

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	13
3.6 - Dividendos-Lucros Retidos/Reservas	14
3.7 - Nível de endividamento	15
3.8 - Obrigações	16
3.9 - Outras inf. relev. - Inf. Financeiras	17

4. Fatores de risco

4.1 - Descrição - Fatores de Risco	18
4.2 - Descrição - Riscos de Mercado	46
4.3 - Processos não sigilosos relevantes	48
4.4 - Processos não sigilosos – Adm/Contr/Invest	61
4.5 - Processos sigilosos relevantes	63
4.6 - Processos repetitivos ou conexos	64
4.7 - Outras contingências relevantes	66
4.8 - Regras-país origem/país custodiante	67

5. Gerenciamento de riscos e controles internos

5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos	68
5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado	71
5.3 - Descrição - Controles Internos	74
5.4 - Programa de Integridade	75

Índice

5.5 - Alterações significativas	79
5.6 - Outras inf. relev. - Gerenciamento de riscos e controles internos	80
6. Histórico do emissor	
6.1 / 2 / 4 - Constituição / Prazo / Registro CVM	81
6.3 - Breve histórico	82
6.5 - Pedido de falência ou de recuperação	89
6.6 - Outras inf. relev. - Histórico	90
7. Atividades do emissor	
7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas	91
7.1.a - Infs. de sociedade de economia mista	100
7.2 - Inf. sobre segmentos operacionais	101
7.3 - Produção/comercialização/mercados	102
7.4 - Principais clientes	103
7.5 - Efeitos da regulação estatal	104
7.6 - Receitas relevantes no exterior	105
7.7 - Efeitos da regulação estrangeira	106
7.8 - Políticas socioambientais	107
7.9 - Outras inf. relev. - Atividades	109
8. Negócios extraordinários	
8.1 - Aquisição/alienação ativo relevante	132
8.2 - Alterações na condução de negócios	133
8.3 - Contratos relevantes	134
8.4 - Outras inf. Relev. - Negócios extraord.	135
9. Ativos relevantes	
9.1 - Outros bens relev. ativo não circulante	136
9.1.a - Ativos imobilizados	137
9.1.b - Ativos Intangíveis	138
9.1.c - Participação em sociedades	139
9.2 - Outras inf. relev. - Ativos Relev.	140
10. Comentários dos diretores	
10.1 - Condições financeiras/patrimoniais	141
10.2 - Resultado operacional e financeiro	167

Índice

10.3 - Efeitos relevantes nas DFs	172
10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases	173
10.5 - Políticas contábeis críticas	175
10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs	176
10.7 - Coment. s/itens não evidenciados	177
10.8 - Plano de Negócios	178
10.9 - Outros fatores com influência relevante	180
11. Projeções	
11.1 - Projeções divulgadas e premissas	181
11.2 - Acompanhamento das projeções	182
12. Assembléia e administração	
12.1 - Estrutura administrativa	183
12.2 - Regras, políticas e práticas em assembleias	185
12.3 - Regras, políticas e práticas do CA	186
12.4 - Cláusula compromissória - resolução de conflitos	187
12.5/6 - Composição e experiência prof. da adm. e do CF	188
12.7/8 - Composição dos comitês	193
12.9 - Relações familiares	194
12.10 - Relações de subord., prest. serviço ou controle	195
12.11 - Acordos /Seguros de administradores	196
12.12 - Outras inf. relev. - Assemb. e Adm	197
13. Remuneração dos administradores	
13.1 - Política/prática de remuneração	198
13.2 - Remuneração total por órgão	200
13.3 - Remuneração variável	204
13.4 - Plano de remuneração baseado em ações	205
13.5 - Remuneração baseada em ações	207
13.6 - Opções em aberto	208
13.7 - Opções exercidas e ações entregues	209
13.8 - Precificação das ações/opções	210
13.9 - Participações detidas por órgão	211

Índice

13.10 - Planos de previdência	212
13.11 - Remuneração máx, mín e média	213
13.12 - Mecanismos remuneração/indenização	214
13.13 - Percentual partes relacionadas na rem.	215
13.14 - Remuneração - outras funções	216
13.15 - Rem. reconhecida - controlador/controlada	217
13.16 - Outras inf. relev. - Remuneração	219
14. Recursos humanos	
14.1 - Descrição dos recursos humanos	220
14.2 - Alterações relevantes-Rec. humanos	221
14.3 - Política remuneração dos empregados	222
14.4 - Relações emissor / sindicatos	223
14.5 - Outras informações relevantes - Recursos humanos	224
15. Controle e grupo econômico	
15.1 / 2 - Posição acionária	225
15.3 - Distribuição de capital	236
15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico	237
15.5 - Acordo de Acionistas	245
15.6 - Alterações rel. particip. - controle e Adm	246
15.7 - Principais operações societárias	247
15.8 - Outras informações relevantes - Controle e grupo econômico	251
16. Transações partes relacionadas	
16.1 - Regras, políticas e práticas - Part. Rel.	252
16.2 - Transações com partes relacionadas	253
16.3 - Tratamento de conflitos/Comutatividade	267
16.4 - Outras informações relevantes - Transações com partes relacionadas	269
17. Capital social	
17.1 - Informações - Capital social	270
17.2 - Aumentos do capital social	271
17.3 - Desdobramento, grupamento e bonificação	272
17.4 - Redução do capital social	273
17.5 - Outras inf. relevantes-Capital social	274

Índice

18. Valores mobiliários

18.1 - Direitos das ações	275
18.2 - Regras estatutárias que limitem direito de voto	276
18.3 - Suspensão de direitos patrim./políticos	277
18.4 - Volume/cotação de valores mobiliários	278
18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil	279
18.5.a - Número de Titulares de Valores Mobiliários	281
18.6 - Mercados de negociação no Brasil	282
18.7 - Negociação em mercados estrangeiros	283
18.8 - Títulos emitidos no exterior	284
18.9 - Ofertas públicas de distribuição	285
18.10 - Destinação de recursos de ofertas públicas	286
18.11 - Ofertas públicas de aquisição	287
18.12 - Outras inf. Relev. - Val. Mobiliários	288

19. Planos de recompra/tesouraria

19.1 - Descrição - planos de recompra	298
19.2 - Movimentação v.m. em tesouraria	299
19.3 - Outras inf. relev. - recompra/tesouraria	300

20. Política de negociação

20.1 - Descrição - Pol. Negociação	301
20.2 - Outras inf.relev - Pol. Negociação	302

21. Política de divulgação

21.1 - Normas, regimentos ou procedimentos	303
21.2 - Descrição - Pol. Divulgação	304
21.3 - Responsáveis pela política	305
21.4 - Outras inf.relev - Pol. Divulgação	306

1. Responsáveis pelo formulário / 1.0 - Identificação

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário

Xinjian Chen

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:

XINJIAN CHEN, chinês, casado, administrador, portador da cédula de identidade de estrangeiros RNM nº G371933-C, inscrito no CPF/ME sob o nº 239.885.728-02, com escritório localizado na Rua Jorge de Figueiredo Corrêa, nº 1.632, Jd. Prof. Tarcília, CEP 13087-397, Campinas, Estado de São Paulo, Brasil na qualidade de Diretor Presidente da CPFL Energias Renováveis S.A. ("Companhia") atesta 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 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.

Xinjian Chen
Diretor Presidente

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

1.1 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 RG 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 Financeiro e de Relações com Investidores da CPFL Energias Renováveis S.A. ("Companhia") atesta 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 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
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

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

Possui auditor?	SIM
Código CVM	471-5
Tipo auditor	Nacional
Nome/Razão social	Ernst & Young Auditores Independentes S/S
CPF/CNPJ	61.366.936/0001-25
Data Início	10/03/2020
Descrição do serviço contratado	Auditoria geral das demonstrações financeiras, individuais e consolidadas preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil (BRGAAP) e Normas Internacionais de Relatórios Financeiros (IFRS), relativas aos exercícios a findos em 31 de dezembro de 2020 e 2021, bem como emissão de Relatório sobre Revisão de Informações Trimestrais, de acordo com as normas brasileiras e internacionais de revisão de informações intermediárias (NBC TR 2410. Os demais serviços prestados pela KPMG e sua remuneração referente ao último exercício social estão descritos na seção 2.3 deste Formulário de Referência.
Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço	O montante total da remuneração dos auditores independentes foi de R\$ 1.271 mil relativos aos serviços de exame das demonstrações financeiras para o exercício findo em 31/12/2021 e R\$ 84 mil referentes a outros serviços.
Justificativa da substituição	Não aplicável.
Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa do emissor	Não aplicável.

Nome responsável técnico		CPF	Endereço
Jose Antonio de Andrade Navarrete	10/03/2020	120.817.178-08	Av. José de Souza Campos, 900, Edifício Trade Tower, Andar 1, Nova Campinas, Campinas, SP, Brasil, CEP 13025-320, Telefone (19) 33220553, Fax (11) 33220553, e-mail: jose.a.navarrete@br.ey.com

Possui auditor?	SIM
Código CVM	287-9
Tipo auditor	Nacional
Nome/Razão social	PRICEWATERHOUSECOOPERS AUDITORES INDEPENDENTES
CPF/CNPJ	61.562.112/0001-20
Data Início	01/04/2022
Descrição do serviço contratado	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.
Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço	Não houve pagamentos aos auditores relacionados a tais serviços em 2020 e 2021.
Justificativa da substituição	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 Renováveis, em 03 de dezembro 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 Ernst & Young Auditores Independentes, que se encerram com o exercício de 2021.
Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa do emissor	Não aplicável.

Nome responsável técnico		CPF	Endereço
Adriano Formosinho Correia	01/01/2022	782.785.625-04	

2. Auditores independentes / 2.3 - Outras inf. relev. - Auditores

2.3 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

A Ernst & Young Auditores Independentes S.S. ("EY") foi contratada pela CPFL Renováveis para a prestação de serviços de auditoria externa relacionados aos exames das demonstrações financeiras da Companhia. Em atendimento à Instrução CVM nº 381/03, informamos que a EY prestou, em 2021, serviços não relacionados à auditoria externa cujos honorários agregados foram superiores a 7% do total de honorários recebidos pelo serviço de auditoria contábil (societária e regulatória). Referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021, a EY prestou, além dos serviços de auditoria das demonstrações financeiras societárias e regulatórias, e de revisão das informações intermediárias, os seguintes serviços:

Natureza	Contratação	Duração
Asseguração de <i>covenants</i> financeiros	10/03/2020	Exercício de 2021
Serviços de <i>compliance</i> tributário - Escrituração Contábil-Fiscal (ECF)	10/03/2020	Exercício de 2021

Contratamos um total de R\$ 84 mil referentes aos serviços descritos acima, o que equivale a aproximadamente 7,7% dos honorários de auditoria externa das demonstrações financeiras societárias e regulatórias, e de revisão das informações intermediárias referentes ao exercício social de 2021 da Companhia.

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

Conforme previsto pela Instrução CVM nº 381/03, a EY declarou à Administração que, em razão do escopo e dos processos executados, a prestação dos serviços supramencionados não afeta a independência e a objetividade necessárias ao desempenho dos serviços de auditoria externa.

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

(Reais Unidade)	Exercício social (31/12/2021)	Exercício social (31/12/2020)	Exercício social (31/12/2019)
Patrimônio Líquido	0,00	14.235.778,00	13.283.238,00
Ativo Total	0,00	49.106.884,00	44.078.293,00
Rec. Liq./Rec. Intermed. Fin./Prem. Seg. Ganhos	0,00	30.898.458,00	29.932.474,00
Resultado Bruto	0,00	6.921.088,00	6.577.583,00
Resultado Líquido	0,00	3.706.986,00	2.748.297,00

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

Os montantes de EBITDA (LAJIDA), observando os preceitos da Instrução CVM nº 527, de 4 de outubro de 2012 ("Instrução CVM 527/12"), foram R\$ 2.432.032, R\$ 1.463.807 e R\$ 1.203.532 nos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019, respectivamente.

O Endividamento Total representa a soma das dívidas financeiras da Companhia (empréstimos e financiamentos e debêntures), e apresentou o valor total de R\$ 2.588.879, R\$ 2.087.7669 e R\$ 5.004.706 em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019, respectivamente. 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, e apresentou o valor total de R\$ 2.499.291, R\$ 1.760.779 e R\$ 4.592.127 em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019, respectivamente. A Companhia possui *swap* com a finalidade de converter variação cambial em variação de taxa de juros.

b) b) fazer as conciliações entre os valores divulgados e os valores das demonstrações financeiras anuais auditadas e as informações contábeis intermediárias revisadas;

CONSOLIDADO (em milhares de reais)	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
	2021	2020	2019
Lucro líquido contábil	1.485.418	806.006	107.024
Impostos sobre o lucro	33.480	(241.763)	47.152
Resultado financeiro	242.047	300.404	403.634
Depreciação e amortização	671.087	599.161	645.722
EBITDA	2.432.032	1.463.808	1.203.532

CONSOLIDADO (em milhares de reais)	Saldo em 31 de dezembro de		
	2021	2020	2019
Empréstimos e financiamentos	885.627	958.150	3.301.454
Debêntures	1.169.000	1.129.619	1.703.252
Endividamento bruto	2.054.627	2.087.769	5.004.706
Caixa e Equivalentes de Caixa	(89.588)	(326.991)	(412.579)
Endividamento líquido	1.965.039	1.760.778	4.592.127

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.

O *Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization* ("EBITDA") 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

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

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 CVM 527/12.

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.

A Administração da Companhia entende que é importante apresentar a medição não contábil de Endividamento Bruto e Endividamento Líquido, pois tanto os saldos de debêntures, como os de empréstimos e financiamentos constituem-se de dívidas financeiras, com características semelhantes entre si. 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.

O endividamento bruto é o resultado da soma de empréstimos e financiamentos com as debêntures. O endividamento líquido é o endividamento bruto reduzido de caixa e equivalentes de caixa.

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.
--

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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
a) Regras sobre retenção de lucros	Nos termos do parágrafo segundo do artigo 27 do estatuto social da Companhia, o lucro líquido do exercício terá obrigatoriamente a seguinte destinação: (a) 5% para a formação da reserva legal, até atingir 20% do capital social subscrito; (b) pagamento de dividendo obrigatório, observado o disposto no artigo 28 do estatuto social da Companhia; e (c) o lucro remanescente, ressalvada deliberação em contrário da Assembleia Geral, será destinado à formação de reserva de reforço de capital de giro, não podendo esta reserva ultrapassar o menor entre os seguintes valores: (i) 80% do capital social; ou (ii) o valor que, somado aos saldos das demais reservas de lucros, excetuadas a reserva de lucros a realizar e a reserva para contingências, não ultrapasse 100% do capital social da Companhia.		
a.i) Valores das Retenções de Lucros	R\$ 73.160 O valor é referente a retenção da Reserva Legal.	R\$ 39.625 O valor acima é referente a retenção da Reserva Legal apenas, a alocação do resultado ainda foi aprovada na AGOE 12 de abril de 2021)	R\$ 100.311 (Na AGO de 25 de junho 2020, o montante de R\$22.949 declarado a título de dividendo mínimo obrigatório foi retido pelos acionistas na forma de Reservas de Lucros a Realizar)
a.ii) Percentuais em relação aos lucros totais declarados	5,00%	4,06%	100,00%
b) Regras sobre distribuição de dividendos	<p>A Companhia distribuirá como dividendo, em cada exercício social, no mínimo 25% do lucro líquido do exercício, ajustado nos termos do artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações.</p> <p>Por deliberação do Conselho de Administração, o dividendo obrigatório poderá ser pago antecipadamente, no curso do exercício e até a Assembleia Geral Ordinária que determinar o respectivo montante. O valor do dividendo antecipado será compensado com o do dividendo obrigatório do exercício. A Assembleia Geral Ordinária determinará o pagamento do saldo do dividendo obrigatório que houver.</p> <p>A Companhia poderá levantar balanço semestral em 30 de junho de cada ano e poderá, por determinação do Conselho de Administração, levantar balanços em períodos menores.</p> <p>O Conselho de Administração poderá declarar dividendos intermediários, à conta de lucros apurados no balanço semestral e, observadas as disposições legais, à conta de lucros apurados em balanço relativo a período menor que o semestre, ou à conta de lucros acumulados ou reservas de lucros existentes no último balanço anual ou semestral.</p> <p>Os dividendos, salvo deliberação em contrário da Assembleia Geral, serão pagos no prazo máximo de 60 (sessenta) dias contados da data da deliberação de sua distribuição e, em qualquer caso, dentro do exercício social.</p> <p>Nos exercícios em que for pago o dividendo mínimo obrigatório, a Assembleia Geral poderá atribuir ao Conselho de Administração e à Diretoria participação nos lucros, respeitados os limites do parágrafo 1º do artigo 152 da Lei das Sociedades por Ações, cabendo ao Conselho de Administração definir a respectiva distribuição.</p> <p>Os dividendos declarados não renderão juros nem serão corrigidos monetariamente e, se não forem reclamados no prazo de três anos, contado do início do seu pagamento, prescreverão em favor da Companhia.</p>		
c) Periodicidade das distribuições de dividendos	Anual. Entretanto, de acordo com o parágrafo primeiro do artigo 30 do Estatuto Social da Companhia, o Conselho de Administração poderá declarar dividendos intermediários à conta de lucros apurados no balanço semestral e, observadas as disposições legais, à conta de lucros apurados em balanço relativo a período menor que o semestre, ou à conta de lucros acumulados ou reservas de lucros existentes no último balanço anual ou semestral.		
d) Eventuais restrições à distribuição de dividendos impostas por	<p>A Lei das Sociedades por Ações permite que a Companhia suspenda a distribuição do dividendo obrigatório caso o seu Conselho de Administração informe à Assembleia Geral que a distribuição é incompatível com a condição financeira da Companhia.</p> <p>Adicionalmente, há restrições ao pagamento de dividendos pela Companhia, caso esteja inadimplente com as suas obrigações pecuniárias descritas:</p>		

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

legislação ou regulamentação especial aplicável ao emissor, assim como contratos, decisões judiciais, administrati-vas ou arbitrais	Para o exercício de 2021: (i) nas Escrituras de Debêntures da 7ª e a 9ª emissões da Companhia. Para o exercício de 2020: (i) nas Escrituras de Debêntures da 7ª e a 9ª emissões da Companhia. Para o exercício de 2019: (i) nas Escrituras de Debêntures da 1ª, 7ª, 8ª e 9ª emissões da Companhia.
e) Se o emissor possui uma política de destinação de resultados formalmente aprovada, informando órgão responsável pela aprovação, data da aprovação e, caso o emissor divulgue a política, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado	A Companhia não possui uma política de destinação de resultados formalmente aprovada.

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

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, o item 3.1 é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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

3.6 Informar se, nos 3 últimos exercícios sociais, foram declarados dividendos à conta de lucros retidos ou reservas constituídas em exercícios sociais anteriores.

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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

Exercício Social	Soma do Passivo Circulante e Não Circulante	Tipo de índice	Índice de endividamento	Descrição e motivo da utilização de outro índice
31/12/2021	6.035.342,00	Índice de Endividamento	1,03380000	

3. Informações financ. selecionadas / 3.8 - Obrigações

Exercício social (31/12/2021)							
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
Financiamento	Garantia Real		122.319.000,00	175.752.020,78	111.014.198,83	322.195.665,97	731.280.885,58
Empréstimo	Quirografárias		103.000,00	102.828.495,74	51.414.247,93	0,00	154.345.743,67
Títulos de dívida	Quirografárias		810.993.000,00	357.514.133,90	0,00	0,00	1.168.507.133,90
Total			933.415.000,00	636.094.650,42	162.428.446,76	322.195.665,97	2.054.133.763,15
Observação							

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

3.9 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

Informações complementares ao item 3.8

- (i) Empréstimos quirografária referem-se essencialmente a montantes apresentados como Mensuradas ao Valor Justo referente a empréstimos bancários em moeda estrangeira na modalidade Lei 4.131 na nota explicativa nº 15 das Demonstrações Financeiras da Companhia para o exercício findo em 31 de dezembro de 2021;
- (ii) Financiamentos com garantia quirografária referem-se essencialmente a montantes apresentados como Mensuradas ao Custo, linhas de crédito de FINEP na nota explicativa nº 15 das Demonstrações Financeiras da Companhia para o exercício findo em 31 de dezembro de 2021;
- (iii) Financiamentos com garantia real referem-se essencialmente a montantes apresentados como Mensuradas ao Custo, linhas de crédito de FINEM e CCB, e custos com captação, na nota explicativa nº 15 das Demonstrações Financeiras da Companhia para o exercício findo em 31 de dezembro de 2021;
- (iv) Títulos de dívida com garantias real e quirografária referem-se essencialmente aos montantes apresentados como Debêntures na nota explicativa nº 16 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 Renováveis 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;

As operações e projetos de investimento da Companhia podem apresentar prejuízos ou fluxos de caixa negativos por um período indeterminado.

Em 2021, a receita líquida atingiu R\$ 3.426 milhões, aumento de 56% em comparação com 2020 (R\$ 2.199 milhões). Essa variação é explicada principalmente pelos seguintes fatores:

- (i) Aumento de R\$ 912,6 milhões na receita proveniente de fontes hídricas, isso se deve majoritariamente ao impacto em todo o ano de 2021 à inclusão das receitas referentes a reestruturação do negócio, anuída pela Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL") em 22 de setembro de 2020, que dentre outras mudanças trouxe para a renováveis os ativos das hidrelétricas Macaco Branco e Rio do Peixe, bem como Participação na Usina Serra da Mesa;
- (ii) Aumento de R\$ 357 milhões na receita das eólica, embora não tenha havido uma variação significativa de aumento de geração, foram impactados pelo reajuste dos contratos de venda pelo IPCA e impactos positivos com base na sazonalização das usinas que venderam energia no ACL e início das operações do complexo Gameleiras;

Em 2021, o EBITDA totalizou R\$ 2.432 milhões, representando um aumento de 66,1% em relação ao de 2020 (R\$ 968 milhões); devido ao aumento de 55,8% (R\$ 1.228 milhões) na receita líquida. Este resultado foi parcialmente compensado pela redução de 78,7% (R\$ 36 milhões) na equivalência patrimonial e pelos seguintes aumentos: (i) de 41,2% (R\$ 140 milhões) no custo com energia elétrica e encargos; e (ii) de 19,0% (R\$ 84 milhões) no PMSO (despesas com Pessoal, Material, Serviços de

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

Terceiros, Outros Custos/Despesas Operacionais e Entidade de Previdência Privada). decorrente aumento no PMSO deve-se aos seguintes fatores:

- ✓ Aumento de 11,1% (R\$ 12 milhões) nas despesas com Pessoal;
- ✓ Redução de 1,9% (R\$ 0,6 milhão) nas despesas com Material;
- ✓ Aumento de 8,6% (R\$ 16 milhões) nas despesas com Serviços de Terceiros;
- ✓ Aumento de 47,1% (R\$ 53 milhões) em Outros Custos/Despesas Operacionais;
- ✓ Aumento de 243,5% (R\$ 3 milhões) em Entidade de Previdência Privada.;

Ao longo desses últimos anos, a Companhia realizou desembolsos significativos em investimentos: (i) na construção de projetos; (ii) no desenvolvimento do portfólio de ativos; e (iii) na instalação de sua infraestrutura operacional.

A CPFL Renováveis prevê incorrer em expressivos investimentos de capital e, conseqüentemente, em expressivos desembolsos ao longo de vários anos em razão das atividades planejadas pela Companhia. Dessa forma, pode-se não alcançar a rentabilidade prevista no plano de negócios ou fluxo de caixa positivo da Companhia, o que pode impedir a Companhia de pagar dividendos ou saldar as demais obrigações tempestivamente, comprometendo seus resultados.

A Companhia pode não ser capaz de realizar a construção, implantação, operação e aquisição de projetos a preços e em condições previstos inicialmente em sua estratégia de negócios, o que pode ter um efeito adverso sobre seu crescimento e sobre seus resultados.

O crescimento da receita depende significativamente da capacidade da Companhia de alocar capital eficientemente e de desenvolver e explorar os empreendimentos, ou seja, prospecção, construção, implementação, aquisição e operação, bem como de adquirir e renovar suas autorizações de forma a fornecer um retorno de capital eficaz para seus acionistas.

Na fase de construção e implementação, pode-se não ser capaz de concluir o projeto de determinados empreendimentos dentro do cronograma ou do orçamento inicialmente estimado devido à uma série de fatores, incluindo, mas não se limitando a: (i) fenômenos naturais, condições ambientais e condições geológicas adversas; (ii) incapacidade e demora na obtenção da posse, aquisição ou arrendamentos das terras necessárias à implantação dos projetos e em cumprimento com as leis imobiliárias brasileiras, bem como manutenção do direito de passagem nos imóveis; (iii) atrasos na obtenção de todas as licenças, autorizações e aprovações por parte dos órgãos reguladores, incluindo as licenças ambientais, cujas condicionantes podem impactar nos projetos elevando significativamente os prazos e valores inicialmente estimados para a instalação de um empreendimento; (iv) falhas nos serviços necessários, incluindo imprevistos de engenharia que podem levar a construções fora dos padrões aceitáveis, levando a riscos de acidentes e impondo custos adicionais para adequação das construções; (v) disputas com empreiteiros e subempreiteiros, bem como atrasos na aquisição de equipamentos e incapacidade de desenvolver infraestrutura no local; (vi) dificuldades na integração de novos administradores e colaboradores na organização, bem como na obtenção de mão de obra qualificada em tempo hábil e de modo eficaz; (vii) disputas trabalhistas; (viii) mudanças nas condições de mercado; (ix) atrasos na obtenção de capital de giro adequado ou de outra modalidade de financiamento para completar construções e para iniciar as operações de projetos; (x) necessidade de atualizar sistemas de contabilidade, informações administrativas e recursos humanos; (xi) outros problemas e circunstâncias que podem resultar no aumento dos investimentos para construção e implementação dos projetos; (xii) dificuldades para obter imóveis para a instalação dos projetos; e (xiii) dificuldades no desenvolvimento de projetos competitivos e de qualidade.

