proceder à liquidação da Oferta de Resgate Antecipado, a qual ocorrerá em uma única data;

(c) na hipótese da adesão pelos Debenturistas exceder a quantidade de Debêntures objeto da Oferta de Resgate Antecipado proposta pela Emissora, adotar-se-á o critério de sorteio, a ser coordenado pelo Agente Fiduciário e com divulgação do resultado a todos os Debenturistas por meio de comunicado, inclusive no que concerne às regras do sorteio, nos termos do artigo 55, parágrafo 2º, da Lei das Sociedades por Ações, sendo que todas as etapas do processo, como validação, apuração e quantidade serão realizadas fora da B3;

(d) o valor a ser pago aos Debenturistas titulares das Debêntures objeto da Oferta de Resgate Antecipado em razão do resgate será equivalente ao Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário, conforme o caso, acrescido: (i) da Remuneração, calculada *pro rata temporis* desde a Data da Primeira Integralização ou a Data de Pagamento da Remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do seu efetivo pagamento; e (ii) de eventual prêmio de resgate a ser oferecido aos Debenturistas, a exclusivo critério da Emissora, o qual não poderá ser negativo; e

(e) para as Debêntures custodiadas eletronicamente na B3, o resgate deverá ocorrer segundo os procedimentos operacionais da B3. Para as Debêntures que não estejam custodiadas eletronicamente na B3 o resgate deverá ocorrer segundo os procedimentos operacionais do Escriturador.

## 18. Valores mobiliários / 18.12 - Outras inf. Relev. - Val. Mobiliários

### 5ª emissão de debêntures – 2ª série – CPFL Brasil

#### Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários

4.5.1 Não haverá repactuação programada das Debêntures.

7.12 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 de cada série, seja em primeira convocação da Assembleia Geral de Debenturistas ou em qualquer convocação subsequente: (i) a Remuneração ou repactuação programada; (ii) a Data de Pagamento da Remuneração; (iii) o prazo de vencimento das Debêntures; (iv) os valores e datas de amortização do principal das Debêntures; (v) a alteração, substituição ou o reforço da garantia; (vi) destinação de recursos; (vii) resgate antecipado; e/ou (viii) modificação dos quóruns de deliberação estabelecidos nesta Cláusula 7.

#### Hipótese e cálculo do valor do resgate

##### Resgate Antecipado Facultativo Total.

Resgate Antecipado Facultativo Total das Debêntures da Segunda Série. A Emissora poderá, a seu exclusivo critério, a partir do 24º (vigésimo quarto) mês contado da Data de Emissão, ou seja, a partir de 24 de janeiro de 2021 (inclusive), e com aviso prévio aos Debenturistas titulares das Debêntures da Segunda Série (por meio de publicação de anúncio nos termos desta Escritura ou de comunicação individual a todos os Debenturistas titulares das Debêntures da Segunda Série, com cópia ao Agente Fiduciário), ao Agente Fiduciário, ao Escriturador, ao Banco Liquidante e à B3, de, no mínimo, 3 (três) Dias Úteis da data do evento, o resgate antecipado da totalidade (sendo vedado o resgate parcial) das Debêntures da Segunda Série, com o consequente cancelamento de tais Debêntures da Segunda Série ("**Resgate Antecipado Facultativo das Debêntures da Segunda Série**") e, em conjunto com o Resgate Antecipado Facultativo das Debêntures da Primeira Série, "**Resgate Antecipado Facultativo**", mediante o pagamento (i) do Valor Nominal Unitário das Debêntures ou o saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures, conforme o caso, acrescido (ii) da Remuneração das Debêntures da Segunda Série, calculada *pro rata temporis*, desde a Data da Primeira Integralização das Debêntures da Segunda Série ou a Data de Pagamento da Remuneração das Debêntures da Segunda Série imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento, (sendo os valores referidos nos itens "i" e "ii" retro, o "**Valor Base de Resgate**") e (iii) de um prêmio sobre o Valor Base de Resgate de (a) 0,40% (quarenta centésimos por cento) ao ano, caso o Resgate Antecipado Facultativo das Debêntures da Segunda Série ocorra entre 24 de janeiro de 2021 (inclusive) e 23 de janeiro de 2022 (inclusive), **ou** (b) 0,28% (vinte e oito centésimos por cento) ao ano, caso o Resgate Antecipado Facultativo das Debêntures da Segunda Série ocorra a partir de 24 de janeiro de 2022 (inclusive), aplicado de acordo com a seguinte fórmula:

$$\text{Prêmio} = \text{Prêmio de Resgate Antecipado da Segunda Série} \times [(\text{Dvencimento} - \text{Dresgate})/252]$$

Sendo:

Dvencimento = Data de Vencimento das Debêntures da Segunda Série

Dresgate = Data do Resgate Antecipado Facultativo Total das Debêntures da Segunda Série

Onde:

(Dvencimento – Dresgate) será calculado com base em Dias Úteis.