Já a operação das instalações da Companhia envolve diversos riscos, incluindo os seguintes: (i) desempenho dos equipamentos de geração abaixo dos níveis de saída, eficiência esperada ou dos contratados; (ii) desligamentos ou a obstrução dos equipamentos de geração devido ao desgaste, design ou defeito de fábrica ou avaria ou falha do equipamento, falta de peças de substituição, equipamento ou reposição ou sobrecargas das redes externas de transmissão e distribuição de eletricidade; (iii) defeitos de design ou de fabricação dos equipamentos de geração; (iv) incapacidade de operar os equipamentos de geração de acordo com as especificações do projeto; (v) aumentos dos custos das operações, incluindo os custos relativos a litígios trabalhistas que afetam as usinas

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

diretamente ou obrigações contratuais, os custos relativos à operação e manutenção de equipamentos, seguros e tributos imobiliários; (vi) riscos de danos ao meio ambiente, que podem ensejar ações judiciais por parte de órgãos fiscalizadores, entidades de proteção ambiental e do Ministério Público, requerendo pagamento de compensação por danos eventualmente causados ou, ainda, a paralisação das atividades e desativação de um determinado empreendimento; (vii) desastres naturais, tais como incêndios, terremotos, inundações ou outros eventos de força maior, explosões, atos terroristas ou outras ocorrências semelhantes que poderiam resultar em danos pessoais, perda de vida, perigo ambiental ou lesões graves ou destruição de uma usina ou suspensão das suas operações; (viii) erros de operação; (ix) não obtenção das autorizações necessárias, inclusive ambientais, ou impossibilidade de atendimento às condicionantes; (x) incapacidade de operar dentro das limitações que possam ser impostas por autoridades governamentais, ambientais ou outros requisitos regulamentares eventualmente impostos; (xi) conflitos com os proprietários do sítio ou proprietários de terras adjacentes, inclusive queixas de ruído ou incômodo; (xii) necessidade de uso pelo governo, decretação de bem de utilidade pública ou eventos similares; (xiii) dificuldades de desenvolvimento e crescimento; e (xiv) dificuldades para obter imóveis para a ampliação dos projetos da Companhia.

Adicionalmente, a CPFL Renováveis pode não ser capaz de operar suas usinas conforme planejado e, portanto, não gerar a energia esperada em suas usinas em função de diversos fatores, tais como: (i) alterações na regulamentação ambiental, exigindo novas adequações nos projetos e consequentes gastos de capital e aumento de custos operacionais; (ii) distorções entre o custo de geração de suas usinas e o preço da energia contratada devido a alterações da disponibilidade hídrica, da intensidade dos ventos, da irradiação solar ou da quantidade de biomassa disponível que poderão divergir daqueles considerados em estudos realizados na fase de projeto; entrada em operação comercial das usinas em data posterior à estimada; e (iii) indisponibilidade dos equipamentos de geração em nível superior aos índices de desempenho de referência.

Ademais, após o início da operação de suas usinas, a Companhia pode ser obrigada a realizar investimentos adicionais em estrutura e equipamentos não previstos em seus orçamentos, principalmente em função de novas exigências regulatórias ou ambientais, que determinem a implementação de estruturas e/ou equipamentos complementares, sejam eles recém adquiridos ou que estejam em atividade há diversos anos.

Por fim, a concorrência na aquisição de empresas em mercados nos quais a Companhia tem interesse poderá resultar em preços mais altos que os habituais para a aquisição de tais negócios, afetando adversamente o ritmo de aquisições ou mesmo o seu grau de sucesso. A Companhia pode não ser capaz de atingir os benefícios esperados como resultado das aquisições que podem ser realizadas. Pode-se enfrentar um passivo contingente relativo a, entre outras, questões civis, tributárias, trabalhistas, ambientais, previdenciárias e questões de propriedade intelectual, práticas contábeis, divulgações de demonstrações financeiras ou controles internos das empresas ou projetos-alvos, e outras questões regulatórias. Além disso, eventuais aquisições de outras empresas de energia elétrica estão sujeitas aos limites estabelecidos pela ANEEL, como, por exemplo, a aprovação da mudança do controle das empresas adquiridas, o que pode consumir uma parte do tempo e atenção da administração da Companhia, não sendo garantida a aprovação de tais aquisições pelos órgãos reguladores competentes. Qualquer processo de integração com empresas adquiridas pode demandar tempo e recursos relevantes e pode-se não conseguir conduzir o processo com êxito, de modo que as receitas e resultados da Companhia consolidados com os das empresas adquiridas podem ser afetados de maneira adversa.

A ocorrência de qualquer um dos eventos anteriores poderá resultar na perda das licenças e autorizações da Companhia, na impossibilidade de realização ou manutenção de projetos pela Companhia, na redução significativa ou eliminação das receitas decorrentes da operação de suas usinas, no aumento significativo dos custos de exploração, na necessidade de maiores gastos, na queda da produção de eletricidade, em danos pessoais ou morte do operador ou de outros, além de danos para um comprador de energia e, por conseguinte, poderia ter um efeito adverso nos negócios, na situação financeira ou no resultado das operações da Companhia.

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

Os contratos financeiros da Companhia possuem garantias reais e fidejussórias, bem como obrigações e restrições específicas, dentre as quais a obrigação de manutenção de índices financeiros, sendo que qualquer inobservância dessas obrigações pode comprometer seus resultados e sua condição financeira.

Os contratos financeiros preveem que a Companhia, suas controladas ou sua controladora cumpram com diversas obrigações, tais como necessidade de autorização prévia para alteração de seu controle e oneração de seus ativos. Os contratos financeiros também estabelecem o dever de observância de certos índices que podem ser medidos pela Companhia, suas controladas ou sua controladora, de acordo com o estipulado em contrato, incluindo índices de cobertura do serviço da dívida. Não há como garantir que a CPFL Renováveis atinja todos os índices contratados no futuro. Qualquer descumprimento aos termos dos contratos financeiros poderá resultar na decisão dos credores em declarar o vencimento antecipado do saldo devedor da respectiva dívida, bem como o vencimento antecipado de dívidas de outros contratos financeiros e, conseqüentemente, executar as garantias concedidas. Os ativos e fluxos de caixa da Companhia podem não ser suficientes para pagar integralmente o saldo devedor de seus contratos de financiamento, tanto na hipótese de vencimento normal quanto de vencimento antecipado decorrente de inadimplemento. Caso as garantias sejam executadas em virtude do vencimento antecipado das dívidas, os resultados e condição financeira da Companhia podem ser comprometidos, e impactar adversamente seus resultados. Não se pode assegurar que a Companhia será capaz de cumprir com os compromissos financeiros e outras obrigações impostas pelos contratos financeiros no futuro.

A perda dos membros da administração da Companhia ou a incapacidade de atrair e manter pessoas qualificadas poderá ter um efeito material adverso sobre as atividades, situação financeira e resultados da Companhia.

A execução das atividades da Companhia, a implementação de seus projetos e a capacidade de manter sua posição competitiva dependem dos serviços prestados por membros da sua administração e por seu pessoal técnico. Se a CPFL Renováveis não for capaz de mantê-los, terá de atrair e, possivelmente, treinar pessoal adicional, em especial, para a área técnica, o qual pode não estar disponível no momento ou ter um custo elevado. Oportunidades atraentes no Brasil e em outros países poderão afetar sua capacidade de contratar ou de reter os talentos necessários, de modo que não se pode garantir a obtenção de êxito em manter e atrair pessoal qualificado e renomado no mercado necessário para desenvolver a equipe e os negócios da Companhia. Se não conseguir tal feito, a CPFL Renováveis poderá ser incapaz de administrar seus negócios de modo eficiente, o que pode ter um efeito adverso sobre seus resultados.

Durante a construção, implementação, e operação de projetos a Companhia poderá incorrer em prejuízos e ser considerada responsável por perdas e danos causados a terceiros, cujos respectivos seguros contratados podem ser insuficientes para cobri-los.

A Companhia poderá ser responsabilizada por (i) perdas e danos causados a terceiros em decorrência de falhas na construção, implementação, e operação de nossas usinas, que acarretem interrupções ou distúrbios nos sistemas de distribuição ou transmissão; (ii) quaisquer danos causados ao meio ambiente ou a terceiros decorrente do desenvolvimento das atividades da Companhia, ainda que não tenha concorrido para isso; e/ou (iii) interrupções ou distúrbios que não possam ser atribuídos a nenhum agente identificado do setor elétrico. Não é possível garantir que as apólices de seguro serão adequadas ou suficientes em todas as circunstâncias ou contra todos os riscos durante o período de construção e operação do projeto. A ocorrência de um sinistro significativo não segurado ou indenizável, parcial ou integralmente, ou cuja cobertura de seguro seja insuficiente pode ter um efeito adverso na Companhia e nos resultados operacionais. Além disso, não se pode assegurar que a Companhia será capaz de manter apólices de seguro a taxas comerciais razoáveis ou em termos aceitáveis no futuro. Esses fatores podem gerar efeito adverso na situação financeira e nos resultados operacionais da Companhia.

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

As implementações da estratégia de negócios, bem como do crescimento da Companhia, exigirão capital adicional, que talvez não esteja disponível ou não esteja em condições favoráveis.

As implementações da estratégia de negócios, bem como do crescimento futuro da Companhia, exigem uma quantidade significativa de investimento em capital fixo. Será necessário que a busca por capital adicional, seja mediante a emissão de títulos de dívida, tomada de empréstimos ou mediante a emissão de ações. A capacidade futura de captação de recursos dependerá da rentabilidade futura da Companhia, bem como da conjuntura política e econômica brasileira e mundial. É possível que tal capital adicional não esteja disponível ou não esteja em condições favoráveis. Se a Companhia financiar suas atividades por meio de empréstimos, é provável que valores mobiliários ou linhas de crédito sejam regidos por escritura de emissão ou por outro instrumento contendo obrigações que restrinjam sua flexibilidade operacional. A restrição à captação em condições aceitáveis à Companhia poderá ter um efeito adverso sobre ela. Ademais, caso incorra em endividamento adicional, os riscos associados a alavancagem financeira da Companhia, tais como a possibilidade de não geração de caixa suficiente para pagar o principal, juros e outros encargos relativos à dívida, poderão aumentar, causando um efeito adverso relevante sobre a CPFL Renováveis.

Decisões desfavoráveis em processos judiciais ou administrativos podem causar efeitos adversos para a Companhia.

A Companhia e suas controladas são réis em processos judiciais e administrativos nas esferas cível, tributária, regulatória, ambiental e trabalhista. Ademais, a Companhia e suas controladas poderão ser no futuro, réis em novos processos judiciais e administrativos (perante autoridades regulatórias, ambientais, concorrenciais, tributárias, policiais, dentre outras).

A Companhia e suas controladas não podem garantir que os resultados desses processos serão favoráveis a elas, ou, ainda, que será mantido provisionamento, parcial ou total, suficiente para todos os passivos eventualmente decorrentes destes processos. Decisões contrárias aos interesses da Companhia e/ou de suas controladas que impeçam a realização de seus negócios, como inicialmente planejados, ou que eventualmente alcancem valores substanciais e não tenham provisionamento adequado podem causar um efeito adverso nos negócios e na situação financeira da Companhia.

Para mais informações sobre os processos relevantes nos quais a Companhia e suas controladas são partes, vide itens 4.3 a 4.7 deste Formulário de Referência.

A Companhia pode não pagar dividendos ou juros sobre capital próprio.

De acordo com o Estatuto Social da Companhia, deve-se pagar os nossos acionistas no mínimo 25% de seu lucro líquido anual, calculado e ajustado nos termos da Lei das Sociedades por Ações, sob a forma de dividendos ou juros sobre capital próprio. O lucro líquido pode ser capitalizado, utilizado para compensar prejuízo ou retido nos termos da Lei das Sociedades por Ações e pode não ser disponibilizado para o pagamento de dividendos ou juros sobre o capital próprio. Além disso, a Lei das Sociedades por Ações permite que uma companhia aberta, como a CPFL Renováveis, suspenda a distribuição obrigatória de dividendos em determinado exercício social, caso o Conselho de Administração informe à Assembleia Geral Ordinária que a distribuição seria incompatível com a situação financeira da Companhia. Ademais, considerando que recentemente a Companhia realizou aquisições relevantes de ativos e projetos, a amortização do ágio gerado em tais aquisições poderá reduzir significativamente o lucro da Companhia e, conseqüentemente, a capacidade de distribuição de dividendos aos acionistas. Caso qualquer dos eventos mencionados ocorra, pode impactar na distribuição de dividendos ou juros sobre o capital próprio para os acionistas da Companhia.

Ainda, alguns dos contratos de financiamento podem incluir restrições aplicáveis à Companhia e/ou às suas controladas quanto ao pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio, o que pode comprometer a habilidade da Companhia de fazer distribuições para seus acionistas.

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

De acordo com os contratos de venda de energia no mercado regulado e mercado livre, a Companhia pode ser penalizada pela sua eventual incapacidade de fornecimento de energia.

A CPFL Renováveis firma contratos de venda de energia estabelecendo prazos específicos para entrega de energia. Todos os seus contratos contêm disposições que a obrigam entregar a energia de acordo com níveis razoáveis de produção esperada de suas usinas.

Em algumas situações, tais contratos são firmados antes da fase de construção e implementação dos projetos, de modo que eventuais atrasos na sua construção e na implantação podem provocar atraso no início de geração e entrega da energia contratada.

No caso de atrasos em determinados contratos onde é exigida a recomposição de lastro, a Companhia deve comprar energia para honrar seus compromissos. Tal compra necessariamente é feita por meio de agentes qualificados que operem na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE"), por um preço negociado de forma bilateral, que pode ser mais caro que os dos contratos de venda por celebrados pela Companhia, prejudicando o seu resultado. O valor desses contratos bilaterais, quando de curto prazo, são baseados no PLD ("Preço de Liquidação de Diferenças") médio esperado para o mês em questão, podendo inclusive ser superior a esse preço.

Eventuais atrasos nos projetos que possuem energia contratada por meio de contratos de energia de reserva não necessitam de recomposição de lastro, porém implicarão penalidades financeiras para os projetos e impactarão negativamente o resultado da Companhia.

Ademais, eventual descumprimento do fornecimento poderá gerar penalidades impostas pela ANEEL e CCEE, tais como ajustes de volumes, preços ou até o término dos respectivos contratos e revogação das autorizações, o que inviabilizaria os projetos da CPFL Renováveis e influenciaria de forma adversa em seus resultados.

Nós podemos adquirir outras empresas no setor elétrico, como já fizemos no passado, o que poderia aumentar a nossa alavancagem e afetar adversamente a nossa performance consolidada.

Regularmente analisamos oportunidades para adquirir outras empresas dedicadas às atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica 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 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.

Estas aquisições também podem exigir a aprovação do Conselho Administrativo de Defesa Econômica ("CADE"), da Agência Nacional de Energia Elétrica e eventuais entidades financeiras credoras. As decisões de qualquer um destes órgãos pode prejudicar os nossos negócios e até mesmo anular a transação.

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. O insucesso de quaisquer destas medidas pode afetar de maneira adversa a nossa situação financeira e o resultado de nossas operações.

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

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. E 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, 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 entrada em vigor, em agosto de 2020, da Lei Geral de Proteção de Dados, ou LGPD, e outros acontecimentos envolvendo o cenário legal de proteção e privacidade de dados pessoais e marco civil poderia ter um efeito prejudicial no nosso negócio, condição financeira ou resultados operacionais.

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

Atualmente, o processamento de dados pessoais no Brasil é regulado por uma série de regras, como, por exemplo, a Constituição Federal, o Código de Defesa do Consumidor e o Marco Civil da Internet. Esforços para proteger os dados pessoais lançados e/ou disponibilizados em nossos sistemas podem não garantir que essas proteções sejam adequadas e que cumpram as regras estipuladas pela atual legislação. O não cumprimento de determinadas disposições da lei aplicável, especialmente com relação a (i) fornecimento de informações claras sobre operações de tratamento de dados pessoais realizadas

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

por nós; (ii) respeito à finalidade original da coleta de dados; (iii) prazos legais para armazenagem e exclusão de dados pessoais de usuários; e (iv) adoção de normas de segurança exigidas por lei para preservação e inviolabilidade dos dados pessoais tratados, podem resultar em penalidades, como multas e até mesmo suspensão temporária ou proibição das nossas atividades de tratamento de dados pessoais.

Não podemos garantir que teremos recursos financeiros suficientes para cumprir quaisquer novos regulamentos ou nos manter competitivos no que diz respeito às práticas de proteção de dados, no contexto de um ambiente regulatório em constante mudança.

Em 2018, foi publicada a Lei nº 13.709/2018, a LGPD, conforme alterada pela Medida Provisória nº 869/2019, ou MP 869/2019, que entrará em vigor em agosto de 2020. A LGPD tem uma ampla gama de aplicações e se estende a pessoas físicas e entidades públicas e privadas, independentemente do país onde estão sediadas ou onde os dados são hospedados, desde que (i) o processamento de dados ocorra no Brasil; (ii) a atividade de processamento de dados destine-se a oferecer ou fornecer bens ou serviços a ou processar dados de indivíduos localizados no Brasil; ou (iii) os titulares dos dados estejam localizados no Brasil no momento em que seus dados pessoais são coletados. A LGPD será aplicada independentemente da indústria ou negócio ao lidar com dados pessoais e não está restrito 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 MP 869/2019 trouxe 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.

Podemos ter dificuldade em nos adaptar à nova legislação, assim como no caso de não cumprimento da LGPD, podemos estar sujeitos a penalidades que incluem a publicação da infração, a eliminação dos dados pessoais a que se refere a infração e multa, assim como multa administrativa.

A LGPD e leis e regulamentos similares que possam ser aprovados no futuro podem ser interpretados e aplicados de maneiras diferentes com o passar do tempo e de jurisdição para jurisdição, sendo possível que sejam interpretados e aplicados de maneiras que afetarão o nosso negócio de forma substancial e prejudicial. Qualquer não cumprimento, real ou percebido, de nossa parte de quaisquer normas relativas à proteção de dados pessoais em vigor ou quaisquer exigências 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

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

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.

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.

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

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

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

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

A 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 Companhia e seus administradores podem estar sujeitos a contingências por outros motivos que a obriguem a despendar 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 interesses da Companhia e de seus administradores poderão causar um efeito adverso em sua 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 de 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.

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.

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

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

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.

Podemos não ser capazes de cumprir os termos de 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 com qualquer disposição dos nossos contratos de concessão e 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;
- embargo 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, extinguir qualquer das nossas concessões e 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, os nossos resultados operacionais e nossa capacidade de adimplir com nossas obrigações contratuais poderão sofrer um efeito adverso 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.

Poderemos não ser capazes de comprar energia em quantidade suficiente para honrar 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 a quantidade de energia gerada ou adquirida (oferta) e a quantidade de energia vendida ou consumida (demanda). Estas diferenças de quantidade 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 semanal, e baseia-se no Custo Marginal da Operação ("CMO"), limitado a valores mínimos e máximos definidos pela ANEEL. Os valores máximo e mínimo do PLD são revistos e estabelecidos a cada ano pela ANEEL. As variações nos preços de mercado de curto

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

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 de pequenas usinas. 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.

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

Em 31 de dezembro de 2021, tínhamos um endividamento total de R\$ 885,6 milhões. O nosso grau de endividamento aumenta a possibilidade de não termos caixa suficiente para pagar pontualmente o principal, juros e outros encargos relacionados a 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. 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 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

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

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 *wavers*.

Mais informações sobre nosso endividamento consulte o item 10.1.f deste Formulário de Referência.

b) a seu controlador, direto ou indireto, ou grupo de controle;

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

Em 23 de janeiro de 2017, a State Grid Brazil Power Participações S.A., ou ("State Grid"), concluiu a aquisição de ações ordinárias representativas de 54,6% do capital com direito a voto da CPFL Energia, por meio da qual adquiriu o poder de controle direto da CPFL Energia e indireto da Companhia. A State Grid Brazil Power Participações S.A., é uma subsidiária indireta da State Grid Corporation of China, uma empresa estatal da República Popular da China. Em novembro de 2017, a State Grid fez uma oferta pública para aquisição das ações da CPFL Energia. Após o encerramento da referida oferta em 5 de dezembro 2017, a State Grid, juntamente com a ESC Energia S.A., detinha 964.612.351 das ações ordinárias, equivalentes a aproximadamente 94,75% do capital acionário total da CPFL Energia. Em 30 de maio de 2019, anunciamos o lançamento de nossa oferta subsequente de ações primárias, ou a Oferta Subsequente, que foi encerrada em 28 de junho de 2019. Após o encerramento da Oferta Subsequente, a participação direta e indireta da State Grid em nosso capital social caiu para 83,71%.

O nosso acionista controlador poderá tomar medidas que podem ser contrárias aos interesses de V.Sa., podendo impedir outros acionistas, inclusive V.Sa., de bloquear essas medidas. Em particular, nosso acionista controlador indireto controla as decisões das nossas assembleias e pode eleger a maioria dos membros do Conselho de Administração da controladora.

O nosso acionista controlador indireto pode dirigir as ações em áreas como estratégia de negócios, financeira, distribuição, aquisição e alienação de ativos ou negócios. As decisões do nosso acionista controlador indireto quanto a estes assuntos podem divergir das expectativas ou preferências dos acionistas não controladores da nossa controladora CPFL Energia. Para mais informações sobre a aquisição da State Grid e suas intenções anunciadas relativas a participações em nossa controladora CPFL Energia, vide "Item 15.7 do Formulário de Referência da controladora CPFL Energia".

c) a seus acionistas

Não houve nenhum fator de risco que se enquadrasse como preponderantemente relacionado "a seus acionistas".

d) a suas controladas e coligadas

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 geração 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

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

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.

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

- a incapacidade de obter alvarás e aprovações governamentais necessários;
- indisponibilidade de equipamentos;
- interrupções de fornecimentos;
- 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 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 os 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 energia elétrica em quantidades compatíveis com nossas projeções, o que pode vir a afetar de maneira adversa nossa situação financeira e os nossos resultados operacionais, bem como afetar de maneira adversa nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

Se formos incapazes de concluir nosso programa de investimento proposto no cronograma previsto, a operação e o desenvolvimento de nosso negócio poderão ser afetados de forma adversa.

Planejamos investir R\$1.236 milhões em nossas atividades de geração 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.

Já assumimos contratualmente compromissos em relação à parte desses investimentos. 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

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

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.

Somos responsáveis por quaisquer perdas e danos decorrentes 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.

As geradoras poderão ser responsabilizadas por perdas e danos causados a terceiros em decorrência de interrupções ou distúrbios nos sistemas de geração, sempre que essas interrupções ou distúrbios não forem atribuíveis a um integrante identificado do Operador Nacional do Sistema Elétrico ("ONS").

Podemos ser obrigados a arcar com perdas e danos resultantes da não prestação e/ou da prestação inadequada de serviços de energia, o que poderá nos causar um efeito adverso, bem como em nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

A Companhia é uma sociedade holding e depende dos resultados de suas subsidiárias, que podem não ser distribuídos.

A capacidade da Companhia de distribuir dividendos aos seus acionistas dependerá do fluxo de caixa e dos lucros de suas subsidiárias, bem como da distribuição desses lucros sob a forma de dividendos. Não é possível assegurar que quaisquer desses recursos serão disponibilizados ou que serão suficientes para o pagamento das obrigações da Companhia e/ou para a distribuição de dividendos aos seus acionistas.

A Companhia pode não ser capaz de extrair as sinergias que planeja entre suas coligadas ou controladas.

Grande parte do sucesso da CPFL Renováveis depende das sinergias com suas controladas, que visam o aumento do volume de vendas realizadas, bem como a redução de custos e despesas. As sinergias entre a Companhia e suas controladas incluem, dentre outros aspectos, (i) a unificação dos esforços comerciais de venda de energia; (ii) a unificação dos esforços comerciais de compra de insumos e custos de produção; (iii) a unificação dos esforços de contratação de empregados; e (iv) a unificação dos custos e investimentos relativos à tecnologia da informação, publicidade, logística e atendimento ao cliente. A Companhia pode não ser capaz de extrair adequadamente as sinergias necessárias para diminuir seus custos e despesas, o que pode afetar negativamente seu negócio.

Participações em sociedades de propósito específico ("SPEs") poderão resultar em riscos de natureza fiscal.

Os investimentos em SPEs incluem, dentre outros, o risco de as SPEs terem seu regime de tributação pelo lucro presumido questionado pelas autoridades fiscais. Eventual autuação fiscal nesse sentido poderá impactar significativamente o resultado das subsidiárias da Companhia e, por consequência, os resultados da CPFL Renováveis.

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). Estas 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 semanal, e baseia-se no Custo Marginal da Operação ("CMO"),

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

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 na 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 bioamssa 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 GSF, destacado com mais detalhes em item mais adiante nesse formulário.

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.

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\$ 885,6 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. 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 descumpirmos 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.

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

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 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*.

Mais informações sobre nosso endividamento consulte o item 10.1.f deste Formulário de Referência.

e) a seus fornecedores

O risco associado aos fornecedores de nossas controladas está informado no item d, "Podemos não ser capazes de criar os benefícios esperados e/ou o retorno esperado com relação aos investimentos dos nossos negócios de geração de energia renovável" e no item J "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 nossos negócios e resultados operacionais" deste Formulário de Referência.

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

O atendimento das necessidades de manutenção da Companhia e das demandas de construção de novas obras são efetivadas por um número limitado de fornecedores. Sendo assim, a Companhia está vulnerável à oferta e demanda do mercado, principalmente em momentos em que existem grandes investimentos no setor de energia, o que pode fazer com que a Companhia pague preços elevados por esses serviços e materiais aplicados nessas obras.

A incapacidade ou indisposição desses terceiros em prestar os serviços contratados pela Companhia 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. Conseqüentemente, a Companhia pode obter menor receita de vendas e ter uma possível exposição ao mercado de curto prazo, o que poderá causar um efeito adverso sobre os resultados e imagem da Companhia. 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 resultados da Companhia.

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

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, conseqüentemente, 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 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

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

g) aos setores da economia nos quais o emissor atue;

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. Conseqüentemente, 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.

A instabilidade da taxa de câmbio poderá afetar adversamente nossa condição financeira e resultados operacionais e o preço e de ações ordinárias da nossa controladora CPFL Energia.

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 poderiam afetar 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 de nosso negócio, o que fundamentalmente afeta 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 de 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 Regulatório. Contestações quanto à constitucionalidade da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico ainda

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

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 rigorosas 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 em função do emissor e suas controladas somente atuarem em território brasileiro.

j) a questões socioambientais

Nossos resultados operacionais dependem das condições hidrológicas existentes. As más condições hidrológicas desfavoráveis podem afetar 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, 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 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 a possibilidade de desconsideração da personalidade jurídica quando essa for considerada um obstáculo

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

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 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 Estimativa para Créditos de Liquidação Duvidosa ("PECLD") representou um impacto no exercício de 2021 em 0,01% (R\$ 0,353 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 quanto a 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 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.

4. Fatores de risco / 4.2 - Descrição - Riscos de MercadoAnálise 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:

Consolidado					
Instrumentos	Exposição (a)	Risco	Receita (despesa)		
			Depreciação cambial (b)	Apreciação cambial de 25%(c)	Apreciação cambial de 50%(c)
Instrumentos financeiros passivos	(154.346)		(16.241)	26.406	69.053
Derivativos - swap plain vanilla	157.690		16.593	(26.978)	(70.549)
	3.344	baixa dolar	352	(572)	(1.496)
Total	3.344		352	(572)	(1.496)
Efeitos no resultado do exercício			352	(572)	(1.496)

- (a) A taxa de câmbio considerada em 31 de dezembro de 2021 foi de R\$ 5,58 para o dólar.
 (b) Conforme curvas de câmbio obtidas em informações disponibilizadas pela B3 S.A. – Brasil, Bolsa Balcão, sendo a taxa de cambio considerada de R\$ 6,17 e a depreciação cambial de 10,52%, referente ao dólar em 31 de dezembro de 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.- Brasil, Bolsa, Balcão.

Em função da exposição cambial líquida do Dólar ser um ativo, o risco é baixa do Dólar, portanto o câmbio é depreciado em 25% e 50% em relação ao câmbio provável.

Risco de Taxa de Juros e de Indexadores de Inflação

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 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:

Consolidado							
Instrumentos	Exposição	Risco	taxa no exercício	taxa cenário provável (a)	Receita (despesa)		
					Cenário provável	Elevação/Redução de índice em 25% (b)	Elevação/Redução de índice em 50% (b)
Instrumentos financeiros ativos	586.079				71.443	89.304	107.165
Instrumentos financeiros passivos	(3.155.067)				(384.603)	(480.753)	(576.904)
Derivativos - swap plain vanilla	(124.966)				(15.233)	(19.042)	(22.850)
	(2.693.953)	alta CDI	4,40%	12,19%	(328.393)	(410.491)	(492.589)
Instrumentos financeiros passivos	(29.205)				(1.936)	(2.420)	(2.904)
	(29.205)	alta IGP-M	17,79%	6,63%	(1.936)	(2.420)	(2.904)
Instrumentos financeiros passivos	(424.706)				(25.822)	(32.278)	(38.733)
	(424.706)	alta TJLP	4,80%	6,08%	(25.822)	(32.278)	(38.733)
Instrumentos financeiros passivos	(507.739)				(27.418)	(34.272)	(41.127)
	(507.739)	alta IPCA	10,06%	5,40%	(27.418)	(34.272)	(41.127)
Total	(3.655.603)				(383.569)	(479.461)	(575.353)
Efeitos no resultado do exercício					(383.569)	(479.461)	(575.353)

- (a) Os índices foram obtidos através de informações disponibilizadas pelo mercado.
 (b) Conforme requerimento da Instrução CVM nº 475/2008, os percentuais de elevação foram aplicados sobre os índices no cenário provável.

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

(Valores em R\$ mil)

Execução Fiscal (Autos nº 3996-48.2012.8.06.0032) - ISSQN	
a) Juízo	Vara Única da Comarca de Amontada/CE.
b) Instância	1ª Instância (judicial)
c) Data de instauração	07/11/2012
d) Partes no processo	Município de Amontada x CPFL Renováveis S.A
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 39.019
f) Principais fatos	Trata-se de Execução Fiscal objetivando a cobrança do débito no valor histórico de de R\$ 17.144.792,55 inscrito na dívida ativa do município. Apresentada Exceção de Pré Executividade com objetivo de obstar o andamento da Execução Fiscal em decorrência dos varios vícios formais e materiais que antecederam a inscrição do débito. Execução fiscal encontra-se suspensa em decorrência da antecipação de tutela concedida na ação anulatória de nº. 4160-13.2012.8.06.0032.
G) Chance de perda	Remota
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada CPFL Renováveis no valor de R\$ 39.019, que representa 1,1% de nossa Receita Líquida consolidada.

(Valores em R\$ mil)

Execução Fiscal (Autos nº 51179-35.2014.8.06.0035) ISSQN	
a) Juízo	2ª Vara cível da comarca de Aracati/CE
b) Instância	1ª Instância (judicial)
c) Data de instauração	19/12/2014
d) Partes no processo	Município de Aracati/CE e Bons Ventos Geradora de Energia S.A
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 46.001
f) Principais fatos	Trata-se de Execução Fiscal objetivando a cobrança do débito no valor histórico de R\$ 16.294.875,32 inscrito na dívida ativa do município. A Execução está suspensa por força da antecipação de tutela concedida nos autos da ação anulatória nº 0096389-75.2015.8.06.0035, a qual está em fase de instrução.
G) Chance de perda	Possível.
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada CPFL Renováveis no valor de R\$ 46.001, que representa 1,3% de nossa Receita Líquida consolidada.

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

(Valores em R\$ mil)

Execução Fiscal (Autos nº 01269-21.2016.8.11.0038) ICMS	
a) Juízo	Vara Única de Araputanga/MT
b) Instância	1ª Instância
c) Data de instauração	16/06/2016
d) Partes no processo	Companhia Hidroelétrica Figueirópolis e Fazenda Pública Estadual de Mato Grosso/MT.
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 11.345
f) Principais fatos	Trata-se de Execução Fiscal objetivando a cobrança do débito no valor de R\$ 8.362.873,08 inscrito na dívida ativa estadual, relativa à ICMS-garantido, das operações interestaduais realizadas entre setembro de 2008 e janeiro de 2010, decorrentes do suposto não cumprimento dos requisitos exigidos para a fruição do benefício previsto no art. 4-A da Lei nº 7.293/2000 (inserido pela Lei nº 8.629/2006), regulamentada pelo Decreto Estadual nº 215/07, que garantia à empresa o diferimento ICMS (diferencial de alíquotas) em aquisições interestaduais de bens e mercadorias destinados aos empreendimentos de geração de energia elétrica, para o momento de posterior saída tributada. Foi apresentado seguro-garantia abarcando a totalidade do valor, visando à suspensão da exigibilidade do débito.
G) Chance de perda	Possível.
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada CPFL Renováveis no valor de R\$ 11.345, que representa 0,3% de nossa Receita Líquida consolidada.

(Valores em R\$ mil)

Auto de Infração (Autos nº 16561-720.073/2016-71) - IRRF	
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 um 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 no CARF. Em 2021, permanecemos aguardando julgamento do recurso voluntário.
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 CPFL Renováveis no valor de R\$ 356.870, que representa 10,4% de nossa Receita Líquida consolidada.

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

(Valores em R\$ mil)

Processo Administrativo Fiscal nº 10830.723701/2011-62 – IRPJ	
a) Juízo	Delegacia da Receita Federal
b) Instância	2ª Instância (Administrativa)
c) Data de instauração	21/09/2011
d) Partes no processo	Autor: Receita Federal do Brasil Réu: CPFL Geração
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 13.616
f) Principais fatos	Declaração de Compensação (DCOMP) transmitida pela empresa com o objetivo de compensar crédito proveniente de saldo negativo de IRPJ apurado ao final do ano de 2005 com débito próprio. Em 21.10.2011 foi protocolada manifestação de inconformidade, a qual foi julgada improcedente, desta forma em 21.05.2014 foi interposto recurso voluntário. Em 06/01/2016 - Os membros do CARF, por unanimidade de votos, resolveram sobrestar o julgamento até que fosse apreciado no CARF o recurso voluntário objeto do processo 10830.001530/2009-01
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Possibilidade de julgamento, com o impacto de desembolso de caixa e registro no resultado contábil da CPFL no valor de R\$ 13.616, que representa 0,4% de nossa Receita Líquida consolidada.

(Valores em R\$ mil)

Auto de Infração (Auto nº 10830.001530/2009-01) – IRPJ/ CSLL, PIS/ COFINS	
a) Juízo	Receita Federal do Brasil
b) Instância	3ª Instância (administrativa)
c) Data de instauração	04/03/2010
d) Partes no processo	Receita Federal do Brasil e CPFL Geração
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 24.383
f) Principais fatos	Auto de Infração lavrado para cobrança de IRPJ, CSLL, PIS e COFINS referente a fatos geradores ocorridos nos anos-calandários de 2004, 2005, 2006, decorrentes da glosa de determinadas despesas incorridas pela Impugnante e da alegação de omissão de receitas supostamente identificada pelas autoridades fiscalizadoras. A impugnação foi julgada improcedente, ensejando a interposição de recurso voluntário, em 24.07.2009, em que foi negado provimento quanto à omissão de receitas (depósito de origem não comprovada) e glosa das despesas financeiras; por maioria de votos, negaram provimento ao recurso voluntário, quanto a ineditabilidade do ágio em relação à CSLL. Estamos aguardando julgamento de recurso especial interposto em 17.10.2018.
G) Chance de perda	Remoto
h) Análise do impacto em caso de perda	Possibilidade de julgamento com o impacto de desembolso de caixa e registro no resultado contábil da CPFL no valor de R\$ 24.383, que representa 0,7% de nossa Receita Líquida consolidada.

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

(Valores em R\$ mil)

Auto de Infração nº 10830.010761/2008-16 – IRPJ/CSLL	
a) Juízo	Receita Federal do Brasil
b) Instância	3ª Instância (administrativa)
c) Data de instauração	13.02.2009
d) Partes no processo	Receita Federal do Brasil e CPFL Geração
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 62.858
f) Principais fatos	<p>Auto de Infração lavrado para exigir (i) imposto de renda da pessoa jurídica (IRPJ), além dos acréscimo legais aplicáveis, em relação às despesas glosadas referentes a juros, remuneração de garantia e multa contratual, e (ii) CSLL, e acréscimos legais, tanto em relação às referidas despesas de juros, remuneração de garantia e multa contratual, como também relativamente ao ágio amortizado</p> <p>A impugnação foi julgada improcedente, ensejando a interposição de recurso voluntário, em 21.05.2014, em que, em 17.10.2017, foi negado provimento quanto à glosa de despesas financeiras, negado provimento quanto a indedutibilidade do ágio em relação à CSLL e houve afastamento da multa isolada por falta de pagamento da CSLL por estimativa. Em 30.01.2018 a Fazenda opôs embargos de declaração, os quais foram acolhidos. Em 17.10.2018, houve interposição de recurso especial, o qual teve segmento parcialmente negado, ensejando oposição de agravo, o qual estamos aguardando julgamento.</p>
G) Chance de perda	Possível: R\$ 43.743 – Remota: R\$ 19.114.
h) Análise do impacto em caso de perda	Possibilidade de julgamento com o impacto de desembolso de caixa e registro no resultado contábil da CPFL no valor de R\$ 62.858, que representa 1,8% de nossa Receita Líquida consolidada.

(Valores em R\$ mil)

Execução Fiscal 5010912-66.2020.4.03.6105 (Embargos à Execução Fiscal 5013269-19.2020.4.03.6105 – IRPJ/CSLL	
a) Juízo	5ª vara federal de Campinas – TRF 3
b) Instância	2ª Instância (judicial)
c) Data de instauração	15.10.2020
d) Partes no processo	União Federal e CPFL Geração
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 102.368
f) Principais fatos	<p>Trata-se, no caso, de execução fiscal mediante a qual a Procuradoria-Geral da Fazenda Nacional pretende exigir da CPFL Geração de Energia S/A o IRPJ, CSLL, PIS e COFINS, relativos aos anos-base 2004 a 2007, acrescidos da multa de ofício no percentual de 75% e dos juros calculados com base na taxa SELIC.</p> <p>As exigências fiscais em questão dizem respeito a (i) presunção de omissão de receitas, com base em depósitos bancários de origem não comprovado; e (ii) compensação indevida dos saldos de prejuízo fiscal e base negativa da CSLL, em virtude de sua utilização em autuações anteriores, que deram origem aos processos administrativos nº 10830.010855/2007-12 e 10830.010761/2008-16 (ainda em discussão na esfera administrativa).</p> <p>A sentença dos EEF foi improcedente, ensejando oposição de embargos de declaração, os quais foram parcialmente acolhidos apenas para acrescentar à sentença a</p>

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

	fundamentação relativa à inclusão do PIS e da COFINS na base de cálculo do IRPJ e da CSL (de teor desfavorável à CPFL), mantendo integralmente o dispositivo da sentença no sentido de julgar improcedentes os embargos. Ato contínuo, foi protocolado recurso de apelação, o qual foi recebida no efeito devolutivo. Foi apresentado pedido de efeito suspensivo, todavia, referido pedido foi indeferido.
G) Chance de perda	Possível.
h) Análise do impacto em caso de perda	Possibilidade de julgamento com o impacto de desembolso de caixa e registro no resultado contábil da CPFL no valor de R\$ 102.368, que representa 3,0% de nossa Receita Líquida consolidada.

(Valores em R\$ mil)

Auto de Infração (Autos nº 02/2013) - ISSQN	
a) Juízo	Prefeitura de Camocim/CE
b) Instância	1ª Instância (administrativa)
c) Data de instauração	17/03/2013
d) Partes no processo	Prefeitura de Camocim/CE e Eólica Formosa Geração e Comercialização de Energia S/A
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 78.110
f) Principais fatos	Trata-se de auto de infração para cobrança de ISS devido pela construção do Parque Eólico Formosa. Em face da autuação, a CPFL apresentou Impugnação Administrativa em 02/08/2013, a qual está pendente de julgamento desde então.
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 CPFL Renoáveis no valor de R\$ 78.110, que representa 2,3% de nossa Receita Líquida consolidada.

(Valores em R\$ mil)

Auto de Infração (Autos nº 01/2016) - ISSQN	
a) Juízo	Prefeitura de João Câmara/RN
b) Instância	1ª Instância (administrativa)
c) Data de instauração	26/02/16
d) Partes no processo	Prefeitura de João Câmara/RN e SPE Macacos; SPE Costa Branca; SPE Pedra Preta
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 37.375
f) Principais fatos	Trata-se de auto de infração para cobrança de de ISSQN sobre o fato gerador referente à implantação dos parques Eólicos Juremas, Macacos, Costa Branca e Pedra Preta em São Miguel do Gostoso/RN. Aguardando apreciação da defesa.
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 CPFL Renováveis no valor de R\$ 37.375, que representa 1,1% de nossa Receita Líquida consolidada.

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

(Valores em R\$ mil)

Ação Anulatória (Autos nº 0800245-31.2019.8.20.5158) - ISSQN	
a) Juízo	Vara Única de Touros/RN
b) Instância	1ª Instância (judicial)
c) Data de instauração	26/04/2019
d) Partes no processo	São Domingos Energias Renováveis S.A., São Benedito Energias Renováveis S.A., Ventos De Santo Dimas Energias Renováveis S.A., Ventos De São Martinho Energias Renováveis S.A. e Município De São Miguel Do Gostoso/RN.
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 136.478
f) Principais fatos	Trata-se de 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. A acusação fiscal está vinculada ao suposto não recolhimento do ISSQN devido na construção e implantação dos parques eólicos de propriedade das autoras. A tutela antecipada requerida pelas empresas foi deferida pelo juízo para suspender a exigibilidade dos créditos tributários exigidos. Já quanto à discussão de mérito do processo, os autos ainda estão em fase probatória.
G) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada CPFL Renováveis no valor de R\$ 136.478, que representa 4,0% de nossa Receita Líquida consolidada.

(Valores em R\$ mil)

Ação Anulatória (Autos nº 0800247-98.2019.8.20.5158) - ISSQN	
a) Juízo	Vara Única de Touros/RN
b) Instância	1ª Instância (judicial)
c) Data de instauração	26/04/2019
d) Partes no processo	CPFL GERACAO DE ENERGIA S/A, SPE TURBINA 16 ENERGIAS S.A., EOLICA HOLDING S.A., CAMPOS DOS VENTOS I ENERGIAS RENOVAVEIS S.A., CAMPOS DOS VENTOS III ENERGIAS RENOVAVEIS S.A., CAMPOS DOS VENTOS V ENERGIAS RENOVAVEIS S.A., SANTA MONICA ENERGIAS RENOVAVEIS S.A., SANTA URSULA ENERGIAS RENOVAVEIS S.A. e Município de São Miguel do Gostoso/RN.
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 153.977
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 Renováveis no valor de R\$ 153.977, que representa 4,5% de nossa Receita Líquida consolidada.

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

(Valores em R\$ mil)

Autos de Infração (AI´s nº 05.2015 à 10.2015) - ISSQN	
a) Juízo	Parazinho/RN
b) Instância	1ª Instância (administrativa)
c) Data de instauração	14.10.2015
d) Partes no processo	Santa Clara I Energia Renováveis Ltda; Santa Clara II Energia Renováveis Ltda; Santa Clara III Energia Renováveis Ltda; Santa Clara IV Energia Renováveis Ltda; Santa Clara V Energia Renováveis Ltda; Santa Clara VI Energia Renováveis Ltda e Município de Parazinho/RN.
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 93.913
f) Principais fatos	<p>Trata-se de autos de Infração emitidos sob a fundamentação de ausência de recolhimento de ISSQN sobre o fato gerador da implantação dos Parques Eólicos. Em 2015 apresentamos Impugnação.</p> <p>Os AI´s 07/2015, 08/2015, 09/2015 e 10/2015, teve julgamento de primeira instancia parcialmente procedente para reduzir a alíquota de ISSQN de 5% para 3%. Interpusemos Recurso, bem como pedido de reconsideração. Aguarda-se julgamento.</p>
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 CPFL Renováveis no valor de R\$ 93.913, que representa 2,7% de nossa Receita Líquida consolidada.

(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	<p>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</p>
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 CPFL Geração no valor de R\$ 610.430,

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

que representa 17,8% da Receita Líquida consolidada da Companhia.

(Valores em R\$ mil)

Processo Administrativo Fiscal nº 16561.720238/2016-13 - IRPJ/CSLL	
a) Juízo	Delegacia da Receita Federal
b) Instância	2ª Instância (Administrativa)
c) Data de instauração	16/12/2016
d) Partes no processo	Autor: Receita Federal do Brasil Réu: CPFL Geração
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 607.526
f) Principais fatos	Autos de infração para a exigência do IRPJ e da CSLL, relativo ao anos-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 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.
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 17,7% de nossa Receita Líquida consolidada.

(Valores em R\$ mil)

Execução Fiscal nº 5010652-86.2020.4.03.6105 (16643.720027/2012-39) – IRPJ / CSLL	
a) Juízo	5 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 (dez/2021)
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.

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 CPFL Geração no valor de R\$ 368.710, que representa 10,8% de nossa Receita Líquida consolidada.

PROCESSOS CÍVEIS - Ambiental

Ação Popular (Autos nº 0000932-94.2007.8.06.0035)	
a) Juízo	1ª vara cível de Aracati/CE
b) Instância	1ª Instância
c) Data de instauração	05.09.2007
d) Partes no processo	Vilma Célia Pereira da Silva e Rosa dos Ventos Geração e Comercialização de Energia S.A. e outras
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	Inestimável
f) Principais fatos	Trata-se de Ação Popular, objetivando a revogação das licenças ambientais concedidas. Ação Civil Pública, promovida pelo Ministério Público Federal, para discussão de necessidade de EIA/RIMA em Pequenas Centrais Hidrelétricas. Ainda em fase de instrução.
g) Chance de perda	Remota
h) Análise do impacto em caso de perda	A perda do processo poderá implicar na anulação do licenciamento dos empreendimentos com sua consequente paralisação.

Ação Civil Pública (Autos nº 0004493-07.2009.4.01.3600)	
a) Juízo	2ª Vara Federal da Comarca de Cuiabá/MT
b) Instância	1ª Instância
c) Data de instauração	03/04/2009
d) Partes no processo	Ministério Público Federal e CPFL Sul Centrais, Companhia Hidroelétrica Figueirópolis e outras.
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	Inestimável
f) Principais fatos	Trata-se de Ação Civil Pública, promovida pelo Ministério Público Federal, para discussão de necessidade de EIA/RIMA em Pequenas Centrais Hidrelétricas. Proferida sentença excluindo a CPFL Sul Centrais e julgando improcedentes os pedidos formulados em face de Figueirópolis. Aguardando julgamento do recurso apresentado pelo MPF.
g) Chance de perda	Remota
h) Análise do impacto em caso de perda	A perda do processo poderá implicar na anulação do licenciamento dos empreendimentos com sua consequente paralisação.

Ação Civil Pública (Autos nº 0000177-80.2010.4.05.8101)	
a) Juízo	15ª Vara Federal da Subseção Judiciária de Limoeiro do Norte/CE.
b) Instância	1ª Instância
c) Data de instauração	02/03/2010
d) Partes no processo	Ministério Público Federal e Bons Ventos Geradora de Energia S/A.
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	Inestimável
f) Principais fatos	Suspensão das obras de implantação dos Parques Eólicos localizados no município de Aracati/CE; anulação das licenças ambientais concedidas pela SEMACE para a instalação dos parques eólicos localizados naquele Aracati/CE.

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

	Dado provimento ao recurso apresentado pela parte contrária para retorno dos autos à 1ª instância para realização de perícia. Em fase pericial.
g) Chance de perda	Possível.
h) Análise do impacto em caso de perda	A perda do processo poderá implicar na anulação do licenciamento do empreendimento com sua consequente paralisação.

Ação Civil Pública (Autos nº 5004044-33.2012.404.7202)	
a) Juízo	1ª Vara Federal da Comarca de Chapecó/SC.
b) Instância	Tribunais superiores
c) Data de instauração	25/05/2012
d) Partes no processo	Ministério Público Federal e Ludesa Energética S.A.
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	Inestimável
f) Principais fatos	Trata-se de Ação Civil Pública, promovida pelo Ministério Público Federal, com fins de obtenção da Nulidade da Licença de Operação obtida pela empresa Ludesa Energética, para operação e funcionamento da PCH Ludesa. Proferida sentença, julgando os pedidos do MPF improcedentes. Negado provimento ao recurso de apelação do MPF. Aguardando julgamento dos recursos especial e extraordinário. Foi proferida decisão inadmitindo os recursos especial e extraordinário. Contra tal decisão foram interpostos agravos em recurso especial e extraordinário. Ao analisar os recursos, o STJ determinou o retorno dos autos a segunda instância, para reapreciação dos embargos declaratórios opostos pelo MPF. Em novo julgamento, o Tribunal acolheu os embargos, mas sem efeitos infringentes (modificativos). Aguarda-se eventual interposição de Recursos à terceira instância pelo MPF.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	A perda do processo poderá implicar na anulação do licenciamento do empreendimento com sua consequente paralisação.

Ação Civil Pública (Autos n.º 5000147-25.2019.8.13.0005)	
a) Juízo	Vara Única
b) Instância	1ª Instância
c) Data de instauração	14/03/2019
d) Partes no processo	Ministério Público de Minas Gerais e SPE Barra da Paciência Energia S.A.
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	Inestimável
f) Principais fatos	Ação Civil Pública na o Ministério Público Estadual pretende a suspensão das atividades da PCH Barra da Paciência sob a alegação de suposta invalidade da Licença de Operação "ad referendum" outorgada pelo Estado de Minas Gerais. Após manifestação da Companhia, juntando posicionamento atual do órgão ambiental e intimação do MP para manifestação, aguarda-se decisão do juiz sobre o pedido de antecipação de tutela do Ministério Público para a interrupção imediata da operação da PCH Barra da Paciência e posterior sentença.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	A perda do processo poderá implicar na anulação do licenciamento do empreendimento com sua consequente paralisação.

Semesa

Ação Indenizatória nº 0003354-76.2011.8.09.0113	
a) Juízo	2ª Vara Cível de Niquelândia/GO667-7
b) Instância	2ª Instância
c) Data de instauração	21/01/2011

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

d) Partes no processo	Alberto Vieira Borges e Espólio de Marcia Torrano Grecco Borges x SEMESA S.A., Eletrobrás Furnas e Grupo VBC Energia S.A.
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 3.000.031
f) Principais fatos	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>
g) Chance de perda	Remota
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro contábil no resultado da Companhia.

Processo Cível nº 0018587-42.2004.4.01.3500 (Ambiental)	
a) Juízo	Tribunal Regional Federal – 1ª Região
b) Instância	2ª Instância
c) Data de instauração	18/10/2004
d) Partes no processo	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	<p>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.</p>
g) Chance de perda	Possível: R\$ 42.413 – Remota: R\$ 451.205

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

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.

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

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

Não há valor provisionado referente aos processos descritos no item 4.3 em 31 de dezembro de 2021, uma vez que nenhum deles possui risco de perda classificado como provável.

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, desde que, como 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.