## 18. Valores mobiliários / 18.12 - Outras inf. Relev. - Val. Mobiliários

Para as Debêntures custodiadas eletronicamente na B3, o resgate deverá ocorrer segundo os procedimentos operacionais da B3. Para as Debêntures que não estejam custodiadas eletronicamente na B3 o resgate deverá ocorrer segundo os procedimentos operacionais do Escriturador.

Resgate Antecipado Obrigatório. Não haverá Resgate Antecipado Obrigatório.

Oferta de Resgate Antecipado: A Emissora poderá, a qualquer tempo e a seu exclusivo critério realizar oferta de resgate antecipado total ou parcial das Debêntures, com o consequente cancelamento de tais Debêntures ("**Oferta de Resgate Antecipado**"). A Oferta de Resgate Antecipado deverá ser endereçada a todos os Debenturistas de uma determinada série objeto da Oferta de Resgate Antecipado, sem distinção, ou de ambas as séries, sendo assegurada igualdade de condições para aceitar o resgate das Debêntures de que forem titulares, de acordo com os seguintes procedimentos:

- a Emissora somente poderá realizar a Oferta de Resgate Antecipado mediante o envio de comunicação individual a todos os Debenturistas titulares das Debêntures objeto da Oferta de Resgate Antecipado, com cópia para o Agente Fiduciário, ou publicação de anúncio da Emissora dirigida aos Debenturistas titulares das Debêntures objeto da Oferta de Resgate Antecipado, a critério da Emissora ("**Edital de Oferta de Resgate Antecipado**"), o qual deverá descrever os termos e condições da Oferta de Resgate Antecipado, incluindo: (i) a quantidade de Debêntures que se pretende resgatar, (ii) o valor do prêmio de resgate, caso exista, que em nenhum caso poderá ser negativo; (iii) a data efetiva para o resgate e pagamento das Debêntures a serem resgatadas, observado o item (b) abaixo; (iv) a forma e prazo de manifestação à Emissora dos Debenturistas que optarem pela adesão à Oferta de Resgate Antecipado; e (v) demais informações necessárias para tomada de decisão pelos Debenturistas e à operacionalização do resgate das Debêntures;
- após o envio ou a publicação, conforme o caso, do Edital de Oferta de Resgate Antecipado, os Debenturistas titulares das Debêntures objeto da Oferta de Resgate Antecipado que optarem pela adesão à Oferta de Resgate Antecipado deverão se manifestar nesse sentido à Emissora, com cópia ao Agente Fiduciário, até o encerramento do prazo a ser estabelecido no Edital de Oferta de Resgate Antecipado, após o qual a Emissora, terá o prazo de até 10 (dez) Dias Úteis para proceder à liquidação da Oferta de Resgate Antecipado, a qual ocorrerá em uma única data;
- na hipótese da adesão pelos Debenturistas titulares das Debêntures objeto da Oferta de Resgate Antecipado exceder a quantidade de Debêntures objeto da Oferta de Resgate Antecipado proposta pela Emissora, adotar-se-á o critério de sorteio, a ser coordenado pelo Agente Fiduciário e com divulgação do resultado a todos os Debenturistas titulares das Debêntures objeto da Oferta de Resgate Antecipado por meio de comunicado, inclusive no que concerne às regras do sorteio, nos termos do artigo 55, parágrafo 2º, da Lei das Sociedades por Ações, sendo que todas as etapas do processo, como validação, apuração e quantidade serão realizadas fora da B3;
- o valor a ser pago aos Debenturistas titulares das Debêntures objeto da Oferta de Resgate Antecipado em razão do resgate será equivalente ao Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário, conforme o caso, acrescido: (i) da Remuneração, calculada *pro rata temporis* desde a Data da Primeira Integralização das Debêntures da Primeira Série ou Data da Primeira Integralização das Debêntures da Segunda Série (conforme o caso) objeto da Oferta de Resgate Antecipado ou a Data de Pagamento da Remuneração imediatamente

## 18. Valores mobiliários / 18.12 - Outras inf. Relev. - Val. Mobiliários

anterior, conforme o caso, até a data do seu efetivo pagamento; e (ii) de eventual prêmio de resgate a ser oferecido aos Debenturistas, a exclusivo critério da Emissora, o qual não poderá ser negativo; e

- para as Debêntures custodiadas eletronicamente na B3, o resgate deverá ocorrer segundo os procedimentos operacionais da B3. Para as Debêntures que não estejam custodiadas eletronicamente na B3 o resgate deverá ocorrer segundo os procedimentos operacionais do Escriturador.