Em 31 de dezembro de 2021, a Companhia era parte passiva e/ou ativa em 05 procedimentos arbitrais, de natureza cível, no valor de causa total atualizado de R\$ 426.870. De acordo com a opinião de seus advogados externos, e com a evolução de cada um dos litígios, o prognóstico de perda de 02 procedimentos arbitrais foi classificado como provável, totalizando R\$ 85.259. Os procedimentos remanescentes seguem com risco de perda possível na alçada de R\$ 197.119 e remoto no montante de R\$ 144.491.

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 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 o nosso negócio em 31 de dezembro de 2021.

(Valores em R\$ mil)

Tributários	
Valores envolvidos	
CPFL Renováveis	R\$ 633.538
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

Valores provisionados nesta categoria: R\$ zero

4. Fatores de risco / 4.7 - Outras contingências relevantes

4.7 Descrever outras contingências relevantes não abrangidas pelos itens anteriores.

Todas as contingências relevantes foram abrangidas pelos itens anteriores.

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 Renováveis possui uma Política de Gestão de Riscos Corporativos, aprovada pelo Conselho de Administração em reunião realizada em 15 de dezembro de 2016.

Todos os principais riscos aos quais a Companhia está exposta estão representados no Mapa de Riscos Corporativos. A política tem por objetivo descrever e regulamentar o gerenciamento corporativo de riscos, as principais responsabilidades das partes envolvidas e os limites de exposição aos principais riscos.

- 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.

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

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

ii. os instrumentos utilizados para proteção

A Companhia considera como mecanismos de proteção: (i) o monitoramento periódico dos riscos frente aos limites aprovados pelo Conselho de Administração da CPFL Energia; (ii) os planos de mitigação para tratamento das principais exposições; e (iii) o reporte de tais informações aos fóruns competentes, a saber, executivos da Companhia e Conselho de Administração da CPFL Energia.

Em um primeiro momento, o Conselho de Administração da CPFL Energia aprova quais são os principais riscos a serem acompanhados e os limites de exposição aos quais a Companhia está apta a correr com relação a cada um destes.

Após as definições mencionadas acima, inicia-se a fase de monitoramento das exposições da Companhia. Vale ressaltar que o monitoramento é realizado por meio do uso de indicadores e/ou modelos de simulação.

Assim, caso ocorra o aumento da exposição ou extrapolação de limites de qualquer dos riscos monitorados, os indicadores do monitoramento apontam essa alteração e as áreas de negócio competentes devem estruturar um plano de mitigação e, posteriormente, reportá-los ao Conselho de Administração da CPFL Energia.

Além disso, de forma a mitigar a exposição a eventuais riscos regulatórios, operacionais, ambientais e de mercado, a Companhia avalia permanentemente alterações regulatórias, condições ambientais e de mercado, faz uso de mecanismos regulatórios disponíveis e monitora o desempenho de suas operações. Não obstante, a Companhia adota e implementa os princípios de gerenciamento de riscos e controles internos em conformidade com a legislação local e as especificidades do negócio.

Adicionalmente, a Companhia não realiza transações envolvendo derivativos.

iii. a estrutura organizacional de gerenciamento de riscos

Na CPFL Renováveis, a gestão de riscos é conduzida através de uma estrutura hierárquica que envolve: (i) o Conselho de Administração da CPFL Energia, (ii) a Diretoria Executiva, (iii) a área de Gestão de Riscos e os donos dos riscos, e (iv) a área de Auditoria Interna.

A Política de Gestão Corporativa de Riscos regulamenta a gestão de riscos, descreve o modelo de gestão de riscos (de acordo com o COSO e ISO 31.000 – Gestão de Riscos) e determina as atribuições de cada agente/órgão/área. A divisão das atribuições está descrita a seguir.

(i) Compete ao Conselho de Administração da CPFL Energia aprovar a Política de Gestão de Riscos Corporativos, o grau de apetite a risco aceitável da Companhia; o Mapa de Riscos Corporativos; e suas alterações/atualizações. Adicionalmente, avaliar periodicamente os riscos reportados pela Diretoria Executiva da CPFL Renováveis e acompanhar as ações de Gestão de Riscos Corporativos; aprovar os riscos priorizados pela Diretoria Executiva da Companhia e acompanhar os resultados do processo de gerenciamento dos riscos.

(ii) Cabe à Diretoria Executiva estabelecer as diretrizes de governança de Gestão de Riscos Corporativos; propor o apetite a risco da Companhia ao Conselho de Administração da CPFL Energia; compreender, avaliar e acompanhar o Mapa de Riscos Corporativos; aprovar plano de resposta para os riscos priorizados de acordo com a alçada; viabilizar recursos financeiros, humanos e tecnológicos necessários para a execução do processo de Gestão de Riscos Corporativos.

(iii) A área de Gestão de Riscos é responsável por estabelecer e difundir a metodologia de gerenciamento de riscos; manter atualizada a Política de Gestão de Riscos Corporativos e estabelecer padrões e mecanismos de reporte de informações; coordenar e monitorar o processo de identificação e avaliação dos riscos da Companhia; indicar os Donos dos Riscos para aprovação da Diretoria Executiva da CPFL Renováveis; assessorar e monitorar as ações para a mitigação dos riscos (planos de ação); assessorar os Donos dos Riscos na definição do plano de resposta aos riscos e na criação de indicadores e níveis de exposição dos riscos; reportar o Mapa de Riscos Corporativos à Diretoria Executiva da CPFL

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

Renováveis e operacionalizar os processos de identificação, avaliação, tratamento e monitoramento dos riscos.

Aos Donos dos Riscos a responsabilidade é comunicar eventuais mudanças significativas na probabilidade e no impacto ou qualquer outra característica do risco; desenvolver indicadores e níveis de exposição dos riscos e acompanhar os resultados ao risco sob sua responsabilidade; efetuar reportes periódicos à Diretoria Executiva da CPFL Renováveis sobre o desenvolvimento de ações para a mitigação dos riscos.

Os riscos definidos e aprovados pelo Conselho de Administração da CPFL Energia remetem diretamente as superintendências/gerências (Donas do Risco) da CPFL Renováveis que gerem o assunto, sendo assim, as áreas de negócio possuem responsabilidade primária pela gestão dos riscos inerentes aos seus processos.

(iv) Cabe à área de Auditoria Interna assegurar que os riscos são devidamente identificados e gerenciados através da implantação de controles mitigantes e que não comprometam o planejamento estratégico da Companhia.

Adicionalmente, tal área realiza anualmente auditoria em determinados processos conforme definido no Plano Anual de Auditoria (PAA). Esse PAA é definido com base na avaliação dos riscos de cada processo conforme princípios do COSO (*Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*) e ISO 31.000 (Gestão de Riscos). O PAA é aprovado pela Diretoria Executiva e apresentado ao Conselho de Administração da CPFL Energia. O acompanhamento do status do PAA é realizado periodicamente, também em reuniões de Diretoria Executiva e Conselho de Administração da CPFL Energia.

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 Conselho Fiscal da CPFL Energia, Conselho de Administração da CPFL Energia, Comitês de Assessoramento da CPFL Energia 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 da CPFL Energia.

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. 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**

Conforme reportado no item 5.1 deste formulário, a CPFL Renováveis possui uma Política de Gestão de Riscos Corporativos aprovada pelo Conselho de Administração em reunião realizada em 15 de dezembro de 2016.

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 da CPFL Energia, 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.

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

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.

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.

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

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 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 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.

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

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.

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**

Item facultativo em função da Companhia ser uma empresa classificada na categoria B.

- d) b) as estruturas organizacionais envolvidas**

Item facultativo em função da Companhia ser uma empresa classificada na categoria B.

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

Item facultativo em função da Companhia ser uma empresa classificada na categoria B.

- f) 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.

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

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

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 área de Auditoria Interna, Riscos, Compliance e DPO com reporte direto e independente ao Conselho de Administração da CPFL Energia. Esta área além de realizar as avaliações periódicas de seu sistema de controles internos coordena o funcionamento do Comitê de Ética, as investigações de fraudes e programa de treinamentos.

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

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 Renováveis ou não) e Conselheiros, baseados em empresas que temos sócios, controladas ou não.

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, dispondo 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.

Encontra-se disponível em nosso website em

<http://www.cpfrenovaveis.com.br/show.aspx?idCanal=h4GZRTI+v63Qwvcfo8LtxQ==>

Além das iniciativas que envolvem diretamente nossos parceiros, buscamos garantir que os valores de nosso negócio sejam compartilhados também 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.

- **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 da CPFL Energia do Conselho de Administração da CPFL Energia (funcionários da CPFL Renováveis 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.

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

- **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 *que "condutas não alinhadas com o Código serão passíveis de medidas disciplinares"*, cabendo ao Comitê de Ética e Conduta Empresarial, após análise do relatório de investigação de denúncia, deliberar quanto à procedência da denúncia e recomendar a aplicação de medida disciplinar ao profissional denunciado.

- **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 pelo Conselho de Administração e por sua Diretoria Executiva em Setembro de 2016 e está disponível no site da CPFL Renováveis, através do link: <http://www.cpfrenovaveis.com.br/show.aspx?idCanal=h4GZRTI+v63Qwvcfo8LtxQ==>

b) se o emissor possui canal de denúncia, indicando, em caso positivo:

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

O canal de ética disponibilizado e divulgado está a cargo de terceiros (empresa Contato Seguro) sendo gerenciado pelos membros do Comitê de Ética, sendo possível seu acesso através do link: <https://www.contatoseguro.com.br/cpfrenovaveis>

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

O Canal de Ética está aberto a todos os públicos de relacionamento da CPFL Renováveis, incluindo fornecedores, comunidades e parceiros.

- **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 de Ética, no ato do registro, atribui um número de identificação sequencial que permite o seu acompanhamento pelo usuário mediante número de protocolo.

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

A Secretaria Executiva é responsável por apurar e ter acesso a todos os documentos, sistemas e pessoas, para a devida coleta de informações necessárias à apuração das denúncias.

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.

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

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.

Não houve alterações significativas nos principais riscos a que a Companhia está exposta ou na política de gerenciamento de riscos, no exercício de 2021. Entretanto, alguns pontos continuam sendo monitorados devido ao nível de exposição.

O negócio de geração renovável depende de alguns fatores que fogem do nosso controle e que podem afetar significativamente esses negócios, embora a Companhia trabalhe com mecanismos de mitigação desses riscos.

No segmento de biomassa, em algumas usinas, poderemos sofrer queda na quantidade de cana de açúcar, matéria-prima necessária para a produção da biomassa para a geração de energia elétrica. Ademais, dependemos, até certo grau, do desempenho dos nossos parceiros na operação das usinas a biomassa. Existem mecanismos para mitigação de eventuais déficits, como por exemplo adição de biomassa alternativa (cavaco de madeira), mas não elimina o risco e depende do cenário de valor do PLD para se tornar viável. A operação de parques eólicos envolve incertezas e riscos relevantes, incluindo risco financeiro associado com a diferença entre a energia gerada e a energia contratada por meio dos leilões públicos de energia ou contratos no mercado livre. Esses riscos financeiros são principalmente: (i) menor intensidade dos ventos e da duração do que aquela contemplada na fase de estudo do projeto; (ii) qualquer atraso no início das operações de um parque eólico; (iii) indisponibilidade de turbinas eólicas em níveis acima dos padrões esperados, sendo esse último risco mitigado pelos atuais padrões de gestão da CPFL Renováveis dos contratos de O&M e também pela evolução natural da indústria eólica no Brasil; e (iv) aumento do custo de aquisição dos ativos pela variação cambial do dólar.

Os níveis de produção dos projetos eólicos dependem de vento adequado, resultando em volatilidade nos níveis de produção e rentabilidade. Por exemplo, para nossos projetos eólicos, as estimativas de recursos naturais são baseadas na experiência histórica, quando disponíveis, em estudos de recursos eólicos conduzidos por uma certificadora independente e não refletem necessariamente a produção real de energia eólica em um determinado ano.

Como resultado, esses tipos de projetos de energia renovável enfrentam riscos consideráveis em relação ao nosso negócio principal, incluindo o risco de que regimes regulatórios favoráveis expirem ou sejam adversamente modificados. Adicionalmente, no estágio de desenvolvimento ou aquisição, devido à natureza da indústria, a nossa capacidade de prever os resultados reais de desempenho pode ser prejudicada e os projetos podem não ter o desempenho previsto. Caso estas usinas de geração não sejam capazes de gerar a energia por nós contratada, poderemos ser forçados a comprar o déficit no mercado spot ou arcar com penalidades previstas nos contratos, o que poderia aumentar os nossos custos e gerar perdas neste segmento. Esses projetos são intensivos em capital e geralmente requerem financiamento de terceiros, que pode ser difícil de obter com taxas atrativas. Como resultado, as restrições de capital podem reduzir a nossa capacidade de desenvolver esses projetos ou desenvolvê-los com base em uma estrutura de capital eficiente. Um outro ponto que talvez valha a pena ser mencionado são os deságios que estão ocorrendo nos leilões de energia eólica (em alguns anos chega próximo a 50%) e muitas vezes inviabilizam o projeto.

Além disso, aproximadamente 70% do capex dos projetos eólicos é composto pelo aerogerador, então caso o fornecedor tenha problemas financeiros poderá afetar a capacidade de entrega do equipamento. A operação e manutenção tipicamente também é realizada pelo mesmo fornecedor dos equipamentos em contratos de longo prazo, e se o fornecedor tiver problemas financeiros pode afetar a manutenção e conseqüentemente a disponibilidade dos equipamentos.

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

Data de Constituição do Emissor	02/10/2006
Forma de Constituição do Emissor	Sociedade por Ações
País de Constituição	Brasil
Prazo de Duração	Prazo de Duração Indeterminado
Data de Registro CVM	08/03/2007

6. Histórico do emissor / 6.3 - Breve histórico

6.3 Breve histórico do emissor

A Companhia, então denominada Empresa de Investimentos em Energias Renováveis S.A. ("ERSA"), foi constituída em outubro de 2006 pelo Pátria – Banco de Negócios, Assessoria, Gestão e Participação Ltda. (atual "Pátria Investimentos Ltda."), que detinha direta ou indiretamente, naquela data, a totalidade do capital social da Companhia. Em março de 2007, o Pátria Investimentos Ltda. transferiu sua participação acionária para o Pátria Energia – Fundo de Investimento em Participações ("Pátria Energia"), que subscreveu um aumento de capital social no valor de R\$19,6 milhões. Em julho e agosto de 2007, Eton Park Capital Management, L.P. ("Eton Park"), acionista do Secor, LLC ("Secor"), Fundo de Investimento em Participações Multisetorial Plus Bradesco BBI FIP ("Bradesco BBI FIP") e Deutsche Investitions - und Entwicklungsgesellschaft MBH ("DEG" e, em conjunto com Pátria Energia, Secor e Bradesco BBI FIP, "Acionistas Iniciais") ingressaram como acionistas da Companhia, mediante a subscrição integral de aumento de capital, totalizando R\$408,0 milhões. Naquela ocasião, a Companhia emitiu debêntures conversíveis no valor de R\$51,2 milhões, as quais foram totalmente subscritas e integralizadas pelo Bradesco BBI FIP. Considerando conjuntamente o aporte de capital dos Acionistas Iniciais e a subscrição das debêntures conversíveis, o investimento total dos Acionistas Iniciais foi de R\$478,9 milhões em 2007. Em 30 de julho de 2007, os Acionistas Iniciais celebraram um Acordo de Acionistas, posteriormente aditado para inclusão do DEG, GMR Empreendimentos Energéticos Ltda. ("GMR"), Roberto Sahade, Guilherme Sahade e Marcelo Sahade, doravante denominados, em conjunto com os Acionistas Iniciais, "Acionistas Controladores", cujo objetivo foi estabelecer os termos e condições que disciplinaram o relacionamento dos Acionistas Controladores.

Em março de 2007, a Companhia obteve registro de companhia aberta na CVM e iniciou suas atividades operacionais, com a formação de sua equipe, constituição de parcerias, definição de sistemas e processos e aquisição de seus primeiros projetos. No ano de 2007 foram adquiridos pela Companhia 15 projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas ("PCHs").

Em 2008, foi constituída a PCH Holding S.A. ("PCH Holding"), com o objetivo de participar do controle societário direto de 10 Sociedades de Propósito Específico ("SPE"), das quais 9 receberam financiamento do Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social ("BNDES"). Também em 2008, foram adquiridas as PCHs Plano Alto e Alto Irani. Naquele mesmo ano, foram adquiridos 15 projetos, sendo 6 PCHs, incluindo Plano Alto e Alto Irani, e 9 Parques Eólicos, e foi vendido o projeto PCH Cristina, por se tratar de uma usina muito pequena e com pouca atratividade para a Companhia.

Em novembro de 2008, foi aprovado um aumento no capital social da Companhia, no valor de R\$127,4 milhões (homologado em dezembro de 2008), mediante a emissão de novas ações, totalmente subscritas pelos Acionistas Iniciais, Roberto Sahade, Guilherme Sahade e Marcelo Sahade. Em dezembro de 2008, a Companhia realizou a emissão de debêntures conversíveis, no valor de R\$5,2 milhões, que foram totalmente subscritas e integralizadas pelo acionista Bradesco BBI FIP.

Em 2009, a Companhia adicionou ao seu portfólio 2 projetos de Parques Eólicos por meio de associação para o desenvolvimento dos projetos. Adicionalmente, em março de 2009, iniciou-se a operação comercial da PCH Cocais Grande. Em outubro de 2009, o Fundo de Investimento em Participações Brasil Energia "FIP Brasil Energia" ingressou como acionista da Companhia mediante a subscrição integral de aumento de capital no valor de R\$300 milhões.

Em 2010, 4 PCHs da Companhia começaram a operar comercialmente: Arvoredo, Paiol, São Gonçalo e Varginha. Em maio de 2010, foi cancelada pela ANEEL a autorização da PCH Paraitinga, em decorrência de inviabilidade técnica e financeira. Em julho de 2010, a atual controladora da Companhia, CPFL Geração de Energia S.A. ("CPFL Geração"), adquiriu a totalidade das ações de Campo dos Ventos I Energias Renováveis S.A. ("Campos dos Ventos I"); Campo dos Ventos II Energias Renováveis S.A. ("Campos dos Ventos II"); Campo dos Ventos III Energias Renováveis S.A. ("Campos dos Ventos III"); Campo dos Ventos IV Energias Renováveis S.A. ("Campos dos Ventos IV"); Campo dos Ventos V Energias Renováveis S.A. ("Campos dos Ventos V"); e Eurus V Energias Renováveis S.A. ("Eurus V") que, posteriormente, em decorrência da incorporação da Smita pela ERSA, passaram a ser subsidiárias da Companhia.

6. Histórico do emissor / 6.3 - Breve histórico

Em janeiro, fevereiro, março e abril de 2011, 4 PCHs da Companhia entraram em operação comercial: Ninho da Águia, Corrente Grande, Barra da Paciência e Várzea Alegre. Em 19 de abril de 2011, a Companhia e seus acionistas celebraram um acordo de associação com a CPFL Energia S.A. ("CPFL Energia" ou "CPFL"), por meio do qual foram estabelecidos os termos e condições visando à associação de ativos e projetos de energia renovável detidos pela Companhia e pelas controladas da CPFL Energia, a saber: CPFL Geração e CPFL Comercialização Brasil S.A. ("CPFL Brasil" e "Associação", respectivamente). Esta Associação incluiu como ativos Parques Eólicos, Usinas Termelétricas à Biomassa e PCHs localizadas no Brasil. Nos termos do referido acordo, os seguintes atos foram realizados almejando a realização da incorporação mencionada: (i) em 18 de julho de 2011, a CPFL Geração realizou a segregação das PCHs que compunham diretamente seu patrimônio, contribuindo tais ativos ao capital social das sociedades Mohini Empreendimentos e Participações Ltda., Chimay Empreendimentos e Participações Ltda. e Jayaditya Empreendimentos e Participações Ltda., sociedades estas sob o seu controle direto; (ii) ademais, no mesmo dia 18 de julho de 2011, a CPFL Geração e a CPFL Brasil, na qualidade de únicas acionistas da Smita Empreendimentos e Participações S.A., realizaram um aporte de capital na referida sociedade, de modo a transferir a totalidade de seus empreendimentos para a Smita Empreendimentos e Participações S.A., inclusive as participações nas sociedades Mohini Empreendimentos e Participações Ltda., Chimay Empreendimentos e Participações Ltda. e Jayaditya Empreendimentos e Participações Ltda.; e (iii) em 22 de agosto de 2011, foi realizada Assembleia Geral Extraordinária da ERSA que aprovou, sinteticamente, o cancelamento da totalidade dos bônus de subscrição emitidos pela ERSA em 2 de março de 2007 e a conversão, em ações ordinárias da ERSA, da totalidade das debêntures emitidas pela ERSA, conforme os termos da Escritura Particular de Emissão Privada de Debêntures da Primeira Emissão, datada de 15 de agosto de 2007, e da Escritura Particular de Emissão Privada de Debêntures da Segunda Emissão, datada de 23 de dezembro de 2008, com o conseqüente aumento de capital social da ERSA decorrente de tal conversão.

Em 24 de agosto de 2011, a Associação foi concluída entre a CPFL Energia e os acionistas da ERSA, mediante a aprovação e implementação da incorporação da Smita Empreendimentos e Participações S.A. pela ERSA ("Incorporação"), razão pela qual os empreendimentos da CPFL Energia e os empreendimentos da ERSA passaram a ser operados pela Companhia. Nesta data, a CPFL Geração e CPFL Brasil passaram à condição de acionistas da Companhia. Por fim, a denominação social da Companhia foi alterada de ERSA – Energias Renováveis S.A. para CPFL Energias Renováveis S.A.

Mediante a realização da Incorporação e do aumento de capital acima descrito, a CPFL Geração e CPFL Brasil atingiram uma participação societária total no capital social da Companhia equivalente, em conjunto, a 54,5% do capital social total e votante da referida companhia. Também em 24 de agosto de 2011, o Acordo de Acionistas da Companhia foi aditado e consolidado com a finalidade de estabelecer os termos e condições que disciplinam o relacionamento entre seus acionistas e, indiretamente, das sociedades investidas pela Companhia, incluindo (i) o exercício de direito de voto por parte dos acionistas nas Assembleias Gerais de acionistas; (ii) a participação dos acionistas e de seus respectivos representantes societários nos órgãos diretivos da Companhia; (iii) o direito de preferência dos acionistas em relação à aquisição das ações e outras determinadas restrições relativas à transferência das ações e direitos econômicos associados à titularidade das ações de emissão da Companhia; e (iv) a Oferta Pública Inicial ou outras capitalizações futuras da Companhia.

Destaca-se que, em 19 de agosto de 2011, foi anunciado ao mercado a construção de Parques Eólicos localizados no Rio Grande do Norte, previstos para entrarem em operação em 2013, cuja energia comercializada no mercado livre totaliza 64,6 MW médios.

Ainda em 2011, por meio de contratos de parceria foram adicionados ao portfólio da Companhia 2 (dois) projetos de usina Termoelétrica à Biomassa (bagaço de cana) – Bio Coopcana e Bio Alvorada - assim como foi realizada a aquisição da PCH Santa Luzia.

Adicionalmente, em 19 de agosto de 2011, a Companhia comunicou ao mercado a construção de Parques Eólicos localizados em outro complexo no Rio Grande do Norte, cuja energia comercializada no mercado livre totaliza 60,9 MW médios.

Em 19 de dezembro de 2011, a Companhia concluiu a aquisição direta de 100% do capital social da Jantus SL. e indireta da totalidade do capital da SIIF Énergies do Brasil Ltda. ("SIIF") e da SIIF

6. Histórico do emissor / 6.3 - Breve histórico

Desenvolvimento de Projeto de Energia Eólica Ltda. ("SIIF Desenvolvimento"), com um total de 4 (quatro) Parques Eólicos em operação no Estado do Ceará, totalizando capacidade instalada de 210 MW, além de um portfólio de 412 MW em projetos certificados e elegíveis para participação nos próximos leilões de energia e 320 MW em projetos não-certificados ("Empreendimentos SIIF"). Para implementar a transação acima descrita, a CPFL Brasil realizou aportes de capital na Companhia, de forma que CPFL Geração e CPFL Brasil passaram a deter, em conjunto, 63,0% da Companhia.

Em 13 de janeiro de 2012, a Companhia anunciou ao mercado a celebração, com terceiros, de contrato de compra e venda de ações, cujo objeto foi a aquisição, pela Companhia, da totalidade das ações de emissão da Atlântica I Parque Eólico S.A., Atlântica II Parque Eólico S.A., Atlântica IV Parque Eólico S.A. e Atlântica V Parque Eólico S.A. (em conjunto "Complexo Atlântica"), sociedades detentoras de autorização pelo prazo de 35 anos para geração de energia elétrica de fonte eólica sob o regime de produção independente, mediante a implantação de seus respectivos 4 (quatro) parques eólicos localizados no município de Palmares do Sul, Estado do Rio Grande do Sul, com potência total instalada de 120 MW (sendo 30 MW cada um) e garantia física de 52,7 MW médios. Conforme Comunicado ao Mercado publicado em 26 de março de 2012, todas as ações de emissão das sociedades do Complexo Atlântica foram transferidas para a Companhia.

Em 24 de fevereiro de 2012, a Companhia comunicou a celebração de contrato para aquisição de 100% das ações da BVP S.A., sociedade controladora da Bons Ventos Geradora de Energia S.A., que detém 4 Parques Eólicos em operação (Taíba Albatroz, Canoa Quebrada, Bons Ventos e Enacel) no Estado do Ceará, com capacidade instalada total de 157,5 MW. A transferência do controle dos parques da Bons Ventos para a Companhia foi aprovada pela ANEEL, conforme fato relevante divulgado em 19 de junho de 2012.

Em 12 de março de 2012, a Companhia anunciou a celebração de contrato de aquisição de ativos de cogeração de energia elétrica e vapor d'água da SPE Lacenas Participações Ltda., controlada da Usina Ester, que detém autorização outorgada pela ANEEL para explorar a energia proveniente da biomassa produzida pela moagem de cana de açúcar e com capacidade instalada de 40,0 MW. Os ativos de cogeração localizam-se no município de Cosmópolis, Estado de São Paulo, e encontram-se em operação comercial plena. A incorporação dos ativos de cogeração da SPE Lacenas Participações Ltda. foi finalizada, conforme comunicado ao mercado publicado em 18 de outubro de 2012.

Em 31 de maio de 2012, a Companhia aprovou o grupamento da totalidade das ações de sua emissão, na proporção de 5:1, ou seja, cada 5 ações ordinárias foram grupadas em 1 ação ordinária, com a consequente modificação do capital social da Companhia.

Em 18 de junho de 2013, a Companhia comunicou a celebração com a Martifer Renováveis Geração de Energia Participações S.A. do contrato de compra e venda de ações relativo à aquisição da totalidade das ações da Rosa dos Ventos Geração e Comercialização de Energia S.A. ("Rosa dos Ventos"), que detém autorização outorgada pela Agência Nacional de Energia ("ANEEL") para explorar os parques eólicos (i) Canoa Quebrada, com capacidade instalada de 10,5 MW; e (ii) Lagoa do Mato, com capacidade instalada de 3,2 MW. Os Parques Eólicos localizam-se no litoral do Estado do Ceará e se encontram em operação comercial plena, sendo que a totalidade da energia gerada por tais parques eólicos está contratada com a Eletrobrás, através do PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica.

Em 17 de fevereiro de 2014, a Companhia e a Dobrevê Energia S.A. ("DESA") celebraram um acordo de associação para incorporação pela Companhia da WF2 Holding S.A. ("WF2"), detentora da totalidade das ações de emissão da DESA na data de sua incorporação ("Incorporação"). Em 30 de setembro de 2014, a Companhia deliberou pela incorporação da WF2 e o respectivo aumento do capital social da Companhia em decorrência da absorção do acervo líquido contábil da WF2, com a consequente emissão de novas ações da Companhia entregues ao Arrow – Fundo de Investimento em Participações ("FIP Arrow"), com eficácia a partir de 01 de outubro de 2014. Em decorrência dessa operação, o FIP Arrow passou a deter 12,27% do capital social da Companhia, sem afetar o controle da Companhia, que continua a ser detido pela CPFL Geração de Energia S.A. por meio da titularidade de mais de 50% das ações representativas do capital social da Companhia. Em 28 de abril de 2014, o Acordo de Acionistas da Companhia foi novamente aditado com objetivo de adequar a governança da Companhia em função

6. Histórico do emissor / 6.3 - Breve histórico

da realização da Oferta Pública Inicial, incluindo: (i) mudanças do quadro acionário da Companhia; (ii) ajuste nas cláusulas não mais aplicáveis ao Acordo de Acionistas; e (iii) implementação das alterações necessárias para adaptar o Acordo de Acionistas à atual estrutura societária e operacional da Companhia.

Em 01 de outubro de 2014, a Companhia e seus acionistas celebraram o 8º aditivo e consolidação ao Acordo de Acionistas, com o objetivo de refletir as mudanças no quadro acionário da Companhia em razão saída do acionista DEG Deutsche Investitions und Entwicklungsgesellschaft MbH como signatário do Acordo de Acionistas e da adesão dos acionistas Daniel Gallo e Arrow – Fundo de Investimento em Participações ao Acordo de Acionistas, bem como para implementar as alterações necessárias.

Em abril de 2015, a ANEEL publicou o despacho nº 1.107 autorizando a entrada em operação comercial do parque eólico Morro dos Ventos II, cuja entrada em operação estava inicialmente prevista para o 1º semestre de 2016. O parque eólico Morro dos Ventos II totaliza 29,2 MW de capacidade, com garantia física de 15,3 MWh e está localizado no município de João Câmara, no Rio Grande do Norte.

Ainda no mesmo mês, a Companhia comercializou no 21º Leilão de Energia Nova A-5/2015, 14,0 MW médios a serem gerados pela PCH Boa Vista II, localizada no estado de Minas Gerais com 26,5 MW de capacidade instalada. A vigência do contrato é de 30 anos, com início de suprimento de energia em 01 de janeiro de 2020.

Por sua vez, em maio de 2016, houve a autorização pela ANEEL para a entrada em operação da PCH Mata Velha, que totaliza 24 MW de capacidade instalada, localizada no município de Unaí, em Minas Gerais, anteriormente prevista para janeiro de 2018.

Em julho de 2016, a Companhia recebeu de seu acionista controlador CPFL Energia S.A. ("CPFL Energia") comunicação sobre proposta recebida, por seu acionista controlador Camargo Corrêa S.A. ("CCSA"), da State Grid International Development Limited. ("Compradora") para a aquisição da totalidade de participação societária da CCSA vinculada ao bloco de controle da CPFL Energia.

Ademais no mês de setembro, a Companhia foi comunicada a respeito da assinatura do Contrato de Aquisição de Ações entre seu acionista indireto Camargo Corrêa S.A. e ESC Energia S.A., na qualidade de vendedores, e a State Grid Brazil Power Participações S.A. ("State Grid Brazil"), na qualidade de compradora, bem como do exercício do direito de venda conjunta ("Tag Along"), previsto no Acordo de Acionistas da CPFL Energia S.A., por parte do acionista Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – PREVI e do acionista Energia São Paulo Fundo de Investimento em Ações.

Em dezembro de 2016, a ANEEL, por meio do despacho nº 3.358, autorizou a entrada em operação comercial dos últimos aerogeradores do parque eólico Santa Mônica, pertencente ao complexo eólico São Benedito, localizado no município de João Câmara, no Estado do Rio Grande do Norte. Com isso houve a entrada em operação comercial dos complexos eólicos Campo dos Ventos e São Benedito em sua totalidade, com capacidade instalada combinada de 231 MW, distribuída em 110 aerogeradores. Com a conclusão de referido projeto a CPFL Renováveis encerrou o ano de 2016 com 2.054,3 MW de capacidade instalada.

Após a obtenção das aprovações regulatórias de CADE e ANEEL, em janeiro de 2017, houve o fechamento da operação negociada entre os Acionistas integrantes do Bloco de Controle da CPFL Energia S.A. e a State Grid Brazil, com a aquisição de 556.164.817 ações ordinárias de emissão da CPFL Energia S.A., representativas de aproximadamente 54,64% de seu capital votante. Em razão de referido fechamento a State Grid Brazil se tornou a controladora direta da CPFL Energia.

Tendo em vista que a CPFL Energia é controladora indireta da Companhia, a transferência do controle direto da CPFL Energia para State Grid Brazil resultou na alienação indireta do controle acionário da Companhia, devendo a State Grid Brazil realizar uma oferta pública para a aquisição da totalidade das ações ordinárias de emissão da Companhia ("OPA por Alienação de Controle"), nos termos do artigo 254-A da Lei 6.404, de 15 de dezembro de 1976 ("Lei das S.A."), da Instrução CVM nº 361, de 5 de março de 2002 ("Instrução CVM 361") e do Regulamento de Listagem do Novo Mercado da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão ("B3 (antiga BM&FBOVESPA)").

6. Histórico do emissor / 6.3 - Breve histórico

Em fevereiro de 2017, a State Grid Brazil manifestou sua intenção de, concomitantemente à OPA por Alienação de Controle, realizar uma oferta pública unificada de aquisição das ações ordinárias em circulação de emissão da Companhia, visando cancelar seu registro de companhia aberta perante a CVM na categoria "A" e a sua conversão para a categoria "B" ("OPA para Conversão de Registro"), bem como promover a saída da Companhia do segmento especial de listagem da B3 denominado Novo Mercado ("OPA para Saída do Novo Mercado" e, em conjunto com a OPA por Alienação de Controle e a OPA para Conversão de Registro, "OPA Unificada").

Em decorrência da intenção manifestada pela State Grid Brazil, a Companhia adotou as providências necessárias para permitir que os acionistas da Companhia deliberassem sobre (i) a escolha da empresa especializada responsável pela elaboração do laudo de avaliação do valor econômico das ações de emissão da Companhia, nos termos do artigo 39, parágrafos 1º e 2º, e do artigo 41, ambos do Estatuto Social da Companhia ("Laudo de Avaliação"); e (ii) o cancelamento do registro da Companhia como companhia aberta perante a CVM sob a categoria "A" e a sua conversão para a categoria "B", bem como a saída da Companhia do Novo Mercado da B3 (antiga BM&FBOVESPA), em ambos os casos condicionados às normas e aos termos e condições aplicáveis à OPA Unificada.

Em 27 de março de 2017, foi realizada uma assembleia geral extraordinária da Companhia, na qual os acionistas deliberaram (i) aprovar o cancelamento do registro da Companhia perante a Comissão de Valores Mobiliários – CVM como emissora de valores mobiliários categoria "A", e sua conversão para categoria "B", nos termos da Instrução CVM nº 480/2009, bem como a saída da Companhia do segmento de listagem do Novo Mercado da B3, ambos condicionados às normas e aos termos e condições aplicáveis à OPA Unificada; e (ii) aprovar a escolha do Deutsche Bank S.A. – Banco Alemão como a empresa especializada responsável pela elaboração do laudo de avaliação do valor econômico das ações da Companhia para os fins da OPA Unificada.

Em junho de 2017, a ANEEL, por meio dos despachos nº 1.826 e 1.827, autorizou a entrada em operação comercial dos parques eólicos Pedra Cheirosa I e Pedra Cheirosa II, pertencentes ao complexo eólico Pedra Cheirosa, localizados no município de Itarema, no Estado do Ceará, com 48,3 MW de capacidade e 26,1 MW médios de garantia física. O projeto referente ao complexo eólico Pedra Cheirosa, foi comercializado no leilão A-5 de 2013, cujo início do contrato de fornecimento de energia estava previsto para maio de 2018, ocorrendo, portanto, uma antecipação de quase 1 (um) ano no início de sua operação comercial.

Em julho de 2017 a State Grid Brazil decidiu prosseguir apenas com a OPA por Alienação de Controle da CPFL Renováveis e da sua controladora indireta CPFL Energia.

No dia 01 de agosto de 2018, os acionistas da Companhia aprovaram, por unanimidade de votos, a incorporação, pela Companhia, das suas sociedades controladas Siif Desenvolvimento de Projetos de Energia Eólica Ltda., Siif Energies do Brasil Ltda., Eólica Icaraizinho Geração e Comercialização de Energia S.A. e Eólica Formosa Geração e Comercialização de Energia S.A., com o objetivo de consolidar as atividades e o patrimônio de mencionadas sociedades controladas, de modo a atingir maior eficiência operacional, administrativa e financeira, com a racionalização e maximização de resultados e minimização de custos.

No dia 27 de agosto de 2018, a Companhia publicou Fato Relevante informando que recebeu Ofício da CVM comunicando a determinação da SRE de reajuste da DJP, de modo a utilizar dados de EBITDA da CPFL Energia (orçamento 2016-2020), consolidados de acordo com o IFRS, contestando os cálculos apresentados pela State Grid Brazil em 27 de julho de 2018. A Companhia noticiou Fato Relevante comunicando que recebeu correspondência da State Grid Brazil, a qual informou que, em 11 de setembro de 2018, protocolou na CVM novas versões do Edital e da DJP.

Nos dias 10 e 11 de outubro de 2018, a CVM enviou comunicação informando que negou o recurso interposto por alguns acionistas minoritários e deferiu o pedido de registro da OPA por Alienação de Controle da CPFL Renováveis. No dia 22 de outubro de 2018, foi publicado o Edital da OPA por Alienação de Controle da CPFL Renováveis. No dia 06 de novembro de 2018, o Conselho de Administração da

6. Histórico do emissor / 6.3 - Breve histórico

Companhia aprovou a emissão de parecer favorável à aceitação da OPA por Alienação de Controle da CPFL Renováveis.

No dia 26 de novembro de 2018, ocorreu o leilão onde a State Grid Brazil adquiriu 243.771.824 ações ordinárias (CPRE3) de emissão da Companhia, representativas de 48,39% do capital social.

A State Grid Brazil e CPFL Geração de Energia S.A. (controlada indiretamente pela State Grid), passaram a deter, em conjunto, 503.520.623 ações ordinárias de emissão da Companhia, que equivalem aproximadamente a 99,94% do capital social total da Companhia.

Em outubro e novembro de 2018, a ANEEL, por meio dos despachos nº 2.430, 2.535 e 2.710, autorizou a entrada em operação comercial da PCH Boa Vista 2, localizada no município de Varginha, no Estado de Minas Gerais, com 29,9 MW de capacidade e 15,5 MW médios de garantia física. O projeto foi comercializado no leilão A-5 de 2015, cujo início do contrato de fornecimento de energia estava previsto para janeiro de 2020, ocorrendo, portanto, uma antecipação de mais de 1 (um) ano no início de sua operação comercial.

No dia 30 de novembro de 2018, os acionistas da Companhia aprovaram, por unanimidade de votos, a incorporação, pela Companhia, das suas sociedades controladas T-15 Energia S.A., PCH Participações S.A., BVP S.A. e BVP Geradora de Energia S.A., com o objetivo de consolidar as atividades e o patrimônio de mencionadas sociedades controladas, de modo a atingir maior eficiência operacional, administrativa e financeira, com a racionalização e maximização de resultados e minimização de custos.

Em 30 de setembro de 2019, a CPFL Energia, juntamente com a State Grid, anunciaram o fechamento da compra e venda das ações de emissão da CPFL Renováveis e a transferência pela State Grid para a CPFL Energia de todas as ações da CPFL Renováveis detidas diretamente pela State Grid.

Em 19 de dezembro de 2019, o conselho de administração da CPFL Energia 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 10 de junho de 2020, a CPFL Renováveis, comunicou o resultado do leilão da oferta pública de aquisição das ações ordinárias de emissão da Companhia em circulação no mercado, unificando as modalidades para fins de conversão de seu registro de companhia aberta categoria "A" para categoria "B" ("OPA Conversão de Registro") e saída do Novo Mercado ("OPA Saída do Novo Mercado", e, em conjunto com a OPA Conversão de Registro, "OPA" e "Leilão", respectivamente) realizado naquela data na B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão ("B3"). Como resultado do Leilão, a CPFL Geração ("Ofertante") adquiriu 183.539 ações ordinárias de emissão da Companhia em circulação, representativas de 0,035% do seu capital social. As ações foram adquiridas pelo preço unitário de R\$ 18,24, totalizando o valor de R\$ 3.347.751,36 (três milhões, trezentos e quarenta e sete mil, setecentos e cinquenta e um reais e trinta e seis centavos). Com a liquidação financeira das aquisições realizadas no Leilão, que ocorreu em 15 de junho de 2020, as ações em circulação remanescentes passaram a representar 0,021% do capital social da Companhia. Tendo em vista que o número de ações adquiridas pela Ofertante no Leilão superou o montante mínimo necessário para a conversão de seu registro de companhia aberta categoria "A" para categoria "B" na CVM, de 2/3 das ações habilitadas no Leilão, a Companhia deu prosseguimento aos atos necessários para a conversão. As ações da Companhia imediatamente deixaram de integrar o

6. Histórico do emissor / 6.3 - Breve histórico

segmento do Novo Mercado da B3, passando ao segmento básico da B3 até a manifestação da CVM quanto à conversão de categoria.

Em 19 de junho de 2020, a CPFL Renováveis, informou que o Conselho de Administração aprovou, naquela data, a convocação de Assembleia Geral Extraordinária de acionistas da Companhia, a se realizar no dia 7 de julho de 2020 ("AGE"), 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.

Em 6 de julho de 2020, a CPFL Renováveis, por meio de Fato Relevante, comunicou o recebimento do Ofício nº 224/2020/CVM/SEP/GEA-1, pelo qual 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, a CPFL Energia S.A. ("CPFL Energia") e suas subsidiárias CPFL Geração de Energia S.A. ("CPFL Geração") e CPFL Energias Renováveis S.A. ("CPFL Renováveis") comunicaram, 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 de Administração das empresas envolvidas. A nova estrutura gera fortalecimento das estruturas administrativas e trouxe sinergias para o grupo.

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.

Informações referentes à operação estarão disponíveis no site da CVM (www.cvm.gov.br) e no site da CPFL Energia (www.cpfl.com.br/ri).

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 Renováveis.

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

Segundo o Estatuto Social, a Companhia tem por objeto social: (i) exploração de empreendimentos de geração de energia elétrica que não utilizem combustível fóssil ou nuclear, tais como, pequenas centrais hidrelétricas - PCHs, eólicas, termoelétricas de biomassa, energia fotovoltaica, com a consequente prestação de serviço público de geração de energia elétrica; (ii) a exploração de atividades de projeto, engenharia, licenciamento, financiamento, aquisição, operação e manutenção de ativos de geração e potenciais de geração de energia, desde que relacionados a empreendimentos de geração de energia elétrica que não utilizem combustível fóssil ou nuclear, nos termos do item (i) acima; (iii) a comercialização de energia elétrica gerada pelos empreendimentos detidos pela Companhia, que compreende a compra e venda, a importação e exportação de energia elétrica para outros comercializadores, geradores, distribuidores ou consumidores que tenham a livre opção de escolha do fornecedor, bem como atuação junto à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE; (iv) o investimento no capital de outras sociedades (de forma individual ou sob a forma de consórcio de empreendimentos) na área de geração de energia elétrica, sem a utilização de combustível fóssil ou nuclear, nos termos do item (i) acima, ou de serviços a esta relacionados; (v) a prestação dos serviços e a intermediação de negócios associados, vinculados ou necessários para a comercialização de energia elétrica gerada pelos empreendimentos detidos pela Companhia; e (vi) o exercício de outras atividades, direta ou indiretamente, no todo ou em parte, vinculadas ao seu objeto social.

A Companhia possui larga experiência no desenvolvimento, aquisição, construção e operação de usinas de geração de energia a partir de fontes renováveis. Como resultado da associação entre a CPFL Energia, por meio de suas controladas CPFL Geração e CPFL Brasil e a ERS – Energias Renováveis S.A., em agosto de 2011, a CPFL Renováveis se tornou o maior grupo de geração de energias renováveis do Brasil em termos de capacidade em operação, com presença nas principais fontes de energia renovável desenvolvidas atualmente no país (PCHs, Parques Eólicos, Usinas Termelétricas Movidas a Biomassa e Usina Solar).

Nossa estratégia

A Companhia faz parte do Grupo controlado pela CPFL Energia, cuja estratégia está descrita como se segue.

O objetivo geral da nossa controladora CPFL Energia consiste em consolidar a nossa posição de liderança no setor de energia elétrica do Brasil, ao mesmo tempo em que criamos valor para os nossos acionistas. Nossa controladora CPFL Energia busca atingir estas metas nos setores de fontes de geração convencionais e fontes de geração renováveis, buscando eficiência operacional (através de inovação e tecnologia) e crescimento (por meio de sinergias comerciais e novos projetos). Nossas estratégias baseiam-se em disciplina financeira, responsabilidade social e melhoria da governança corporativa. Mais especificamente, nossa abordagem envolve as seguintes estratégias comerciais-chave:

Concluir o desenvolvimento dos nossos projetos de geração renováveis existentes, expandir o nosso portfólio de geração por meio do desenvolvimento de novos projetos de geração de energia convencional e renovável e manutenção da nossa posição de líder de mercado em fontes de energias renováveis.

Em 31 de dezembro de 2021, a nossa Capacidade Instalada total consolidada foi de 4.385 MW. Por meio da CPFL Renováveis, em agosto de 2011, tornamo-nos o maior grupo de geração de energia renovável no Brasil em termos de Capacidade Instalada e capacidade em construção, de acordo com a ANEEL. Atualmente, continuamos a ser o maior grupo de geração de energia renovável em termos de Capacidade Instalada em operação no Brasil, de acordo com a ANEEL.

Muitas de nossas instalações de geração possuem PPAs de longo prazo aprovadas pela ANEEL, o que

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

acreditamos que nos garantirá uma taxa atraente de retorno sobre nosso investimento. Temos uma carteira consolidada na CPFL Renováveis de 3.067MW. Também temos 28 MW em construção e um portfólio total de 3.350 MW de projetos de geração renovável a serem desenvolvidos pela CPFL Renováveis nos próximos anos.

Foco em melhorar ainda mais nossa eficiência operacional.

Pretendemos realizar gastos de capital nos anos de 2022 a 2023 no montante de R\$ 788 milhões em nosso segmento de Geração.

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

O nosso objetivo é manter nossas operações comerciais de acordo com os mais elevados padrões de desenvolvimento sustentável e responsabilidade social. Nós mantemos um foco estratégico em um portfólio de negócios de baixo e projetos de mudança climática e nós fortalecemos a gestão de nosso negócio integrado por meio de metas e indicadores-chave de desempenho econômico-financeiros e socioambientais, bem como objetivos estratégicos de longo prazo alinhados com os ODS (Objetivos de Desenvolvimento Sustentável) e outros compromissos nacionais e internacionais. Nós também damos suporte a iniciativas para promover os interesses econômico, cultural e social das comunidades em que operamos e contribuimos efetivamente para nosso desenvolvimento adicional. Nesse contexto, um dos nossos principais objetivos é promover o desenvolvimento sustentável dessas comunidades por meio de ações que contribuam para a melhoria das políticas públicas e que promovam a inclusão, desenvolvimento social e networking, treinamento e empoderamento de cada indivíduo para enfrentar desafios sociais.

Seguir padrões de governança corporativa aprimorados.

Dedicamo-nos a manter os mais altos padrões de transparência gerencial e governança corporativa, proporcionando direitos equitativos por meio de várias medidas, buscando valor para nossos acionistas.

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

Uso Interno CPFL

Concessões

Nós operamos sob concessões outorgadas pelo governo brasileiro por meio da ANEEL para alguns de nossos negócios de geração (Pequenas Centrais Hidrelétricas, Usinas Hidrelétricas e CGHs). Nós possuímos as seguintes concessões com relação a nossos negócios de geração:

Nº da Concessão	Concessionária / Produtoras de Energia Independentes	Fábrica	Estado	Prazo	Período de renovação máximo
003/2011	Jayaditya	Americana	São Paulo	até novembro de 2027	30 anos
Despacho nº 1990	CPFL Sul Centrais	Andorinhas	Rio Grande do Sul	-	-
002/2011	Chimay	Buritis	São Paulo	até novembro de 2027	30 anos
002/2011	Chimay	Capão Preto	São Paulo	até novembro de 2027	30 anos
002/2011	Chimay	Chibarro	São Paulo	até novembro de 2027	30 anos
002/2011	Chimay	Dourados	São Paulo	até novembro de 2027	30 anos
004/2011	Mohini	Eloy Chaves	São Paulo	até novembro de 2027	30 anos
002/2011	Chimay	Esmeril	São Paulo	até novembro de 2027	30 anos
002/2011	Chimay	Gavião Peixoto	São Paulo	até novembro de 2027	-
Despacho nº 1.987/2005	CPFL Sul Centrais	Guaporé	Rio Grande do Sul	indeterminado	-
004/2011	Mohini	Jaguari	São Paulo	até novembro de 2027	30 anos
002/2011	Chimay	Lençóis	São Paulo	até novembro de 2027	30 anos
004/2011	Mohini	Monjolinho	São Paulo	até novembro de 2027	30 anos
004/2011	Mohini	Pinhal	São Paulo	até novembro de 2027	30 anos
Despacho nº 1989	CPFL Sul Centrais	Pirapó	Rio Grande do Sul	-	-
Despacho nº 1988	CPFL Sul Centrais	Saltinho	Rio Grande do Sul	-	-
003/2011	Jayaditya	Salto Grande	São Paulo	até novembro de 2027	-
002/2011	Chimay	São Joaquim	São Paulo	até novembro de 2027	30 anos
004/2011	Mohini	Socorro	São Paulo	até novembro de 2027	30 anos
003/2011	Jayaditya	Santana	São Paulo	até novembro de 2027	30 anos
2011/003	Jayaditya	Três Saltos	São Paulo	até novembro de 2027	30 anos
-	CPFL Renováveis	Lavrinha (Micro Usina Hidrelétrica)	São Paulo	-	-
-	CPFL Renováveis	Pinheirinho (Micro Usina Hidrelétrica)	São Paulo	-	-
010/1999	CPFL Renováveis	Rio do Peixe I e II* (Pequenas Centrais Hidrelétricas)	São Paulo	30 anos (a partir de dezembro de 2012)	-
-	CPFL Renováveis	Santa Alice (Micro Usina Hidrelétrica)	São Paulo	-	-
-	CPFL Renováveis	São José (Micro Usina Hidrelétrica)	São Paulo	-	-
-	CPFL Renováveis	São Sebastião (Micro Usina Hidrelétrica)	São Paulo	-	-
-	CPFL Renováveis	Turvinho (Micro Usina Hidrelétrica)	São Paulo	-	-
005/2004	Furnas (CPFL Renováveis)	Serra da Mesa*	Goiás	30/09/2040	-
036/2001	BAESA	Barra Grande	Rio Grande do Sul	35 anos a partir de maio de 2001	A critério da ANEEL

*Usinas que operam sob o regime de cotas. Macaco Branco teve a suspensão da operação comercial a partir de 01/01/2020 e consta em tramitação processo de extinção de outorga do empreendimento, a pedido da CPFL. A data de 31/12/2042 já reflete a extensão das concessões resultante do regime de cotas. Essas usinas estavam sob titularidade da CPFL Geração e foram transferidas à CPFL Renováveis através das Resoluções Autorizativas ANEEL nº 9.229 e 9.230, de 22/09/2020.

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

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.

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, tendo vasta experiência no desenvolvimento, aquisição, construção e operação de usinas de geração de energia elétrica a partir de fontes de energia renováveis, presente em nove estados brasileiros e seus negócios contribuem para o desenvolvimento econômico e social local e regional.

Capacidade Instalada Existente

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

Pequenas Centrais Hidrelétricas

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

A CPFL Renováveis operava até 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.

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

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.