### 1ª emissão de nota promissória – CPFL Brasil

#### Eventos de Inadimplemento e Vencimento Antecipado

Observado o disposto nos itens abaixo, serão consideradas antecipada e automaticamente vencidas todas as obrigações da Emissora constantes desta Cártula e exigirá dela o imediato pagamento do Valor Nominal Unitário acrescido da Remuneração devidos até a data do efetivo pagamento, calculados *pro rata temporis*, dos Encargos Moratórios, se houver; e de quaisquer outros valores eventualmente devidos pela Emissora nos termos desta Cártula, independentemente de aviso ou notificação ou da realização de Assembleia Geral de Titulares das Notas Promissórias, na ciência da ocorrência de qualquer uma das seguintes hipóteses e desde que observados os prazos de cura, conforme aplicável (“Hipóteses de Vencimento Antecipado Automático”):

- (i) vencimento antecipado ou inadimplemento, pela Emissora e/ou pela Avalista ou por qualquer de suas respectivas subsidiárias (de acordo com participação acionária detida pela Avalista, de forma direta ou indireta nas subsidiárias, exceto para os casos em que a Avalista tenha outorgado garantia fidejussória superior à sua participação na respectiva subsidiária) 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 da Data de Emissão, 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, da Avalista 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 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 Avalista, 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 da Avalista;
- (iii) proposta pela Emissora e/ou pela Avalista e/ou por quaisquer de suas respectivas subsidiárias:
  - (i) de plano de recuperação extrajudicial; ou (ii) de plano de recuperação judicial, independentemente de ter sido requerida ou obtida homologação judicial do referido plano; ou (iii) requerimento pela Emissora e/ou pela Avalista 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 ou, ainda, pedido de autofalência pela Emissora e/ou pela Avalista;
  - (iv) pedido de falência formulado por terceiros em face da Emissora e/ou da Avalista 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 Avalista das obrigações pecuniárias devidas aos Titulares das Notas Promissórias no prazo de até 2 (dois) Dias Úteis das datas previstas nesta Cártula;

**18. Valores mobiliários / 18.12 - Outras inf. Relev. - Val. Mobiliários**

(vi) pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio pela Emissora acima do mínimo obrigatório, conforme previsto no artigo 202 da Lei nº 6.404, de 15 de setembro de 1976, conforme alterada ("Lei das Sociedades por Ações"), caso a Emissora esteja inadimplente com as suas obrigações pecuniárias descritas nesta Cártula;

(vii) 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 Avalista ou suas respectivas subsidiárias (de acordo com participação acionária detida pela Avalista, 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 da Data de Emissão 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.

O Agente Fiduciário deverá convocar, no prazo máximo de 5 (cinco) Dias Úteis a contar da data em que tomar ciência do evento, Assembleia Geral de Titulares das Notas Promissórias, a se realizar nos prazos e demais condições descritas nesta Cártula, para deliberar sobre a eventual não declaração de vencimento antecipado das obrigações decorrentes das Notas Promissórias, nos termos desta Cártula, na ocorrência das hipóteses descritas abaixo ("Hipóteses de Vencimento Antecipado Não Automático" e, em conjunto com as Hipóteses de Vencimento Antecipado Automático, as "Hipóteses de Vencimento Antecipado"):

(i) alteração do atual controle da Emissora e/ou da Avalista sem prévia aprovação dos Titulares das Notas Promissórias, excetuada a hipótese de alteração do controle da Emissora e/ou da Avalista, 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 Avalista;

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

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

(iv) protesto legítimo de títulos contra a Emissora e/ou contra a Avalista ou suas respectivas subsidiárias (de acordo com participação acionária detida pela Avalista, 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 da Data de Emissão, pelo IGP-M, salvo se, no prazo de 30 (trinta) dias corridos contados do referido protesto, seja validamente comprovado pela Emissora e/ou pela Avalista 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 Avalista;

(vi) descumprimento da obrigação de destinar os recursos captados por meio das Notas Promissórias conforme estabelecido na Cláusula "Destinação de Recursos" desta Nota Promissória; ou

(vii) não observância pela Avalista, até o pagamento integral dos valores devidos em virtude das Notas Promissórias, por 2 (dois) semestres consecutivos, dos índices e limites financeiros abaixo indicados, os quais serão acompanhados pelo Agente Fiduciário com base em demonstrativo

## 18. Valores mobiliários / 18.12 - Outras inf. Relev. - Val. Mobiliários

elaborado pela Avalista ao final de cada semestre civil, referente aos 12 (doze) meses imediatamente anteriores à data do cálculo ("Índices Financeiros"). Caso até a Data de Vencimento das Notas Promissórias a Avalista seja submetida a índices e 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 Avalista 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 Funcesp; 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 à Funcesp, 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) deste item "(vii)", a Avalista deverá: (a) 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 Avalista à CVM; e (b) os Índices Financeiros serão calculados a partir do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021, inclusive.

A ocorrência de quaisquer das Hipóteses de Vencimento Antecipado Automático previstas acima, não sanada nos respectivos prazos de cura, se aplicável, acarretará o vencimento antecipado automático da Nota Promissória, independentemente de qualquer aviso ou notificação, judicial ou extrajudicial, ou da realização de Assembleia Geral de Titulares das Notas Promissórias. Neste caso, o Agente Fiduciário deverá declarar vencidas todas as obrigações decorrentes das Notas Promissórias e exigir o imediato pagamento pela Emissora e/ou pela Avalista do saldo devedor.

Na Assembleia Geral de Titulares das Notas Promissórias convocada para deliberar acerca de Hipóteses de Vencimento Antecipado Não Automático, os Titulares representando, no mínimo, 50%

**18. Valores mobiliários / 18.12 - Outras inf. Relev. - Val. Mobiliários**

(cinquenta por cento) mais uma das Notas Promissórias em Circulação poderão decidir por não declarar o vencimento antecipado das obrigações decorrentes das Notas Promissórias, 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 das Notas Promissórias; ou (ii) da não obtenção de quórum para deliberação sobre a não declaração do vencimento antecipado em segunda convocação de tal Assembleia Geral de Titulares das Notas Promissórias, será interpretado pelo Agente Fiduciário como uma opção dos Titulares das Notas Promissórias em não declarar antecipadamente vencidas as Notas Promissórias.

Em caso de declaração do vencimento antecipado das obrigações decorrentes das Notas Promissórias, a Emissora obriga-se a pagar o Valor Nominal Unitário das Notas Promissórias, 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 desta Cártula, 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 "Comunicações", previsto neste instrumento, sob pena de, em não o fazendo, a Emissora ficar obrigada, ainda, ao pagamento dos Encargos Moratórios. Caso o pagamento referente ao vencimento antecipado das Notas Promissórias aconteça por meio da B3, essa deverá ser comunicada imediatamente após a declaração de vencimento antecipado e em conformidade com os demais termos e condições do manual de operações da B3.

O Agente Fiduciário deverá comunicar, imediatamente, por escrito, eventual vencimento antecipado das Notas Promissórias à Emissora, à B3 e ao Banco Mandatário.

## **19. Planos de recompra/tesouraria / 19.1 - Descrição - planos de recompra**

### **Justificativa para o não preenchimento do quadro:**

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não aprovou planos de recompra de ações de sua emissão nos últimos três exercícios sociais e no exercício social corrente.

## **19. Planos de recompra/tesouraria / 19.2 - Movimentação v.m. em tesouraria**

### **Justificativa para o não preenchimento do quadro:**

Não existem valores mobiliários mantidos em tesouraria no período corrente e nos últimos 3 (três) exercícios sociais.

**19. Planos de recompra/tesouraria / 19.3 - Outras inf. relev. - recompra/tesouraria****19.3 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.**

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes em relação ao item 19 deste Formulário de Referência.

## 20. Política de negociação / 20.1 - Descrição - Pol. Negociação

<b>Data aprovação</b>	<b>16/12/2021</b>
<b>Órgão responsável pela aprovação</b>	Conselho de Administração
<b>Cargo e/ou função</b>	<p>(i) a própria Companhia;</p> <p>(ii) na Companhia, os membros do Conselho de Administração, membros do Conselho Fiscal, membros dos Comitês de Assessoramento do Conselho de Administração, membros da Diretoria Executiva, membros de quaisquer órgãos com funções técnicas ou consultivas criados por disposição estatutária, Assessores da Diretoria e Gerentes de Departamento e Divisão;</p> <p>(iii) nas Subsidiárias da Companhia, membros do Conselho de Administração, membros do Conselho Fiscal, membros dos Comitês de Assessoramento do Conselho de Administração, membros da Diretoria Executiva, membros de quaisquer órgãos com funções técnicas ou consultivas criados por disposição estatutária, Assessores da Diretoria e Gerentes de Departamento e Divisão;</p> <p>(iv) nos Acionistas Controladores diretos e/ou indiretos, membros do Conselho de Administração, membros do Conselho Fiscal, membros dos Comitês de Assessoramento do Conselho de Administração, membros da Diretoria Executiva, membros de quaisquer órgãos com funções técnicas ou consultivas criados por disposição estatutária e Assessores da Diretoria;</p> <p>(v) empregados e terceiros contratados pela Companhia e/ou Subsidiárias e demais pessoas as quais, em decorrência de sua função, cargo, posição ou relacionamento com a Companhia e/ou com as Subsidiárias e/ou com Acionistas Controladores, tenham acesso permanente ou eventual a Ato ou Fato Relevante; e</p> <p>(vi) pessoas físicas ou jurídicas ligadas aos Administradores, Acionistas Controladores, membros do Conselho Fiscal e membros dos Comitês de Assessoramento do Conselho de Administração:</p> <p>(a) o cônjuge, de quem não esteja separado judicial ou extrajudicialmente,</p> <p>(b) o(a) companheiro(a);</p> <p>(c) qualquer dependente incluído na declaração de ajuste anual do imposto de renda da pessoa física; e</p> <p>(d) as sociedades por eles controladas, direta ou indiretamente (“Pessoas Vinculadas”)</p> <p>Estão vinculadas à Política de Negociação de Valores Mobiliários as seguintes pessoas:</p>

### Principais características e locais de consulta

A política foi aprovada na RCA de 15 de dezembro de 2004, com revisões realizadas nas RCAs de 29 de agosto de 2007, 28 de setembro de 2011 e 16 de dezembro de 2021.

A Política de Negociação tem por objetivo propiciar uma negociação ordenada de Valores Mobiliários pelas pessoas vinculadas à Companhia, visando proporcionar transparência nas negociações desta natureza a todos os agentes de mercado com os quais a Companhia se relaciona.

A Política de Negociação aplica-se às Pessoas Vinculadas, a partir da data da publicação da ata de reunião do Conselho de Administração que delibera pela sua aprovação.