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 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

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

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 2021, 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, no estado do Rio Grande do Sul, 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 Eurús. O complexo Eurús é composto pelos Parques Eólicos Eurús I e Eurús III. O complexo possui Capacidade Instalada total de 60 MW e Energia Assegurada total de 31,6 MW médios. O complexo Eurús vendeu sua energia através do Leilão de Energia de Reserva 2010.

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

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

Complexo Macacos. O complexo Macacos é composto pelos Parques Eólicos Pedra Preta, Costa Branca, Juremas e Macacos. O complexo possui Capacidade Instalada total de 78,2 MW 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.

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

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 Touros. Está localizado no estado do Rio Grande do Norte com Capacidade Instalada total de 81,7 MW e Energia Assegurada total de 359,2 GWh/ano. Em agosto de 2018, 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. O complexo entrou em operação comercial em 30 de setembro de 2021.

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

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:

Instalações	Capacidade (MW)	Energia Assegurada (GWh)	Colocada em Funcionamento	Atualização da instalação	Término da Outorga
Pequenas Centrais Hidrelétricas/ Centrais Geradoras Hidrelétricas:					
Alto Irani	21	108,3	2008	-	2032
Americana	30	51,5	1949	2001	2027
Andorinhas (B)	0,5	3,7	1941	-	-
Arvoredo	13	64,6	2010	-	2032
Barra da Paciência	23	130,4	2011	-	2029
Boa Vista 2	29,9	136,1	2018	-	2055
Buritis (A)	0,8	3,1	1922	2016	2027
Capão Preto	4,3	19	1911	2007	2027
Chibarro	2,6	13,4	1912	2007	2027
Cocais Grande	10	40,4	2009	-	2029
Corrente Grande	14	74,7	2011	-	2030
Diamante	4,2	14	2005	-	2019
Dourados	10,8	49,8	1926	2013	2027
Eloy Chaves	19	96,4	1954	2013	2027
Esmeril	5	25,2	1912	2015	2027
Figueirópolis	19,4	110,4	2010	-	2034
Gavião Peixoto	4,8	31,8	1913	2007	2027
Guaporé (B)	0,7	3,5	1950	-	-
Jaguari	11,8	39,4	1917	2001	2027
Lençóis	1,7	9,1	1917	2001	2027
Ludesa	30	185,7	2007	-	2032
Mata Velha	24	114,8	2016	-	-
Monjolino (B)	0,6	1	1893	2003	2027
Ninho da Água	10	56,9	2011	-	2029
Novo Horizonte	23	91,1	2011	-	2032
Paíol	20	91,7	2010	-	2032
Pinhal	6,8	32,4	1928	2014	2027
Pirapó (B)	0,8	5,1	1952	-	-
Plano Alto	16	81	2008	-	2032
Saltinho (B)	0,8	6,4	1950	-	-
Salto Góes	20	97,2	2012	-	2040
Salto Grande	4,6	22,6	1912	2002	2027
Santa Luzia	28,5	161,4	2011	-	2037
Santana	4,3	22,9	1951	2015	2027
São Gonçalo	11	63,2	2010	-	2030
São Joaquim	8,1	44,4	1911	2014	2027
Socorro (A)	1	2,7	1909	2001	2027
Três Saltos (A)	0,6	3,8	1928	2018	2027
Varginha	9	47,2	2010	-	2029
Várzea Alegre	7,5	42,7	2011	-	2029
Santa Alice (B)	0,6	3,6	1907	-	-
Lavrinha (B)	0,3	2,1	1947	-	-
São José (B)	0,8	2,1	1934	-	-
Turvinho (B)	0,8	2,2	1912	-	-
São Sebastião (B)	0,7	4,6	1925	-	-
Pinheirinho (B)	0,7	4,2	1911	-	-
Macaco Branco	2,4	14,5	1911	-	2042
Rio do Peixe (I e II)	18,1	50,8	1925	-	2042
Total	477,5	2.283,0			
Usinas Termelétricas a Biomassa:					
Baldin (CPFL Bioenergia)	45,0	45,6	2010	-	2039
Bio Alvorada	50,0	163,8	2013	-	2042
Bio Buriti	50,0	94,4	2011	-	2040
Bio Coopcana	50,0	157,7	2013	-	2042
Bio Ester	40,0	99	2010	-	2029
Bio Formosa	40,0	20,1	2011	-	2032
Bio Ipê	25,0	37,8	2012	-	2040
Bio Pedra	70,0	209,4	2012	-	2046
Total	370,0	827,8			
Parques Eólicos:					
Atlântica I	30,0	114,8	2014	-	2046
Atlântica II	30,0	113	2014	-	2046
Atlântica IV	30,0	113,9	2014	-	2046
Atlântica V	30,0	107,7	2014	-	2046
Bons Ventos	50,0	143,4	2010	-	2033
Campo dos Ventos I	25,2	119,1	2016	-	2043
Campo dos Ventos II	30,0	131,4	2013	-	2046
Campo dos Ventos III	25,2	117,4	2016	-	2043
Campo dos Ventos V	25,2	114,8	2016	-	2043
Canoa Quebrada	57,0	210,9	2010	-	2032
Canoa Quebrada (Rosa dos Ventos)	10,5	29	2008	-	2032
Costa Branca	20,7	85,8	2014	-	2046
Costa das Dunas	28,4	125,3	2021	-	2054
Enacel	31,5	89,6	2010	-	2032
Eurus I	30,0	135,8	2014	-	2046
Eurus III	30,0	141	2014	-	2046
Eurus VI	8,0	27,7	2014	-	2045
Farol dos Touros	24,9	109,5	2021	-	2054
Figueira Branca	10,7	47,3	2021	-	2054
Foz do Rio Chorró	25,2	64,6	2009	-	2032
Gameleiras	17,8	77,1	2021	-	2054
Icaraizinho	54,6	193,4	2009	-	2032
Juremas	16,1	66,6	2014	-	2046
Lagoa do Mato	3,2	12,6	2009	-	2032
Macacos	20,7	85,8	2014	-	2046
Morro dos Ventos I	28,8	119	2014	-	2045
Morro dos Ventos III	28,8	121,9	2014	-	2045
Morro dos Ventos IV	28,8	120,4	2014	-	2045
Morro dos Ventos VI	28,8	114,8	2014	-	2045
Morro dos Ventos IX	30,0	125,4	2014	-	2045
Morro dos Ventos II	29,2	134,9	2015	-	2047
Paracuru	25,2	110,2	2008	-	2032
Pedra Cheirosa	25,2	127	2018	-	2049
Pedra Cheirosa II	23,1	113,9	2018	-	2049
Pedra Preta	20,7	90,2	2014	-	2046
Praia Formosa	105,0	252,6	2009	-	2032
Santa Clara I	30,0	120,1	2012	-	2045
Santa Clara II	30,0	111,8	2012	-	2045
Santa Clara III	30,0	109,6	2012	-	2045

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

Santa Clara IV	30,0	107,8	2012	-	2045
Santa Clara V	30,0	108,7	2012	-	2045
Santa Clara VI	30,0	107,7	2012	-	2045
São Domingos	25,2	-	2016	-	2045
Taíba Albatroz	16,5	58,8	2008	-	2032
Ventos de São Benedito (C)	29,4	-	2016	-	2044
Ventos de Santo Dimas (C)	29,4	-	2016	-	2044
Ventos de São Martinho (C)	14,7	-	2016	-	2044
Ventos de Santa Mônica (C)	29,4	-	2016	-	2044
Ventos de Santa Úrsula (C)	27,3	-	2016	-	2044
Total	1.390,4	4.732,3			
Usina de energia solar:					
Tanquinho	1,1	1,7	2012	-	
Total	1,1	1,7			
Total Geral	2.239,0	7.844,9			

(A) Projetos hidrelétricos com capacidade instalada igual ou inferior a 1.000 kW, que possuem contrato de concessão. A legislação para usinas hídricas com capacidade instalada inferior a 5.000 kW foi alterada e atualmente somente requer um Registro. Os contratos de concessão são válidos até a data do seu vencimento. Para fins de simplificação neste Formulário, são consideradas PCHs as usinas entre 5 W e 30 MW e CGHs usinas até 5 MW..

(B) Projetos Hidrelétricos com uma Capacidade Instalada igual ou inferior a 5.000 kW, que são registrados na autoridade reguladora e no administrador de concessões de energia, mas não necessitam de processos de autorização ou concessão para funcionamento.

(C) Projetos que não possuem Energia Assegurada constam como não atuantes mercado regulado.

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	Energia Assegurada Estimada	Início da Construção	Início Esperado das Operações	Nossa Participação (%)	Capacidade Instalada Estimada Disponível	Energia Assegurada Estimada Disponível para nós
	(MW)	(GWh/ano)				(MW)	(GWh/ano)
Cherobim Pequena Central Hidrelétrica	28	145,4	-	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.

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

7.1-A Indicar, caso o emissor seja sociedade de economia mista:
--

a. interesse público que justificou sua criação

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

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

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;

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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:****h) a. características do processo de produção;**

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

i) b. características do processo de distribuição;

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

j) c. características dos mercados de atuação, em especial:**i. participação em cada um dos mercados;**

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

ii. condições de competição nos mercados;**Concorrência**

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

Segundo a legislação brasileira e nossos contratos de concessão, todas as nossas autorizações e concessões hidrelétricas 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 das nossas concessões. 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.

k) d. eventual sazonalidade;

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

l) e. principais insumos e matérias primas, informando:**i. descrição das relações mantidas com fornecedores, inclusive se estão sujeitas a controle ou regulamentação governamental, com indicação dos órgãos e da respectiva legislação aplicável;**

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

ii. eventual dependência de poucos fornecedores;

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

iii. eventual volatilidade em seus preços.

Não possuímos volatilidade direta em nossos preços. Os contratos da Companhia são de longo prazo e ajustados pela inflação (IPCA ou IGPM). Há, conforme mencionado no item 4.1.g, risco associado à operação e ao setor de atuação, o qual poderá expor a Companhia à volatilidade de preço do PLD (preço de liquidação das diferenças).

7. Atividades do emissor / 7.4 - Principais clientes

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

a. Montante total de receitas provenientes do cliente

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

b. Segmentos operacionais afetados pelas receitas provenientes do cliente

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal**7.5 Descrever os efeitos relevantes da regulação estatal sobre as atividades do emissor, comentando:**

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

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

- 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;**

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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;

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item

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

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

c) receita total proveniente de países estrangeiros e sua participação na receita líquida total do emissor.

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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.

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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.

7. Atividades do emissor / 7.8 - Políticas socioambientais

d) a página na rede mundial de computadores onde podem ser encontradas essas informações.

- Site institucional: www.grupocpfl.com.br
- Site institucional / página sustentabilidade: www.grupocpfl.com.br/energias-sustentaveis/plano-de-sustentabilidade-na-cpfl
- Site de relacionamento com investidores: cpfl.riweb.com.br/
- Site Instituto CPFL: www.institutocpfl.org.br
- Site do Sistema de Gestão e Desenvolvimento da Ética: 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

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 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.

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.

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

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, 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.

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.

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

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.

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.

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

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, 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

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

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 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.

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:

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

- 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 auto contratação, de forma a incentivar as distribuidoras a comprar energia elétrica pelos menores preços disponíveis ao invés de adquirir energia elétrica de partes relacionadas.
- Manutenção de contratos firmados anteriormente à promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, de forma a garantir a segurança jurídica às operações realizadas antes da sua promulgação.

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

Regulamentos nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico incluem, entre outras disposições, normas relativas a procedimentos de leilão, a forma de PPAs e o método de repasse de custos aos Consumidores Finais. Nos termos da regulamentação, todas as partes que comprem energia elétrica devem contratar a totalidade de sua demanda de energia elétrica 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.

Ambientes para Comercialização de Energia Elétrica

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

Ambiente de Contratação Regulada - ACR

No ambiente de contratação regulada, as distribuidoras compram suas necessidades projetadas de energia elétrica para distribuição a seus Consumidores Cativos de geradoras por meio de leilões

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

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.

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

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

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 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

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

também reduzir montantes de Energia Nova através dos Mecanismos de Compensação Sobras e Déficits de Energia Nova (MCSDEN), bem como solicitar também montantes adicionais de energia; a partir de declarações de sobras e déficits das distribuidoras, o mecanismo promove a compensação entre as empresas, na proporção das declarações. Além disso, a Resolução Normativa ANEEL nº 824/2018 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.

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.

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

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.

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.

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

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

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

Incentivos Governamentais ao Setor Elétrico

Em 2000, um decreto federal criou o Programa Prioritário de Termelétricidade, ou PPT, com a finalidade de diversificar a matriz energética brasileira e diminuir sua forte dependência das usinas hidrelétricas. Os incentivos conferidos às usinas termelétricas nos termos do PPT incluem (i) fornecimento garantido de gás durante 20 anos, de acordo com regulamentação do MME; (ii) garantia do repasse dos custos referentes à aquisição da energia elétrica produzida por usinas termelétricas até o limite do valor normativo de acordo com a regulamentação da ANEEL; e (iii) acesso garantido ao programa de financiamento especial do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, ou BNDES para o setor elétrico.

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

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

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.

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

Fundo RGR e UBP

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

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

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 nº 7.891/13), a CDE subsidia o desconto de certas categorias de consumidores, tais como Consumidores Especiais, consumidores rurais, concessionárias de distribuição e permissionárias, entre outros. Pelo Decreto nº 7.945 de 7 de março de 2013, o governo brasileiro decidiu usar a CDE para subsidiar: (i) a parte dos custos de energia de geração térmica adquiridas pelas distribuidoras em 2013; (ii) riscos hidrológicos das concessões de geração renovadas pela lei 12.783/13; (iii) subcontratação de energia involuntária em função de alguns geradores não renovarem seus contratos e a energia produzida destas concessões não ser realocada entre os distribuidores; (iv) parte do ESS e da CVA, de forma que o impacto destes reajustes tarifários em conexão com estes dois componentes foi limitado a 3% de reajuste de 8 de março de 2013 a 7 de março de 2014. 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 nº 173 de 28 de novembro de 2005 estabeleceu o ESS, que, desde janeiro de 2006, tem sido incluído nas correções de preço e taxas para concessionárias de distribuição que fazem parte do Sistema Interligado Nacional. Este encargo é baseado nas estimativas anuais feitas pelo ONS em 31 de outubro de cada ano.

Em 2013, devido às condições hidrológicas adversas, o ONS despachou um número de Usinas Termelétricas, levando a um aumento dos custos. Estes despachos causaram um aumento significativo no Encargo do Serviço do Sistema Relacionados à Segurança Energética, ou ESS-SE. Uma vez que o encargo ESS-SE se aplica apenas a distribuidoras (embora possa posteriormente ser transferido aos consumidores) e para Consumidores Livres, o CNPE decidiu, através da Resolução nº 03/2013, repartir

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

os custos, ampliando o encargo ESS-SE a todos os participantes do setor de energia elétrica. Essa decisão aumentou a base de custo de nossas subsidiárias em negócios exceto as distribuidoras (por não poderem transferir o custo para os consumidores), principalmente nosso segmento de Geração. No entanto, alguns participantes da indústria, incluindo nossas subsidiárias de geração, estão contestando a validade da Resolução nº 03/2013 e obtiveram uma liminar judicial, que foi confirmada pelo Supremo Tribunal Federal, ("STF"), isentando-os do ESS-SE.

Taxa pelo Uso de Recursos Hídricos – CFURH

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico exige que os detentores de uma concessão e autorização de uso de recursos hídricos paguem uma taxa de 7,00% do valor da energia que geram pela utilização de tais instalações. Esse encargo deve ser pago ao distrito federal, estados e municípios nos quais a usina ou seu reservatório esteja localizado.

Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE

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

Taxa do ONS

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

Inadimplemento no Pagamento de Encargos Regulatórios

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

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

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

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 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.

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)

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

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.

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 auto contratação, de forma a incentivar as distribuidoras a comprar energia elétrica pelos menores preços disponíveis ao invés de adquirir energia elétrica de partes relacionadas.
- Manutenção de contratos firmados anteriormente à promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, de forma a garantir a segurança jurídica às operações realizadas antes da sua promulgação.

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

Regulamentos nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico incluem, entre outras disposições, normas relativas a procedimentos de leilão, a forma de PPAs e o método de repasse de custos aos Consumidores Finais. Nos termos da regulamentação, todas as partes que comprem energia elétrica devem contratar a totalidade de sua demanda de energia elétrica 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.

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

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.

Ambientes para Comercialização de Energia Elétrica

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

Ambiente de Contratação Regulada - ACR

No ambiente de contratação regulada, as distribuidoras compram suas necessidades projetadas de energia elétrica para distribuição a seus Consumidores Cativos de geradoras por meio de leilões públicos. Os leilões são coordenados pela ANEEL, 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.

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

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

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 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

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

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 déficits das distribuidoras, o mecanismo promove a compensação entre as empresas, na proporção das declarações. Além disso, a Resolução Normativa ANEEL nº 824/2018 instituiu o Mecanismo de Venda de Excedentes, que permite que os distribuidores de energia vendam voluntariamente energia excedente a Consumidores Livres e Especiais, geradores e autogeradores periodicamente, 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.

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.

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

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.

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.

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

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.

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

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

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 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

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

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.

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.

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

Inadimplemento no Pagamento de Encargos Regulatórios

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

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 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

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

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.**

Entendemos que não haver informações relevantes não mencionadas anteriormente nesse formulário.

9. Ativos relevantes / 9.1 - Outros bens relev. ativo não circulante**9. Ativos relevantes****9.1 Descrever os bens do ativo não circulante relevantes para o desenvolvimento das atividades do emissor, indicando em especial:****a) ativos imobilizados, inclusive aqueles objeto de aluguel ou arrendamento, identificando a sua localização**

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item

b) ativos intangíveis, tais como patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia, nome de domínio na rede mundial de computadores, informando: i. duração, ii. eventos que podem causar a perda dos direitos relativos a tais ativos, iii. possíveis consequências da perda de tais direitos para o emissor;

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

c) as sociedades em que o emissor tenha participação:

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

9. Ativos relevantes / 9.1.a - Ativos imobilizados**Justificativa para o não preenchimento do quadro:**

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

9. Ativos relevantes / 9.1.c - Participação em sociedades

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

9. Ativos relevantes / 9.2 - Outras inf. relev. - Ativos Relev.**9.2 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes**

Não há outras informações a serem divulgadas.

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

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 tem proporcionado uma proteção importante à população, ainda que novas variantes continuem surgindo, como foi o caso da Delta e, mais recentemente, da 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 estoques ótimos: 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.

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%. Com isso, o saldo comercial foi de US\$ 61,0 bilhões, recorde histórico, ajudando a manter a folga nas contas externas.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

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 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% ao ano, 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 nos últimos meses do ano.

▪ 2020

Em 2020, a CPFL Renováveis cumpriu com sua agenda estratégica e seguiu trabalhando em iniciativas de valor e no seu plano de investimentos, com disciplina financeira, empenho e comprometimento de suas equipes.

O ano de 2020 foi marcado, especialmente, pela continuação do processo de reorganização societária iniciado em 2019 da CPFL Renováveis. Em 10 de junho de 2020, a CPFL Renováveis, por meio de Fato Relevante, comunicou o resultado do leilão da oferta pública de aquisição das ações ordinárias de emissão da Companhia em circulação no mercado, unificando as modalidades para fins de conversão de seu registro de companhia aberta categoria "A" para categoria "B" ("OPA Conversão de Registro") e saída do Novo Mercado ("OPA Saída do Novo Mercado", e, em conjunto com a OPA Conversão de Registro, "OPA" e "Leilão", respectivamente) realizado naquela data na B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão ("B3"). Como resultado do Leilão, a CPFL Geração ("Ofertante") adquiriu 183.539 ações ordinárias de emissão da Companhia em circulação, representativas de 0,035% do seu capital social. As ações foram adquiridas pelo preço unitário de R\$ 18,24, totalizando o valor de R\$ 3.347.751,36 (três milhões, trezentos e quarenta e sete mil, setecentos e cinquenta e um reais e trinta e seis centavos).

Com a liquidação financeira das aquisições realizadas no Leilão, que ocorreu em 15 de junho de 2020, as ações em circulação remanescentes passaram a representar 0,021% do capital social da Companhia. Tendo em vista que o número de ações adquiridas pela Ofertante no Leilão superou o montante mínimo necessário para a conversão de seu registro de companhia aberta categoria "A" para categoria "B" na CVM, de 2/3 das ações habilitadas no Leilão, a Companhia deu prosseguimento aos atos necessários para a conversão. As ações da Companhia imediatamente deixaram de integrar o segmento do Novo Mercado da B3, passando ao segmento básico da B3 até a manifestação da CVM quanto à conversão de categoria.

Já em 19 de junho de 2020, a CPFL Renováveis, também por meio de Fato Relevante, informou que o Conselho de Administração aprovou, naquela data, a convocação de Assembleia Geral Extraordinária de acionistas da Companhia, a se realizar no dia 7 de julho de 2020 ("AGE"), para deliberar sobre o

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

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 o recebimento do Ofício nº 224/2020/CVM/SEP/GEA-1, pelo qual 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, a CPFL Energia S.A. ("CPFL Energia") e suas subsidiárias CPFL Geração de Energia S.A. ("CPFL Geração") e CPFL Energias Renováveis S.A. ("CPFL Renováveis") comunicam, 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 das 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 de Administração das empresas envolvidas. A nova estrutura gera fortalecimento das estruturas administrativas e traz sinergias para o grupo. Com a conclusão dessa etapa de reestruturação societária a CPFL Renováveis passou a ter a seguinte composição acionária: CPFL Geração 50,85% (antes 53,23%) e CPFL Energia 49,15% (antes 46,77%), para maiores detalhes vide fatos relevantes em 15.7 desse formulário.

A CPFL Renováveis compreende os empreendimentos de geração renovável do grupo CPFL Energia, sendo líder neste segmento. A capacidade instalada da CPFL Renováveis é de 2.987 MW.

Reconhecida por seus processos de gestão fundados na excelência operacional, a CPFL Renováveis e as empresas nas quais detém participação reafirmam o compromisso de ampliar sua capacidade de geração baseada em fontes limpas e renováveis, com investimentos considerados indispensáveis para o desenvolvimento sustentável das comunidades em que atuam.

▪ 2019

A Diretoria entende que a Companhia apresentou condições financeiras e patrimoniais adequadas para desenvolver suas atividades e para cumprir as suas obrigações de curto e médio prazo.

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019, a receita operacional líquida da Companhia foi de R\$ 1.928,0 milhões.

Contribuíram para a diminuição da receita na Companhia, principalmente, a redução na receita a menor geração eólica no período, relacionada a fatores meteorológicos (menos vento) que foram compensados por um aumento na receita proveniente de PCHs, devido principalmente à diferentes estratégias de sazonalização da garantia física de contratos entre períodos, à exposição ao GSF e ao reajuste de contratos.

Os custos e despesas (excluindo depreciações e amortizações) totalizaram R\$ 724,5 milhões em 2019. Esses custos e despesas são compostos por custos com compras de energia, encargos do uso de sistema, pessoal, material, serviços de terceiros e outros. Os custos tendem a aumentar com o crescimento do portfólio, o que não acontece necessariamente com as despesas, uma vez que várias sinergias são capturadas e a Companhia está bem estruturada para absorver o crescimento do portfólio, exceto quando ocorre algum item não recorrente que impacta as despesas.

Um custo importante no resultado da Companhia é o custo com compra de energia. Desde o final de 2013, a geração das usinas hidrelétricas participantes do MRE tem sido inferior ao total de suas garantias físicas, provocando custos para os geradores com o chamado GSF (Generating Scale Factor).

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

A ANEEL discutiu o tema por meio de audiência pública com diversos agentes e associações do setor. Como resultado, a ANEEL criou uma metodologia para permitir que os geradores troquem o risco de não conseguirem gerar o equivalente às suas garantias físicas por um “bônus de risco” a ser calculado para cada usina. A lei, que foi sancionada em 2015, permitiu que os geradores hidrelétricos repactuassem o risco de seus contratos decorrentes de ano de baixa hidrologia.

A Companhia repactuou o risco hidrológico das suas PCHs que comercializaram energia no mercado regulado. Para essas usinas, os gastos com GSF tendem a ser próximos de zero, mediante pagamento de seguro, que será reconhecido no resultado. No entanto, só haverá desembolso com efeito caixa, de acordo com os cálculos da Companhia, a partir de 2021. O GSF amortizado no exercício de 2019 foi de R\$ 4 milhões e de R\$ 5 milhões em 2020.

Para fazer frente aos investimentos necessários para construção e implantação de novos ativos já contratados, a CPFL Renováveis utiliza operações de financiamento de longo prazo, tomado principalmente junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES e ao Banco do Nordeste do Brasil S. A. – BNB, adotando índices de cobertura de serviço da dívida adequados à capacidade de pagamento destes investimentos. O financiamento é dimensionado para que possa ser servido integralmente pela geração de caixa do próprio ativo de geração. Consequentemente, este tipo de financiamento tipicamente é realizado até 80% do total do investimento.

Nos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2019 a dívida líquida da Companhia totalizava R\$ 4.592 milhões

b) Estrutura de capital

Estrutura de Capital	2021	2020	2019
Capital próprio	49%	49%	39%
Capital de terceiros	51%	51%	61%

Em 31 de dezembro de 2021 a Companhia encerrou o período com uma estrutura de capital representada por 51% de recursos de terceiros (passivo) e 49% de recursos dos acionistas (patrimônio líquido). Observa-se que não houve variação significativa nesta composição em relação ao exercício predecessor (2020). No que tange a variação entre os exercícios de 2020 e 2019, esta fora devido a substituição de dívidas por capital próprio decorrente de investimento de suas controladoras que pré pagaram empréstimos durante o ano de 2020.

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 refletia um montante negativo (excedente do passivo circulante em relação ao ativo circulante) de R\$ 662 milhões, uma redução de R\$ 1.317 milhões quando comparado com o déficit de R\$ 1.979 milhões em 31 de dezembro de 2020.

Essa redução ocorreu basicamente por:

- De rolagem (aditamento ao prazo de vencimento) de dívida de mútuos com coligadas, controladas e controladora (passivo), no montante de R\$ 1.990 milhões, transferindo-a para passivo não-circulante.
- Redução de R\$ 150 milhões em empréstimos e financiamentos;
- Redução de R\$ 188 milhões dividendos e juros sobre capital próprio.

Tal efeito fora parcialmente compensado pelo aumento de R\$ 803 milhões em debêntures (reclassificação de longo para curto prazo).

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

A tabela abaixo resume as obrigações contratuais e os compromissos pendentes em 31 de dezembro de 2021 (inclui obrigações contratuais de longo prazo):

Obrigações contratuais em 31 de dezembro de 2021:	Pagamentos devidos por período (milhões R\$)				
	Total	Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos
Fornecedores	207	178	29	-	-
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos ¹	1.417	177	435	282	523
Debêntures - principal e encargos ¹	1.269	910	359	-	-
Taxas regulamentares	23	23	-	-	-
Outros	2	2	-	-	-
Total dos itens do Balanço Patrimonial ¹	2.918	1.290	823	282	523
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão ²	3.610	98	202	212	3.098
Prêmio de Risco - Repactuação do Risco Hidrológico ³	1.847	52	102	99	1.594
Projetos de construção de usina	206	133	73	-	-
Arrendamentos e aluguéis	406	27	48	43	288
Total de outros compromissos	6.069	310	425	354	4.980
Total das Obrigações Contratuais	8.987	1.600	1.248	636	5.503

1. Inclui pagamentos de juros, incluindo juros futuros projetados sobre fluxo de caixa não descontado, através de projeções de índices. Estes juros futuros não são registrados em nosso balanço.
2. Despesas estimadas com encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão, até o fim do período de concessão.
3. Despesas estimadas por pagamentos de prêmio de risco de cobertura do risco hidrológico (GSF).

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 refinarar 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\$ 933 milhões; e
- Pagamento de dividendos.

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 1,648 em 2019, 1,948 em 2020 e 1,967 em 2021, representando um aumento de 0,019 (ou 1%) em relação ao índice de 2020.

▪ **2020**

Em 31 de dezembro de 2020, nosso capital de giro refletia um montante negativo (excedente do passivo circulante em relação ao ativo circulante) de R\$ 1.979 milhões, um aumento de R\$ 1.746 milhões quando comparado com o déficit de R\$ 234 milhões em 31 de dezembro de 2019.

Esse aumento ocorreu basicamente por:

- Aumento de R\$1.662 milhões de mútuos com a controladora indireta CPFL Energia, com vencimento até dezembro de 2021;
- Aumento de R\$189 milhões de dividendo e juros sobre capital próprio;
- Aumento de R\$42 milhões de fornecedores;
- Aumento de R\$42 milhões de impostos, taxas e contribuições;
- Aumento de R\$196 milhões em adiantamentos de clientes.

Parcialmente compensado pela diminuição de MR\$ 337 de debêntures, empréstimos e financiamentos.;

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

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

- 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.; e
- Pagamento de dividendos.

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 dois anos, foi de 1,648 em 2019 para 1,948 em 2020, representando um aumento de 18,1% em relação ao índice de 2019.

▪ 2019

Em 31 de dezembro de 2019, o capital de giro líquido da Companhia apresentou um déficit (excedente do passivo circulante em relação ao ativo circulante) de R\$ 234 milhões.

Considerando a posição atual de caixa da Companhia, a geração de caixa proveniente de seus projetos e a possibilidade de obtenção de recursos da controladora (aprovados em Reunião de Conselho de Administração) e no mercado financeiro, a Diretoria acredita ter liquidez e recursos suficientes para honrar seus compromissos financeiros de curto, médio e longo prazo.

A Companhia manteve a assiduidade dos pagamentos dos compromissos, conforme esperado, e não apresentou qualquer sinal de falta de liquidez. Caso a Diretoria entenda ser necessário contrair empréstimos para financiar os investimentos e aquisições, a Companhia acredita ter capacidade de contratá-los e honrá-los sem comprometer o desenvolvimento dos negócios.

d) Fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não circulantes utilizadas

As principais fontes de recursos são provenientes da geração de caixa operacional e financiamentos.

Até 2021, as controladas da CPFL Renováveis captaram recursos principalmente para financiar os investimentos em parques eólicos e pequenas centrais hidrelétricas bem como reforçar o capital de giro 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 Renováveis 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.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Endividamento

▪ 2021 em comparação a 2020

O endividamento total apresentou um aumento de R\$ 93 milhões, ou 2,2%, de 31 de dezembro de 2020 para 31 de dezembro de 2021, decorrente, principalmente, de (i) captação de novas dívidas totalizando R\$ 179 milhões, e (ii) encargos e atualização monetária de R\$ 294 milhões (incluindo mútuos); compensados, parcialmente, pela liquidação de principal e pagamento de encargos totalizando R\$ 380 milhões.

Não houve captação por meio de debêntures durante o exercício de 2021. Abaixo, listamos as principais captações de empréstimos e financiamentos do período:

Modalidade Empresa	Total aprovado	Liberado em 2021	Liberado líquido dos gastos de captação	Pagamento de juros	Amortização de Principal	Destinação do recurso	Encargo financeiro anual e taxa efetiva anual
Moeda nacional							
IPCA - BNB							
Costa das dunas	70.482	62.500	62.500	Trimestral até 02/22	Mensal após 02/22	Investimento	IPCA + 1,36%
Fazil de Touros	61.672	55.500	55.500	Trimestral até 05/22	Mensal após 05/22	Investimento	IPCA + 1,48%
Figueira Branca	26.430	23.000	23.000	Trimestral até 05/22	Mensal após 05/22	Investimento	IPCA + 1,48%
Gameleira	44.051	37.500	37.500	Trimestral até 05/22	Mensal após 05/22	Investimento	IPCA + 1,48%
	202.635	178.500	178.500				

▪ 2020 em comparação a 2019

O endividamento total apresentou uma redução de R\$ 2.918 milhões, ou 58,3%, de 31 de dezembro de 2019 para 31 de dezembro de 2020, decorrente basicamente da amortização e liquidação antecipada do principal de empréstimos e debêntures de R\$ 3.281 milhões e pagamento de encargos no montante de R\$ 208 milhões, compensado pela captação de empréstimos (líquida dos gastos com captações) no montante de R\$ 123 milhões, pela atualização cambial de R\$11 milhões, pelo reconhecimento dos encargos e atualizações monetárias de R\$ 247 milhões e pelos efeitos da reestruturação societária no montante de R\$ 192 milhões. Não houve captações por meio de debentures durante o exercício de 2020, s principais captações foram:

Modalidade Empresa	Montantes R\$ mil			Pagamento de juro	Amortização de Principal	Destinação do recurso	Encargo financeiro anual	Taxa efetiva anual	Taxa efetiva com derivativos
	Total aprovado	Liberado em 2020	Liberado líquido dos gastos de captação						
TJLP - BNDES	144.500	3.000	3.000	Mensal	Mensal a partir de dezembro de 2019	Investimento	TLPJ + 2,52%	TJLP + 3,27%	Não se aplica
Moeda Estrangeira									
Lei 4131									
CPFL Renováveis	120.000	120.000	120.000	Semestral	Anual a partir de fevereiro de 2023	Capital de Giro	USD + 2,07%	USD + 1,96%	CDI + 0,80%
	264.500	123.000	123.000						

No ano de 2020, foram liquidados antecipadamente R\$ 2.423 milhões em empréstimos cujos vencimentos originais eram até julho de 2038.

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 realizar novos investimentos no segmento de geração.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

f) Níveis de endividamento e as características de tais dívidas.

▪ 2021

Em 31 de dezembro de 2021, nosso endividamento total (incluindo encargos) era de R\$ 4.264 milhões. O montante de R\$ 1.027 milhões de nosso endividamento tem vencimento em 12 meses.

▪ 2020

Em 31 de dezembro de 2020, nosso endividamento total (incluindo encargos) era de R\$ 4.171 milhões. O montante de R\$ 2.364 milhões de nosso endividamento tem vencimento em 12 meses.

▪ 2019

Em 31 de dezembro de 2019, nosso endividamento total (incluindo encargos) era de R\$ 5.427 milhões. O montante de R\$ 1.039 milhões de nosso endividamento tem vencimento em 12 meses.

A Diretoria acredita que a geração de caixa operacional garante a capacidade de pagamento da dívida da Companhia. Havendo eventuais necessidades de caixa no curto prazo, a Companhia pode ter acesso a linhas de crédito nos principais bancos comerciais de primeira linha atuantes no País.

i. Contratos de empréstimo e financiamento relevantes

Principais Contratos de Financiamentos em 2021 (incluindo encargos e desconsiderando os gastos com captação):

Nossas categorias de endividamento são como segue:

Pós fixado. Em 31 de dezembro de 2021, havia diversos empréstimos pós fixados, totalizando R\$ 736 milhões, sendo os índices TLP e TJLP (R\$ 425 milhões), CDI (R\$ 97 milhões) e outros financiamentos (IPCA e IGP-M totalizando R\$ 213 milhões). Estes empréstimos são denominados em reais.

Pré-fixado. Em 31 de dezembro de 2021, não havia mais saldos em pré-fixados totalizando.

Em moeda estrangeira mensurados ao valor justo. Em 31 de dezembro de 2021, havia empréstimos em moeda estrangeira, totalizando R\$ 154 milhões, basicamente atrelados ao dólar.

Debêntures. Em 31 de dezembro de 2021, havia diversas debêntures totalizando R\$ 1.171 milhões. As condições das debentures estão sumarizadas na nota 16 de nossas demonstrações financeiras.

Para mais detalhes sobre nossos empréstimos e debêntures, favor ver notas 15 e 16 das nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Principais Contratos de Financiamentos em 2020 (incluindo encargos e desconsiderando os gastos com captação):

Nossas categorias de endividamento são como segue:

Pós fixado. Em 31 de dezembro de 2020, havia diversos empréstimos pós fixados, totalizando R\$644 milhões, sendo os índices TLP e TJLP (R\$ 475 milhões), CDI (R\$ 130 milhões) e outros financiamentos (R\$ 39 milhões). Estes empréstimos são denominados em reais.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Pré-fixado. Em 31 de dezembro de 2020, não havia mais saldos em pré-fixados .

Em moeda estrangeira mensurados ao valor justo. Em 31 de dezembro de 2020, havia empréstimos em moeda estrangeira, totalizando R\$ 318 milhões, basicamente atrelado ao dólar.

Debêntures. Em 31 de dezembro de 2020, havia diversas debêntures totalizando R\$ 1.133 milhões. As condições das debentures estão sumarizadas na nota 17 de nossas demonstrações financeiras.

Para mais detalhes sobre nossos empréstimos e debêntures, favor ver notas 16 e 17 das nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Principais Contratos de Financiamentos em 2019 (incluindo encargos e desconsiderando os gastos com captação):

Nossas categorias de endividamento são como segue:

Pós fixado. Em 31 de dezembro de 2019, havia diversos empréstimos pós fixados, totalizando R\$ 2.858 milhões, sendo os índices TLP e TJLP (R\$ 2.657 milhões), CDI (R\$ 158 milhões) e outros financiamentos (R\$ 43 milhões). Estes empréstimos são denominados em reais.

Pré-fixado. Em 31 de dezembro de 2019, havia diversos empréstimos pré-fixados totalizando R\$464 milhões. Estes empréstimos são denominados em reais.

Debêntures. Em 31 de dezembro de 2019, havia diversas debêntures totalizando R\$1.716 milhões. As condições das debentures estão sumarizadas na nota 17 de nossas demonstrações financeiras.

Para mais detalhes sobre nossos empréstimos e debêntures, favor ver notas 16 e 17 das nossas demonstrações financeiras consolidadas.

ii. outras relações de longo prazo com instituições financeiras

A Companhia mantém relacionamento comercial no curso normal de seus negócios com algumas das principais instituições financeiras do país, de acordo com práticas usuais do mercado financeiro, não possuindo outras relações de longo prazo além das descritas nesse formulário para os últimos três exercícios sociais.

iii. grau de subordinação entre as dívidas

Não existe grau de subordinação contratual entre as dívidas da Companhia. Com efeito, as dívidas da Companhia que são garantidas com garantia real contam com as preferências e prerrogativas previstas em lei. Note-se ainda que, em eventual falência, a classificação dos créditos é definida de acordo com as disposições da Lei 11.101/05, a saber: (i) créditos derivados da legislação do trabalho, limitados a 150 (cento e cinquenta) salários mínimos por credor, e os decorrentes de acidente de trabalho; (ii) créditos com garantia real até o limite do valor do bem gravado; (iii) créditos tributários, independentemente da sua natureza e tempo, excetuadas as multas tributárias; (iv) créditos com privilégio especial, tais como definidos em lei; (v) créditos com privilégio geral, tais como definidos em lei; (vi) créditos quirografários; (vii) multas contratuais; (viii) créditos subordinados, tais como definidos em lei.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

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

▪ **2021**

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 individuais das subsidiárias da Companhia, detentoras dos contratos

- Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD) maior ou igual a um índice que varia entre 1,2 e 1,3.
- Índice de Capitalização Própria maior ou igual 30%.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Energia

- Dívida Líquida dividida pelo EBITDA menor ou igual a 3,75.
- EBITDA dividido pelo Resultado Financeiro maior ou igual a 2,25.
- Dívida Líquida dividida pela soma entre Patrimônio Líquido e Dívida Líquida menor ou igual a 0,28.

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

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

A definição de EBITDA na Companhia para fins de apuração de *covenants* leva em consideração principalmente a consolidação de controladas com base na participação societária direta ou indiretamente detida pela Companhia e suas subsidiárias 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.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**Índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia, para debêntures emitidas pela Companhia e suas subsidiárias**

- Dívida Líquida dividida pelo EBITDA menor ou igual a 3,75.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Energia

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

As condições das debêntures emitidas em 2021 estão descritas a seguir:

Modalidade	Encargos financeiros anuais	Consolidado		Vencimento	Garantias
		31/12/2021	31/12/2020		
Mensurado ao custo - Pós fixado					
CDI	De 104,75% a 110% do CDI	(a) 847.368	840.117	2019 a 2023	Não existem garantias Fiança da CPFL Energia
IPCA	IPCA + 5,62%	(b) 323.455	292.988	2017 a 2022	
		1.170.822	1.133.105		
	Custos de captação (*)	(2.315)	(3.486)		
	Total	1.168.507	1.129.619		

O cronograma de previsão de pagamento do passivo não circulante em 2021 está apresentado a seguir:

Ano de vencimento	Controladora	Consolidado
2023	357.514	357.514
Total	357.514	357.514

A seguir estão descritas as principais movimentações ocorridas no exercício findo em 31 de dezembro de 2021:

Modalidade	Consolidado			
	Saldo em 31/12/2020	Encargos, atualização monetária	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2021
Pós fixado				
CDI	840.117	38.425	(31.174)	847.367
IPCA	292.988	46.652	(16.186)	323.455
Total ao custo	1.133.105	85.077	(47.360)	1.170.822
Gastos com captação (*)	(3.486)	1.171	-	(2.315)
Total	1.129.619	86.248	(47.360)	1.168.507
Circulante	8.294			810.993
Não Circulante	1.121.326			357.514

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.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

As condições das debêntures mantidas em 2020 estão descritas a seguir:

Modalidade	Encargos financeiros anuais	Consolidado		Vencimento	Garantias
		31/12/2021	31/12/2020		
Mensurado ao custo - Pós fixado					
CDI	De 104,75% a 110% do CDI	(a) 847.368	840.117	2019 a 2023	Não existem garantias
IPCA	IPCA + 5,62%	(b) 323.455	292.988	2017 a 2022	Fiança da CPFL Energia
		<u>1.170.822</u>	<u>1.133.105</u>		
	Custos de captação (*)	(2.315)	(3.486)		
	Total	<u>1.168.507</u>	<u>1.129.619</u>		

▪ 2020

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 2020.

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

- Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD) maior ou igual a um índice que varia entre 1,0 e 1,3.
- Índice de Capitalização Própria maior ou igual a um índice que varia entre 25,0% e 39,5%.
- Índice de Endividamento Geral menor ou igual a 80%.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Renováveis

- Dívida Líquida dividida pelo EBITDA menor ou igual a 3,75.
- Dívida Líquida dividida pela soma entre Patrimônio Líquido e Dívida Líquida menor ou igual a 0,55.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Energia

- Dívida Líquida dividida pelo EBITDA menor ou igual a 3,75.
- Dívida Líquida dividida pela soma entre Patrimônio Líquido e Dívida Líquida menor ou igual a 0,72.

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 com base na participação societária direta ou indiretamente detida pela Companhia e suas subsidiárias naquelas empresas (tanto para EBITDA como para ativos e passivos).

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

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 2020.

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 2020.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras individuais de subsidiárias da Companhia, emissoras das debêntures

- Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD) maior ou igual a 1,2.
- Dívida Líquida dividida pelos Dividendos Recebidos menor ou igual a 3,5.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia, para debêntures emitidas pela Companhia e suas subsidiárias

- Dívida Líquida dividida pelo EBITDA menor ou igual a 4,0.
- EBITDA dividido pelo resultado financeiro maior ou igual a 1,75.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Energia

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

As condições das debêntures emitidas em 2020 estão descritas a seguir:

Modalidade	Encargos financeiros anuais	Consolidado		Vencimento	Garantias
		31/12/2020	31/12/2019		
Mensurado ao custo - Pós fixado					
TJLP	TJLP + 1%	-	438.993	2009 a 2029	Alienação fiduciária
CDI	De 106,00% a 110% do CDI	(a) 840.117	996.644	2020 a 2023	Não existem garantias
IPCA	IPCA + 4,42 a 5,8%	(b) 292.988	280.699	2021 a 2027	Fiança da CPFL Energia
		<u>1.133.105</u>	<u>1.716.336</u>		
	Custos de captação (*)	(3.486)	(13.082)		
	Total	<u>1.129.619</u>	<u>1.703.252</u>		
	Total	<u>1.129.619</u>	<u>1.703.252</u>		

Taxa efetiva:

(a) De 104,68% a 110,77% do CDI

(b) IPCA + 4,84% a 6,31%

O cronograma de previsão de pagamento do passivo não circulante em 2020 está apresentado a seguir:

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

<u>Ano de vencimento</u>	<u>Controladora e Consolidado</u>
2022	763.812
2023	357.514
Total	1.121.326

A seguir estão descritas as principais movimentações ocorridas no exercício findo em 31 de dezembro de 2020:

Modalidade	Consolidado				
	Saldo em 31/12/2019	Amortização principal	Encargos, atualização monetária	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2020
Pós fixado					
TJLP	438.991	(448.249)	12.001	(2.744)	-
CDI	996.644	(153.000)	28.671	(32.199)	840.117
IPCA	280.699	-	27.622	(15.333)	292.988
Total ao custo	1.716.334	(601.249)	68.294	(50.276)	1.133.105
Gastos com captação (*)	(13.082)	-	9.596	-	(3.486)
Total	1.703.252	(601.249)	77.890	(50.276)	1.129.619
Circulante	212.251				8.293
Não Circulante	1.491.001				1.121.326

(*) conforme CPC 48/IFRS 9, referem-se aos custos de captação diretamente atribuíveis à emissão das respectivas dívidas.

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 2020.

As condições das debêntures mantidas em 2020 estão descritas a seguir:

Modalidade	Encargos financeiros anuais	Consolidado		Vencimento	Garantias
		31/12/2020	31/12/2019		
Mensurado ao custo - Pós fixado					
TJLP	TJLP + 1%	-	438.993	2009 a 2029	Alienação fiduciária
CDI	De 106,00% a 110% do CDI	(a) 840.117	996.644	2020 a 2023	Não existem garantias
IPCA	IPCA + 4,42 a 5,8%	(b) 292.988	280.699	2021 a 2027	Fiança da CPFL Energia
		1.133.105	1.716.336		
	Custos de captação (*)	(3.486)	(13.082)		
	Total	1.129.619	1.703.252		
	Total	1.129.619	1.703.252		

Taxa efetiva:
(a) De 104,68% a 110,77% do CDI
(b) IPCA + 4,84% a 6,31%

(*) conforme CPC 48/IFRS 9, referem-se aos custos de captação diretamente atribuíveis à emissão das respectivas dívidas.

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:

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Em 2021:

Modalidade	Aprovação	Empresa	Limites Contratados	Percentual Utilizado
BNDES Finem	Em 2020	CPFL Renováveis	221,93	0,00%
BNB FNE	Em 2019	SPE Costa das Dunas	70,48	89,00%
BNB FNE	Em 2020	SPE Farol de Touros	61,67	90,00%
BNB FNE	Em 2020	SPE Figueira Branca	26,43	87,00%
BNB FNE	Em 2020	SPE Gameleira	44,05	85,00%

Em 2020:

Modalidade	Aprovação	Empresa	Limites Contratados	Percentual Utilizado
BNDES Finem	Em 2020	CPFL Renováveis	221,93	0,00%
BNB FNE	Em 2019	SPE Costa das Dunas	70,48	0,00%
BNB FNE	Em 2020	SPE Farol de Touros	61,67	0,00%
BNB FNE	Em 2020	SPE Figueira Branca	26,43	0,00%
BNB FNE	Em 2020	SPE Gameleira	44,05	0,00%

Em 2019:

Modalidade	Aprovação	Empresa	Limites Contratados	Percentual Utilizado
BNDES FINEM	Em 2018	BOA VISTA 2	144,50	83%
BNB FNE	Em 2018	PEDRA CHEIROSA I E II	209,21	95%
BNB FNE	Em 2019	SPE COSTA DAS DUNAS	70,48	0%

Os valores de saldos remanescentes acima são atualizados pelo índice de atualização do FAT – Fundo de Amparo ao Trabalhador, dos recursos originários do FAT – Depósitos especiais e do Fundo de Participação PIS/PASEP.

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:**

ATIVO	Balço Patrimonial Consolidado (em milhões de reais)								2019
	2021	AH%	AH-R\$	AV%	2020	AH%	AH-R\$	AV%	
Circulante									
Caixa e equivalentes de caixa	90	-72,5%	(237)	0,8%	327	-20,8%	(86)	2,7%	413
Títulos e valores mobiliários	474	53,9%	166	4,0%	308	-31,6%	(142)	2,5%	450
Consumidores, concessionárias e permissionárias	429	16,9%	62	3,6%	367	57,5%	134	3,0%	233
Dividendo e juros sobre o capital próprio	2	100,0%	2	0,0%	-	0,0%	-	0,0%	-
Imposto de renda e contribuição social a compensar	27	50,0%	9	0,2%	18	-61,7%	(29)	0,1%	47
Outros tributos a compensar	67	-41,2%	(47)	0,6%	114	119,2%	62	0,9%	52
Derivativos	-	-100,0%	(60)	0,0%	60	100,0%	60	0,5%	-
Outros ativos	117	-47,3%	(105)	1,0%	222	89,7%	105	1,8%	117
Total do circulante	1.207	-14,8%	(210)	10,2%	1.417	8,0%	104	11,5%	1.312
Não circulante									
Consumidores, concessionárias e permissionárias	20	-90,2%	(185)	0,2%	205	36,7%	55	1,7%	150
Depósitos judiciais	18	5,9%	1	0,2%	17	21,4%	3	0,1%	14
Imposto de Renda e Contribuição Social a Compensar	109	47,3%	35	0,9%	74	131,3%	42	0,6%	32
Outros tributos a compensar	12	200,0%	8	0,1%	4	0,0%	-	0,0%	4
Derivativos	33	17,9%	5	0,3%	28	100,0%	28	0,2%	-
Créditos fiscais diferidos	132	13100,0%	131	1,1%	1	100,0%	1	0,0%	-
Outros ativos	98	42,0%	29	0,8%	69	-89,2%	(569)	0,6%	638
Investimentos	157	-8,2%	(14)	1,3%	171	100,0%	171	1,4%	-
Imobilizado	7.733	-2,0%	(155)	65,1%	7.888	10,0%	716	64,3%	7.172
Intangível	2.355	-1,7%	(40)	19,8%	2.395	-3,7%	(91)	19,5%	2.486
Total do não circulante	10.666	-1,7%	(199)	89,8%	10.852	3,4%	527	88,5%	10.496
Total do Ativo	11.873	-3,2%	(409)	100,0%	12.269	3,9%	631	100,0%	11.809

Caixa e equivalentes de caixa:

O saldo de R\$ 90 milhões em 2021, que representa 0,8% do total do ativo, apresentou uma redução de 72,5% (R\$ 237 milhões), comparado a 2020, decorrente:

- (i) do consumo de caixa de R\$ 1.809 milhões oriunda das atividades de financiamentos, decorrente principalmente: (a) do pagamento de dividendos e juros sobre capital próprio (R\$ 1.808 milhões), (b) amortização de principal de dívidas (R\$ 281 milhões), compensado, parcialmente, pela (c) da captações de novos empréstimos, financiamentos e debêntures (R\$ 179 milhões);
- (ii) do consumo de caixa de R\$ 628 milhões nas atividades de investimentos basicamente pela: (a) aquisição de imobilizado (R\$ 477 milhões) e (b) movimentação de títulos e valores mobiliários em R\$ 169 milhões (aplicações de R\$ 247 milhões compensados por resgates totalizando R\$ 78 milhões); e
- (iii) da geração de caixa de R\$ 2.200 milhões oriunda das atividades operacionais, basicamente do lucro (a) líquido ajustado (R\$ 2.471 milhões), aumento de consumidores, concessionárias e permissionárias (R\$ 122 milhões), parcialmente compensado por (c) redução nos tributos a compensar (R\$ 150 milhões), (d) redução em fornecedores (R\$ 118 milhões), e (e) diminuição de imposto de renda e contribuição social pagos (R\$ 197 milhões).