As vedações e obrigações de comunicação estabelecidas na Política de Negociação aplicam-se às negociações realizadas, dentro ou fora de mercados organizados, direta ou indiretamente pelas Pessoas Vinculadas, quer tais negociações se deem através de sociedade controlada, quer através de terceiros com quem for mantido contrato de fidúcia ou administração de carteira de valores mobiliários (ressalvados os casos de fundos de investimento que não sejam exclusivos, nem possam ter as decisões de negociação do administrador ou gestor influenciadas pelos cotistas).

A vedação à negociação de Valores Mobiliários da Companhia aplica-se, ainda, a quem tenha conhecimento de Ato ou Fato Relevante, em especial àqueles que tenham relação comercial, profissional ou de confiança com a Companhia, destacando-se os auditores independentes, analistas de Valores Mobiliários, consultores e instituições integrantes do sistema de distribuição de valores mobiliários. Ressalvadas eventuais alterações nos regulamentos aplicáveis e/ou a consolidação de entendimento diverso por parte da CVM e/ou das Bolsas de Valores, a presente Política de Negociação aplicar-se-á integralmente às operações de empréstimo com Ações que venham a ser realizadas por Pessoas Vinculadas, as quais deverão ser devidamente registradas em serviço de empréstimo de títulos provido pelas Bolsas de Valores, sendo vedada qualquer operação de empréstimo fora desse ambiente, salvo se expressamente autorizado pelo Diretor de Relações com Investidores (DRI) da Companhia.

A política pode ser consultada nos seguintes endereços: website de Relações com Investidores da Companhia ([www.cpfl.com.br/ri](http://www.cpfl.com.br/ri)) e websites da CVM ([www.cvm.gov.br](http://www.cvm.gov.br)) e B3 ([www.b3.com.br](http://www.b3.com.br)).

## 20. Política de negociação / 20.1 - Descrição - Pol. Negociação

<b>Períodos de vedação e descrição dos procedimentos de fiscalização</b>	<p>As Pessoas Vinculadas não poderão negociar Valores Mobiliários:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>(a) antes de decorridos 180 (cento e oitenta) dias contados a partir da data de sua respectiva aquisição em Bolsa de Valores;</li><li>(b) desde a ciência de informação relativa a Ato ou Fato Relevante até a Comunicação de Ato ou Fato Relevante ao mercado;</li><li>(c) no período de 15 (quinze) dias que anteceder a divulgação das informações trimestrais (ITR) e anuais (DFP) da Companhia e no próprio dia da divulgação, enquanto a informação não se tornar pública;</li><li>(d) somente em relação aos Acionistas Controladores, diretos ou indiretos, e aos Administradores, sempre que estiver em curso a aquisição ou a alienação de Ações pela própria Companhia, suas Subsidiárias, Afiliadas ou outra sociedade sob controle comum, ou se houver sido outorgada opção ou mandato para o mesmo fim;</li><li>(e) se houver intenção de promover incorporação, cisão total ou parcial, fusão, transformação ou reorganização societária envolvendo a Companhia;</li><li>(f) nos períodos determinados pela regulamentação emitida pela CVM;</li><li>(g) quando o DRI, independentemente de justificação ou da existência de Ato ou Fato Relevante, estipular períodos em que as Pessoas Vinculadas não possam negociar com Valores Mobiliários. Os termos e condições da presente Política de Negociação aplicam-se a negociações indiretas com Valores Mobiliários realizadas por Pessoas Vinculadas, seja por intermédio de sociedade controlada por uma ou mais Pessoas Vinculadas ou na qual tais pessoas detenham participação, seja por interposta pessoa, especialmente cônjuge, companheiro, ascendente, descendente e parentes colaterais até o segundo grau, com a qual tenha sido firmado ou estipulado contrato de fidúcia ou administração de carteira de valores mobiliários ou qualquer outra avença contratual, verbal ou escrita.</li></ul> <p>A Companhia não recebe ou formaliza Planos Individuais de Investimento.</p>
--	--

## 20. Política de negociação / 20.2 - Outras inf.relev - Pol. Negociação

### 20.2 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

#### *Informações adicionais ao item 20.1*

##### Disposições Gerais

Por deliberação do Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada no dia 15 de dezembro de 2004, a Companhia passou a adotar a Política de Negociação, a qual foi posteriormente atualizada em 29 de agosto de 2007, 28 de setembro de 2011 e 16 de dezembro de 2021. A Companhia comunicará formalmente os termos da Política de Negociação, com destaque para as alterações aprovadas pelo Conselho de Administração em 16 de dezembro de 2021, às Pessoas Vinculadas.

Quaisquer alterações, aditamentos ou modificações dos termos da Política de Negociação devem ser aprovadas pelo Conselho de Administração, reunido para deliberar sobre este fim, e comunicadas às Pessoas Vinculadas.

A Companhia manterá em sua sede a relação de Pessoas Vinculadas e respectivas qualificações, indicando cargo ou função, endereço e número de inscrição no Cadastro Nacional de Pessoas Jurídicas (CNPJ) ou no Cadastro de Pessoas Físicas (CPF), atualizando-a sempre que houver modificação.

A aprovação ou alteração da Política de Negociação será comunicada à CVM e às bolsas de valores, acompanhada de cópia da deliberação e do inteiro teor da Política de Negociação.

Quaisquer casos omissos na Política de Negociação devem ser apreciados pelo DRI e, quando for o caso, encaminhados para o Conselho de Administração para serem deliberados e aprovados.

##### Autorização para Negociação

Nos termos da Política de Negociação, as Pessoas Vinculadas poderão negociar valores mobiliários:

- (a) em todos os períodos nos quais não se apliquem as vedações descritas no item V da Política de Negociação, nos regimentos internos dos órgãos societários de que fizerem parte ou na regulamentação aplicável;
- (b) no caso de negociações com ações que estejam em tesouraria, através de negociação privada, vinculadas ao exercício de opção de compra, de acordo com plano de outorga de opção de compra de ações que porventura venha a ser aprovado em assembleia geral da Companhia, e no caso de eventuais recompras pela Companhia ou de opções de compra de ações vinculadas ao mesmo programa, ou quando se tratar de outorga de ações a administradores, empregados ou prestadores de serviços como parte de remuneração previamente aprovada em assembleia geral da Companhia, desde que observadas as vedações descritas no item V da Política de Negociação.

##### Responsabilidades

O DRI é o responsável pelo acompanhamento e execução da Política de Negociação, competindo-lhe o dever de informar às Pessoas Vinculadas e aos órgãos públicos competentes sobre os períodos de vedação a negociação de valores mobiliários.

## 20. Política de negociação / 20.2 - Outras inf.relev - Pol. Negociação

O DRI deverá fazer com que as Pessoas Vinculadas que sejam colaboradores da Companhia e de suas subsidiárias firmem o Termo de Adesão à Política de Negociação, conforme modelo constante do Anexo I da Política de Negociação, de forma a documentar a adesão aos seus termos.

As Pessoas Vinculadas que tenham acesso a informações privilegiadas têm o dever de guardar sigilo até a divulgação de tais informações por meio de comunicação de ato ou fato relevante feita pela Companhia nos termos da regulamentação aplicável, e de zelar para que seus subordinados hierárquicos e terceiros com quem mantenham contato que tenham tido acesso a informações privilegiadas também o façam.

As Pessoas Vinculadas deverão informar a espécie, a classe e a quantidade de valores mobiliários de que são titulares, bem como quaisquer alterações nessas posições. A comunicação deverá ser encaminhada ao DRI da Companhia, conforme modelo de formulário que constitui o Anexo II da Política de Negociação, (i) no primeiro dia útil após a investidura no cargo; e (ii) no prazo máximo de 5 dias após a realização de cada negócio.

Somente em relação aos acionistas controladores, aos administradores, aos membros do Conselho Fiscal e aos membros de quaisquer órgãos com funções técnicas ou consultivas criados por disposição estatutária, as informações recebidas, referidas no item anterior, deverão ser encaminhadas pelo DRI da Companhia à CVM e às bolsas de valores, de forma individual e consolidada por órgão, também conforme modelo de formulário que constitui o Anexo II da Política de Negociação, no prazo máximo de 10 dias após o último dia do mês em que se verificar alteração das posições detidas, indicando o saldo da posição no período.

Os acionistas controladores, diretos ou indiretos, e os demais acionistas que elegerem membros do Conselho de Administração ou do Conselho Fiscal da Companhia, bem como qualquer pessoa natural ou jurídica, ou grupo de pessoas, agindo em conjunto ou representando um mesmo interesse, que realizarem negociações relevantes, deverão apresentar à Companhia, comunicar à CVM e divulgar ao mercado quaisquer aquisições ou alienações de participação acionária relevante, conforme modelo de formulário que constitui o Anexo III da Política de Negociação.

As ações objeto de empréstimo devem ser consideradas no cálculo do aumento ou redução de participação acionária relevante para fins do disposto no item anterior.

Nos casos em que a aquisição resulte ou que tenha sido efetuada com o objetivo de alterar a composição do controle ou a estrutura administrativa da Companhia, bem como nos casos em que a aquisição gere a obrigação de realização de oferta pública, nos termos da Resolução da CVM nº 85, de 31 de março de 2022, o adquirente deve, ainda, promover a divulgação, no mínimo, pelos mesmos canais de comunicação habitualmente adotados pela Companhia, de aviso contendo as informações previstas no modelo de formulário que constitui o Anexo III da Política de Negociação.

## 21. Política de divulgação / 21.1 - Normas, regimentos ou procedimentos

### **21. Política de divulgação de informações**

#### **21.1. Descrever normas, regimentos ou procedimentos internos adotados pelo emissor para assegurar que as informações a serem divulgadas publicamente sejam recolhidas, processadas e relatadas de maneira precisa e tempestiva.**

A Política de Divulgação de Ato e Fato Relevante da Companhia foi aprovada na reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 24 de setembro de 2014 ("Política de Divulgação"). A Política de Divulgação, além de estar em conformidade com a Resolução da CVM nº 44, de 23 de agosto de 2021 ("Resolução CVM 44"), está alinhada com as melhores práticas e com os princípios de governança corporativa, dos quais se destacam transparência (*disclosure*), equidade, prestação de contas (*accountability*) e responsabilidade corporativa.

Além da Política de Divulgação, foi observada a legislação e as normas específicas da CVM em vigor, em especial a Lei das S.A., a Resolução CVM 44 e a Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, que disciplinam, entre outras matérias, as regras a respeito da divulgação e do uso de informações sobre os atos ou fatos relevantes.

Adicionalmente, a Companhia possui um Comitê de Divulgação, cujo objetivo é garantir o cumprimento dos procedimentos para a divulgação de informações públicas e os controles internos dos processos de divulgação e de elaboração das informações a serem disponibilizadas pela Companhia às bolsas de valores nas quais as ações da Companhia estejam listadas.

A Política de Divulgação da Companhia encontra-se disponível para consulta no site da CVM (<http://sistemas.cvm.gov.br>), bem como no site de Relações com Investidores da Companhia ([www.cpfl.com.br/ri](http://www.cpfl.com.br/ri)).

## 21. Política de divulgação / 21.2 - Descrição - Pol. Divulgação

**21.2 Descrever a política de divulgação de ato ou fato relevante adotada pelo emissor, indicando o canal ou canais de comunicação utilizado(s) para disseminar informações sobre atos e fatos relevantes e os procedimentos relativos à manutenção de sigilo acerca de informações relevantes não divulgadas e os locais onde a política pode ser consultada.**

A CPFL Energia possui uma política de divulgação de ato ou fato relevante ou sobre os procedimentos relativos à manutenção de sigilo acerca de ato ou fato relevante ainda não divulgado ao mercado, em conformidade com a Resolução CVM nº 44/2021, que foi aprovada por seu Conselho de Administração em 24 de setembro de 2014.

A Política de Divulgação de Ato ou Fato Relevante da Companhia aplica-se a: (i) a própria CPFL Energia; (ii) acionistas controladores, diretos ou indiretos; (iii) diretores estatutários; (iv) membros do conselho de administração; (v) membros do conselho fiscal; (vi) membros de quaisquer órgãos com funções técnicas ou consultivas, criados por disposição estatutária; (vii) quem quer que, em virtude de seu cargo, função ou posição na companhia aberta, sua controladora, suas controladas ou coligadas, tenha conhecimento da informação relativa ao ato ou fato relevante; (viii) quem quer que tenha conhecimento de informação referente a ato ou fato relevante, sabendo que se trata de informação ainda não divulgada ao mercado, em especial àqueles que tenham relação comercial, profissional ou de confiança com a CPFL Energia, tais como auditores independentes, analistas de mercado, consultores e peritos; (ix) administradores que se afastarem da administração da CPFL Energia antes da divulgação pública de negócio ou fato iniciado durante seu período de gestão.

De acordo com esta política para divulgação de ato ou fato relevante, considera-se relevante qualquer decisão de acionista controlador, deliberação da assembleia geral ou dos órgãos de administração da CPFL Energia ou de suas sociedades direta ou indiretamente controladas, ou qualquer outro ato ou fato de caráter político-administrativo, técnico, negocial ou econômico-financeiro ocorrido ou relacionado aos seus negócios que possa influir de modo ponderável:

- (i) na cotação dos valores mobiliários de emissão da CPFL Energia ou a eles referenciados;
- (ii) na decisão dos investidores de comprar, vender ou manter aqueles valores mobiliários;
- (iii) na decisão dos investidores de exercer quaisquer direitos inerentes à condição de titular de valores mobiliários emitidos pela CPFL Energia ou a eles referenciados.

Como exemplos de atos ou fatos potencialmente relevantes, podem ser citados (i) a assinatura de acordo ou contrato de transferência do controle acionário da companhia, ainda que sob condição suspensiva ou resolutiva; (ii) mudança no controle da companhia, inclusive através de celebração, alteração ou rescisão de Acordo de Acionistas; (iii) celebração, alteração ou rescisão de acordo de acionistas em que a companhia seja parte ou interveniente, ou que tenha sido averbado no livro próprio da companhia; (iv) incorporação, fusão ou cisão envolvendo a Companhia ou empresas ligadas; entre outros.

Cumpra ao Diretor de Relações com Investidores (DRI) da CPFL Energia enviar à CVM, por meio de sistema eletrônico disponível na página da CVM na rede mundial de computadores, e à B3, qualquer ato ou fato relevante ocorrido ou relacionado aos negócios da CPFL Energia, bem como zelar por sua ampla e imediata disseminação, simultaneamente em todos os mercados em que tais valores mobiliários sejam admitidos à negociação.

Os acionistas controladores, diretores estatutários, membros do conselho de administração, do conselho fiscal e de quaisquer órgãos com funções técnicas ou consultivas, criados por disposição estatutária, que tenham firmado o termo de adesão à esta política, deverão comunicar expressamente, por escrito, qualquer ato ou fato relevante de que tenham conhecimento ao DRI, que promoverá sua divulgação.

De acordo com a política da Companhia, também cumpre ao DRI fazer com que a divulgação de ato ou fato relevante preceda ou seja feita simultaneamente à veiculação da informação ao mercado por

## 21. Política de divulgação / 21.2 - Descrição - Pol. Divulgação

qualquer meio de comunicação, inclusive informação à imprensa, ou em reuniões de entidades de classe, investidores, analistas ou com público selecionado, no país ou no exterior.

A divulgação deverá se dar por meio de, no mínimo, um dos canais de comunicação: (i) jornais de grande circulação utilizados habitualmente pela CPFL Energia ou (ii) pelo menos um portal de notícias com página na rede mundial de computadores, que disponibilize, em seção disponível para acesso gratuito, a informação em sua integralidade. A divulgação de ato ou fato relevante realizada na forma prevista no item (i) anterior pode ser feita de forma resumida, com indicação dos endereços na rede mundial de computadores onde a informação completa deve estar disponível a todos os investidores, em teor idêntico àquele remetido à CVM. A divulgação e a comunicação de ato ou fato relevante, inclusive da informação resumida referida anteriormente, devem ser feitas de modo claro e preciso, em linguagem acessível ao público investidor.

A divulgação de ato ou fato relevante deverá ocorrer, sempre que possível, antes do início ou após o encerramento dos negócios na B3.

A política da Companhia prevê a hipótese de que atos ou fatos relevantes podem, excepcionalmente, deixar de ser divulgados se os acionistas controladores ou os administradores entenderem que sua revelação porá em risco interesse legítimo da Companhia. Neste sentido, cumpre aos acionistas controladores, diretores estatutários, membros do conselho de administração, do conselho fiscal e de quaisquer órgãos com funções técnicas ou consultivas, criados por disposição estatutária, e empregados ou colaboradores da Companhia, guardar sigilo das informações relativas a ato ou fato relevante às quais tenham acesso privilegiado em razão do cargo ou posição que ocupam, até sua divulgação ao mercado, bem como zelar para que subordinados e terceiros de sua confiança também o façam, respondendo solidariamente com estes na hipótese de descumprimento.

Na hipótese de a informação mantida sob sigilo escapar ao controle ou se ocorrer oscilação atípica na cotação, preço ou quantidade negociados dos valores mobiliários da Companhia ou a eles referenciados, os administradores deverão, diretamente ou através do DRI, divulgar imediatamente ao mercado tal ato ou fato relevante.

A não observância da política de divulgação poderá configurar transgressão às disposições previstas na Resolução CVM nº 44/2021 e na Lei nº 6.385/1976, podendo sujeitar o infrator às penas de: (i) advertência; (ii) suspensão do exercício do cargo; e (iii) inabilitação temporária até o máximo de 20 anos, para o exercício do cargo.

A Política de Divulgação de Ato ou Fato Relevante da Companhia pode ser consultada no site [www.cpfl.com.br/ri](http://www.cpfl.com.br/ri).

## 21. Política de divulgação / 21.3 - Responsáveis pela política

### **21.3 Informar os administradores responsáveis pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações.**

O Diretor de Relações com Investidores (DRI), função esta que é exercida pelo Diretor Vice-presidente Financeiro, é o responsável pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da Política de Divulgação de Ato ou Fato Relevante.

Complementarmente, a Companhia possui um Comitê de Divulgação de Informações Públicas, que é um órgão consultivo interno, de caráter não permanente. O Comitê foi criado em 17 de dezembro de 2004 (com a aprovação em Reunião de Diretoria da Companhia), tendo sua primeira reunião ocorrido em 21 de dezembro de 2004. O objetivo do Comitê é garantir o cumprimento dos procedimentos para a divulgação de informações públicas e os controles internos dos processos de divulgação e de elaboração das informações a serem disponibilizadas pela Companhia às Bolsas de Valores nas quais as ações da Companhia estejam listadas.

O Comitê de Divulgação é composto pelo Diretor Presidente, pelos Diretores Vice-presidentes, pelos Diretores não estatutários, pelos Assessores da Diretoria Executiva e Gerentes de Departamento indicados pelo Presidente do Comitê, que exercem seus cargos por prazo indeterminado.

O Comitê de Divulgação tem um Presidente, um Vice-Presidente e um Secretário-Geral eleitos pelo voto da maioria de seus integrantes na primeira reunião que ocorrer após a sua constituição.

O Presidente do Comitê será substituído, nos seus impedimentos temporários, pelo Vice-Presidente ou, na falta deste, por outro membro do Comitê por ele indicado e, não havendo indicação, por escolha dos demais membros do Comitê.

No caso de vaga do cargo de Presidente, assumirá o Vice-Presidente, que permanecerá no cargo até que o Comitê eleja seu substituto.

## 21. Política de divulgação / 21.4 - Outras inf.relev - Pol. Divulgação

### **21.4 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes**

Não há outras informações sobre políticas de divulgação que a Companhia julgue relevantes que não tenham sido divulgadas nos itens anteriores deste Formulário de Referência.