O saldo de R\$ 327 milhões em 2020, que representa 2,7% do total do ativo, apresentou uma redução de 20,8% (R\$86 milhões), comparado a 2019, decorrente:

- (i) do consumo de caixa de R\$1.608 milhões oriunda das atividades de financiamentos, decorrente principalmente: (a) da amortização de principal de empréstimos e debêntures, líquidas das captações (R\$3.158 milhões), (b) dos dividendos pagos (R\$66 milhões), compensado pela (c) da captações de principal de mútuos entre coligadas, controladas e controladora, líquidas das amortizações (R\$ 1.613);
- (ii) da geração de caixa de R\$428 milhões nas atividades de investimentos basicamente pelo: (a) resgate em títulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados, líquidas das aplicações, através de títulos da dívida pública, fundos, LFs e LFTs (R\$699 milhões) compensado pela (b) aquisições de ativo imobilizado e intangível destinados principalmente à construção da PCH Lucia Cherobim e dos parques eólicos do Complexo Gameleira (R\$128 milhões); e

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

- (iii) da geração de caixa de R\$1.094 milhões oriunda das atividades operacionais, basicamente do lucro líquido ajustado (R\$1.435 milhões); das reduções: (a) do contas a receber de consumidores, concessionárias e permissionárias (R\$101 milhões); (b) dos tributos a compensar (R\$186 milhões); dos aumentos de (c) adiantamento de clientes (R\$177 milhões); e pelo pagamento: i) de encargos de dívidas e de debêntures (R\$208 milhões) e ii) imposto de renda e contribuição social (R\$75 milhões).

Consumidores, concessionárias e permissionárias:

O saldo somado (ativo circulante e não circulante) de R\$ 449 milhões em 2021, que representa 3,8% do total do ativo, apresentou uma redução de 21,4% (R\$ 122 milhões) em comparação ao saldo do exercício findo em 31 de dezembro de 2020 devido, principalmente, a redução de recebíveis relacionados a venda de energia eólica (R\$ 70 milhões) e redução nas venda de energia originada de Biomassa (R\$ 52 milhões).

O saldo de R\$571 milhões em 2020 no circulante e não circulante, que representa 4,7% do total do ativo, apresentou um aumento de 49,1% (R\$188 milhões) comparado a 2019, decorrente do acréscimo de recebíveis relacionados a venda de energia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (R\$78 milhões), somado ao aumento nos montantes referentes a venda de energia elétrica a outras empresas concessionárias e permissionárias (R\$110 milhões).

Imobilizado:

O saldo de R\$ 7.733 milhões em 2021, que representa 65,1% do ativo total, apresentou redução de 2% (R\$ 155 milhões) quando comparado a saldo de R\$ 7.888 milhões de 2020. A redução deve-se, principalmente, ao efeito da depreciação dos ativos no montante de R\$ 469 milhões, baixas de edificações, obras civis e benfeitorias no montante de R\$ 57 milhões e redução nos custos de projetos a ratear R\$ 12 milhões, parcialmente compensados pelo acréscimo em máquinas e equipamentos no montante de R\$ 383 milhões.

O saldo de R\$7.888 milhões em 2020, que representa 64,3% do ativo total, apresentou um aumento de 10% (R\$716 milhões) comparado a R\$7.172 milhões de 2019, devido principalmente aos efeitos da reestruturação societária (incorporação parcial da CPFL Geração e Centrais Geradoras) num montante líquido de R\$937 milhões no imobilizado da companhia, somado aos novos investimentos construção da PCH Lucia Cherobim e dos parques eólicos do Complexo Gameleira (Costa das Dunas, Figueira Branca, Farol de Touros e Gameleira), compensado pelo efeito da depreciação dos ativos de R\$435 milhões.

Intangível:

O saldo de R\$ 2.355 milhões em 2021 que representa 19,8% do total do ativo apresentou redução de 1,7% (R\$ 40 milhões) na comparação com o saldo do exercício findo em 31 de dezembro de 2020 (R\$ 2.395 milhões) devido à amortização de intangíveis no montante de R\$ 170 milhões, parcialmente compensado por adições em uso do bem público no montante de R\$ 135 milhões e aquisição de outros intangíveis (softwares) no montante de R\$ 3,5 milhões.

O saldo de R\$2.395 milhões em 2020, que representa 19,5% do total do ativo, apresentou redução de 3,7% (R\$91 milhões), comparado a 2019, devido ao reconhecimento da amortização dos intangíveis em R\$167 milhões, parcialmente compensada pelos efeitos da reestruturação societária (incorporação parcial da CPFL Geração e Centrais Geradoras) que representou uma adição líquida de R\$76 milhões em ativos intangíveis.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**Comentários sobre as variações mais relevantes do Passivo:**

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Balanco Patrimonial Consolidado (em milhões de reais)								
	2021	AH%	AH-R\$	AV%	2020	AH%	AH-R\$	AV%	2019
Circulante									
Fornecedores	178	-0,6%	(1)	1,5%	179	30,7%	42	1,5%	137
Empréstimos e financiamentos	122	-55,1%	(150)	1,0%	272	-32,8%	(133)	2,2%	405
Debêntures	811	10037,5%	803	6,8%	8	-96,2%	(204)	0,1%	212
Entidade de previdência privada	8	166,7%	5	0,1%	3	100,0%	3	0,0%	-
Imposto de renda e contribuição social a pagar	122	269,7%	89	1,0%	33	32,0%	8	0,3%	25
Outros impostos, taxas e contribuições	39	-42,6%	(29)	0,3%	68	161,5%	42	0,6%	26
Mútuos com coligadas, controladas e controladora	94	-95,5%	(1.990)	0,8%	2.084	393,8%	1.662	17,0%	422
Dividendo e juros sobre capital próprio	1	-99,5%	(188)	0,0%	189	100,0%	189	1,5%	-
Contas a pagar de aquisições	12	20,0%	2	0,1%	10	25,0%	2	0,1%	8
Provisões	2	-90,0%	(18)	0,0%	20	-16,7%	(4)	0,2%	24
Obrigações estimadas com pessoal	12	20,0%	2	0,1%	10	42,9%	3	0,1%	7
Adiantamentos	410	-7,9%	(35)	3,5%	445	78,7%	196	3,6%	249
Outras contas a pagar	58	-22,7%	(17)	0,5%	75	150,0%	45	0,6%	30
Total do circulante	1.869	-45,0%	(1.527)	15,7%	3.396	119,7%	1.851	27,7%	1.546
Não circulante									
Fornecedores	29	-	(91)	0,2%	120	15,4%	16	1,0%	104
Empréstimos e financiamentos	763	11,2%	77	6,4%	686	-76,3%	(2.211)	5,6%	2.897
Debêntures	358	-68,1%	(763)	3,0%	1.121	-24,8%	(370)	9,1%	1.491
Mútuos com coligadas, controladas e controladora	2.116	100,0%	2.116	17,8%	-	0,0%	-	0,0%	-
Entidade de previdência privada	40	-18,4%	(9)	0,3%	49	100,0%	49	0,4%	-
Imposto de renda e contribuição social a recolher	5	100,0%	5	0,0%	-	0,0%	-	0,0%	-
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	1	0,0%	-	0,0%	1	0,0%	-	0,0%	1
Débitos fiscais diferidos	525	-21,6%	(145)	4,4%	670	-18,9%	(156)	5,5%	826
Provisões	283	26,9%	60	2,4%	223	-2,6%	(6)	1,8%	229
Adiantamentos	43	72,0%	18	0,4%	25	-41,9%	(18)	0,2%	43
Outras contas a pagar	3	-62,5%	(5)	0,0%	8	-69,2%	(18)	0,1%	26
Total do não circulante	4.167	43,5%	1.263	35,1%	2.903	-48,3%	(2.714)	23,7%	5.617
Patrimônio líquido									
Capital social	4.032	0,0%	-	34,0%	4.032	9,0%	334	32,9%	3.698
Reservas de capital	588	-0,3%	(2)	5,0%	590	-0,3%	(2)	4,8%	592
Reserva de lucros	854	-11,3%	(109)	7,2%	963	328,0%	738	7,8%	225
Resultado abrangente acumulado	255	-8,6%	(24)	2,1%	279	862,1%	250	2,3%	29
	5.729	-2,3%	(135)	48,3%	5.864	29,0%	1.320	47,8%	4.544
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores:	109	2,8%	3	0,9%	106	3,9%	4	0,9%	102
Total patrimônio líquido	5.838	-2,2%	(132)	49,2%	5.970	28,5%	1.324	48,7%	4.646
Total do passivo e patrimônio líquido	11.873	-3,2%	(396)	100,0%	12.269	3,9%	461	100,0%	11.809

Empréstimos, financiamentos e debêntures:

O saldo de R\$ 2.054 milhões em 2021, que representa 17,8% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou redução de 1,6% (R\$ 33,6 milhões), quando comparado ao saldo de 2020 (R\$ 2.087 milhões), decorrente, basicamente, da amortização de principal de empréstimos e debêntures de R\$ 281 milhões e pagamento de encargos no montante de R\$ 99 milhões, compensados pela captação de empréstimos (líquida dos gastos com captações) no montante de R\$ 179 milhões e pela atualização cambial, encargos e atualizações monetárias que sumaram R\$ 167,4 milhões.

O saldo de R\$ 2.087 milhões em 2020, da dívida total incluindo os empréstimos, debêntures e respectivos encargos, que representam 17% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou uma redução de 58,3% (R\$ 2.918 milhões) comparado a R\$ 5.005 milhões em 2019, decorrente basicamente da amortização de principal de empréstimos e debêntures de R\$ 3.281 milhões e pagamento de encargos no montante de R\$ 208 milhões, compensado pela captação de empréstimos (líquida dos gastos com captações) no montante de R\$123 milhões, pela atualização cambial de R\$11 milhões, pelo reconhecimento dos encargos e atualizações monetárias de R\$ 247 milhões e pelos efeitos da reestruturação societária no montante de R\$ 192 milhões.

Mútuos com coligadas, controladas e controladora:

O saldo de R\$ 2.210 milhões em 2021 no circulante e não circulante, que representa 18,6% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou aumento de 6% (R\$ 126 milhões), quando comparado a 2020 (R\$ 2.084 milhões), decorrente, principalmente, de novas captações de suas controladas com empresas do Grupo CPFL para fazer frente às necessidades de caixa em R\$ 60 milhões e atualização de dívida captada junto a controladora indireta da CPFL Renováveis, a SGBP, em R\$ 94 milhões, cujo vencimento fora postergado para junho/2024, parcialmente compensado pela amortização de principal e juros de mútuos no montante de R\$ 28 milhões.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

O saldo de R\$2.084 milhões em 2020 no circulante e não circulante, que representam 17% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 393,8% (R\$1.662 milhões) comparado os R\$422 milhões em 2019, refere-se substancialmente ao mútuo entre a CPFL Renováveis e a controladora SGBP, com vencimento até dezembro de 2021 e remunerado a CDI +1,1%.

Créditos e débitos fiscais diferidos:

O saldo dos débitos fiscais diferidos líquidos (passivo diferido líquido) de R\$ 393 milhões em 2021 apresentou uma redução de R\$ 273 milhões, comparado ao saldo dos débitos fiscais diferidos líquidos (passivo diferido líquido) de R\$ 666 milhões de 2020, em função, basicamente, do decréscimo nos prejuízos fiscais e bases negativas (R\$ 185 milhões), somado a redução das diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis de imposto de renda e contribuição sociais (R\$ 90 milhões), parcialmente compensado pelo aumento em benefício fiscal do ágio incorporado (R\$ 2 milhões).

O saldo dos débitos fiscais diferidos líquidos (passivo diferido líquido) de R\$ 666 milhões em 2020 apresentou uma redução de R\$158 milhões, comparado ao saldo dos débitos fiscais diferidos líquidos (passivo diferido líquido) de R\$ 824 milhões de 2019, em função, basicamente, do decréscimo nos prejuízos fiscais e bases negativas (R\$ 268 milhões), somado ao efeito negativo do benefício fiscal do ágio incorporado (R\$ 10 milhões), parcialmente compensado pelo aumento das diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis de imposto de renda e contribuição sociais (R\$ 120 milhões).

Capital social:

O saldo de R\$ 4.032 milhões de capital social em 2021, que representa 34% do total do passivo e patrimônio líquido, não apresentou alteração, quando comparado ao saldo do exercício findo em 31 de dezembro de 2020.

O saldo de R\$ 4.032 milhões de capital social em 2020, que representa 32,9% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou aumento de 9% (R\$334 milhões) comparado a R\$ 3.698 milhões em 2019, em decorrência das reestruturações societárias, houve (i) aumento de capital mediante a capitalização de créditos advindos do acervo cindido da CPFL Geração (R\$210 milhões), (ii) aumento de capital mediante a incorporação parcial da CPFL Geração de Energia S.A. (R\$108 milhões), e (iii) aumento de capital mediante a incorporação da CPFL Centrais Geradoras Ltda (R\$16 milhões).

Reserva Legal:

A variação refere-se à constituição da Reserva Legal, correspondente a 5% do Lucro Líquido do Exercício.

Reserva de lucros:

Em 2021, a Administração da Companhia constituiu R\$ 73 milhões e propôs R\$ 613 milhões de dividendos adicionais. Em contrapartida, a companhia efetuou o pagamento de R\$ 47 milhões e R\$ 748 milhões referente a dividendos adicionais com reserva de reforço de capital de giro e dividendos do exercício predecessor, respectivamente.

Em 2020, a Administração da Companhia constituiu R\$ 40 milhões de reserva legal (correspondente a 5% do lucro líquido do exercício), propôs R\$ 748 milhões de dividendos adicionais e constituiu a reserva de incentivos fiscais de R\$ 116 milhões através da redução da reserva de capital de giro. Adicionalmente, a Companhia efetuou a realização da reserva de lucros a realizar no montante de R\$ 50 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)									
	2021	AH%	AH-R\$	AV%	2020	AH%	AH-R\$	AV%	2019	AV%
Receita operacional	3.670	57,0%	1.332	107,1%	2.338	14,4%	294	106,4%	2.044	106,0%
Fornecimento de energia elétrica	14	-41,7%	(10)	0,4%	24	9,1%	2	1,1%	22	1,1%
Suprimento de energia elétrica	3.646	58,5%	1.346	106,4%	2.300	14,1%	285	104,6%	2.015	104,5%
Outras receitas operacionais	10	-28,6%	(4)	0,3%	14	133,3%	8	0,6%	6	0,3%
Deduções da receita operacional	(244)	-74,3%	(104)	-7,1%	(140)	-21,7%	(25)	-6,4%	(115)	-6,0%
Receita operacional líquida	3.426	55,9%	1.228	100,0%	2.198	13,9%	269	100,0%	1.929	100,0%
Custo do serviço de energia elétrica	(480)	-41,2%	(140)	-14,0%	(340)	-6,3%	(20)	-15,5%	(320)	-16,6%
Custo com energia elétrica	(367)	-56,8%	(133)	-10,7%	(234)	-6,8%	(15)	-10,6%	(219)	-11,4%
Encargo do uso do sist de transm distrib	(113)	-6,6%	(7)	-3,3%	(106)	-5,0%	(5)	-4,8%	(101)	-5,2%
Custo de operação	(760)	-10,3%	(71)	-22,2%	(689)	5,2%	38	-31,3%	(727)	-37,7%
Depreciação/amortização	(494)	-12,3%	(54)	-14,4%	(440)	8,1%	39	-20,0%	(479)	-24,8%
Outros custos com operação	(266)	-6,8%	(17)	-7,8%	(249)	-0,4%	(1)	-11,3%	(248)	-12,9%
Despesa operacional	(435)	-24,3%	(85)	-12,7%	(350)	-8,4%	(27)	-15,9%	(323)	-16,7%
Resultado do serviço	1.751	113,8%	932	51,1%	819	46,8%	261	37,3%	558	28,9%
Resultado financeiro	(242)	19,3%	58	-7,1%	(300)	25,7%	104	-13,6%	(404)	-20,9%
Receitas financeiras	77	-22,2%	(22)	2,2%	99	-42,8%	(74)	4,5%	173	9,0%
Despesas financeiras	(319)	20,1%	80	-9,3%	(399)	30,7%	177	-18,2%	(576)	-29,9%
Resultado antes dos tributos	1.519	169,3%	955	44,3%	564	266,2%	410	25,7%	154	8,0%
Contribuição social	(15)	-125,9%	(73)	-0,4%	58	-422,2%	76	2,6%	(18)	-0,9%
Imposto de renda	(19)	-110,3%	(203)	-0,6%	184	-734,5%	213	8,4%	(29)	-1,5%
Lucro Líquido	1.485	84,2%	679	43,3%	806	653,3%	699	36,7%	107	5,5%
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores	1.463	84,7%	671	42,7%	792	716,5%	695	36,0%	97	5,0%
Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores	22	57,1%	8	0,6%	14	40,0%	4	0,6%	10	0,5%

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\$	AH %	R\$	AH %	R\$
Receita Operacional Líquida					
Industrial	-	-100,0%	2	0,0%	2
Comercial	13	-40,9%	22	10,0%	20
Fornecimento de Energia Elétrica	14	-41,7%	24	9,1%	22
Furnas Centrais Elétricas S.A.	777	388,7%	159	100,0%	-
Outras Concessionárias e Permissionárias	2.727	33,7%	2.040	7,0%	1.906
Energia Elétrica de Curto Prazo	142	40,6%	101	-7,3%	109
Suprimento de Energia Elétrica	3.646	58,5%	2.300	14,1%	2.015
Outras receitas e rendas	10	-28,6%	14	133,3%	6
Outras Receitas Operacionais	10	-28,6%	14	133,3%	6
Receita Operacional Bruta	3.670	57,0%	2.338	14,4%	2.043
ICMS	(1)	-	-	-	(1)
PIS	(42)	82,6%	(23)	21,1%	(19)
COFINS	(192)	77,8%	(108)	24,1%	(87)
Outros	(8)	0,0%	(7)	0,0%	(7)
Deduções das Receitas	(244)	74,3%	(140)	21,7%	(115)
Receita Operacional Líquida	3.426	55,8%	2.199	14,1%	1.928

Principais variações da Receita Operacional Líquida de 2021, comparado com 2020:

A Companhia é líder no segmento de energia renovável e atua nas quatro fontes: eólica, biomassa, PCH e solar. Em 31 de dezembro de 2021, o portfólio da CPFL Renováveis totalizava 3.067 MW de capacidade instalada em operação, sendo composto de 2 UHEs (830 MW), 48 PCHs e CGHs (475 MW), 49 Usinas Eólicas (1.391 MW), 8 Usinas Termelétricas Movidas à Biomassa (370,0 MW) e 1 Usina Solar (1,1 MW).

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Em 2021, a receita líquida atingiu R\$ 3.426 milhões, representando um aumento de 55,8% (R\$ 1.227) em comparação com 2020 (R\$ 2.199 milhões). Essa variação é explicada principalmente pelos seguintes fatores:

- (i) Aumento de R\$ 913 milhões na receita proveniente de fontes hídricas, isso se deve majoritariamente ao aumento de geração (2.997 GWh), somado à inclusão das receitas referentes os ativos das hidrelétricas Macaco Branco, Rio do Peixe e Usina Serra da Mesa, que passaram a compor o faturamento a partir do quarto trimestre de 2020;
- (ii) aumento de R\$ 357 milhões na receita das eólica, embora não tenha havido uma variação significativa de aumento de geração (apenas 363 GWh), foram impactados pelo reajuste dos contratos de venda pelo IPCA e impactos positivos com base na sazonalização das usinas que venderam energia no ACL e ACR, somado ao início da operação das usinas eólicas que compõem o Complexo Gameleira (Costa das Dunas, Farol de Touros, Figueira Branca e Gameleira) no montante de R\$ 58 milhões;

Principais variações da Receita Operacional Líquida de 2020, comparado com 2019:

A Companhia é líder no segmento de energia renovável e atua nas quatro fontes: eólica, biomassa, PCH e solar. Em 31 de dezembro de 2020, o portfólio da CPFL Renováveis totalizava 2.987 MW de capacidade instalada em operação, sendo composto de 2 UHEs (830 MW), 48 PCHs e CGHs (477 MW), 45 Usinas Eólicas (1.309 MW), 8 Usinas Termelétricas Movidas à Biomassa (370,0 MW) e 1 Usina Solar (1,1 MW). Em 2020, a Companhia e suas subsidiárias geraram 6.343,8 GWh de energia, redução de 1% em relação a 2019 (91 GWh).

Em 2020, a receita líquida atingiu R\$2.198 milhões, aumento de 14% em comparação com 2019 (R\$270 milhões). Essa variação é explicada principalmente pelos seguintes fatores:

- (i) Aumento de R\$169 milhões na receita proveniente de fontes hídricas, isso se deve majoritariamente à inclusão das receitas referentes a reestruturação do negócio que dentre outras mudanças trouxe para a renováveis os ativos das hidrelétricas Macaco Branco e Rio do Peixe, bem Participação na Usina Serra da Mesa;
- (ii) Aumento de R\$99 milhões na receita das eólica, embora não tenha havido uma variação significativa de aumento de geração, foram impactados pelo reajuste dos contratos de venda pelo IPCA e impactos positivos da com base na sazonalização das usinas que venderam energia no ACL;

Custo do serviço de energia elétrica e custo de operação:

O custo do serviço de energia elétrica corresponde ao custo com energia elétrica e encargos do uso do sistema de transmissão e distribuição, enquanto o custo de operação compreende a depreciação e amortização, além de custo com PMSO e GSF.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**Principais variações do custo do serviço de energia elétrica e custo de operação de 2021, comparado com 2020:**

(R\$ mil)	2021	2020	2021 vs 2020
Custo de compra de energia	(367.000)	(234.000)	56,84%
Amortização de prêmio do risco hidrológico – GSF	(5.822)	(4.909)	18,60%
Encargos de uso de sistema	(113.000)	(106.000)	6,60%
PMSO ⁽¹⁾	(260.201)	(243.905)	6,68%
Custo de geração de energia elétrica	(746.023)	(588.814)	26,70%
Depreciação e amortização	(494.000)	(440.000)	12,27%
Total dos custos com geração de energia elétrica + depreciação e amortização	(1.240.023)	(1.028.814)	20,53%

¹ Pessoal, material, serviços de terceiros e outros.

- Custo de geração de energia

Em 2021, os custos de geração de energia, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 746 milhões, aumento de 26,7% (R\$ 157 milhões) em relação a 2020 (R\$ 588,8 milhões), basicamente, pelos acréscimos em energia comprada (R\$ 133 milhões), encargos de uso do sistema (R\$ 7 milhões) e gastos com pessoal, materiais, serviço e outros (PMSO) em (R\$ 16 milhões).

- Custo de compra de energia

Em 2021, o custo com compra de energia totalizou R\$ 367 milhões, aumento de 56,8% em relação a 2020 (R\$ 234 milhões), basicamente, pela majoração na compra de energia para revenda ACL e ACR em R\$ 263 milhões, parcialmente compensado pelos efeitos positivos do ressarcimento GSF em R\$ 117 milhões e dos créditos de PIS e COFINS em R\$ 12 milhões.

- PMSO

Em 2021, o custo com (PMSO) totalizou R\$ 260,2 milhões, aumento de 6,7% em relação a 2020 (R\$ 243,9 milhões), basicamente, decorrente dos acréscimos em gastos com pessoal, compreendidos por salários, encargos, provisões, rateios e previdência complementar, que sumarizaram R\$ 23 milhões; compensado parcialmente pela redução nos gastos com benefícios, participação nos lucros e ordens em curso, no montante de R\$ 9 milhões.

- Depreciação e amortização

Em 2021, o custo com depreciação e amortização totalizou R\$ 494 milhões, aumento de 12,3% em relação a 2020 (R\$ 440 milhões), basicamente, em máquinas, equipamentos, reservatórios, barragens e adutoras, que sumarizaram R\$ 52,5 milhões, decorrente do início de operação nas eólicas do Complexo Gameleira, amortização do GSF repactuado e ajustes de complemento de outorga/extensão de concessões.

Principais variações do custo do serviço de energia elétrica e custo de operação de 2020, comparado com 2019:

(R\$ mil)	2020	2019	2020 vs 2019
Custo de compra de energia	(234.361)	(218.927)	7,0%
Amortização de prêmio do risco hidrológico – GSF	(4.909)	(3.926)	25,0%
Encargos de uso de sistema	(105.567)	(100.707)	4,8%
PMSO ⁽¹⁾	(248.810)	(243.966)	2,0%
Custo de geração de energia elétrica	(593.647)	(567.526)	4,6%
Depreciação e amortização	(440.352)	(478.638)	-8,0%
Total dos custos com geração de energia elétrica + depreciação e amortização	(1.033.999)	(1.046.164)	-1,2%

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

- Custo de geração de energia

Em 2020, os custos de geração de energia, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$594 milhões, aumento de 4,6% em relação a 2019 (R\$568 milhões)

- Custo de compra de energia

Em 2020, o custo com compra de energia totalizou R\$234 milhões, aumento de 7% em relação a 2019 (R\$15 milhões).

- Encargos de uso de sistema

Em 2020, o custo com encargos de uso de sistema totalizou R\$106 milhões, aumento de 4,8% em relação a 2019 (R\$5 milhões).

- PMSO

Em 2020, o custo com PMSO totalizou R\$248 milhões, aumento de 2% apenas em relação a 2019 (R\$5 milhões).

- Depreciação e amortização

Em 2020, o custo com depreciação e amortização totalizou R\$440 milhões, aumento de 7% em relação a 2019 (R\$38 milhões).

Despesa operacional:

A despesa operacional corresponde aos gastos com pessoal, materiais, serviços de terceiros e outros gastos administrativos, incluindo depreciação/amortização e amortização do intangível de concessão.

Principais variações da despesa operacional de 2021, comparado com 2020:

(R\$ mil)	2021	2020	2021 vs 2020
Despesas com pessoal	(71.175)	(69.523)	2,38%
Serviços de terceiros ¹	(58.666)	(44.823)	30,88%
Outros	(127.773)	(77.147)	65,62%
Despesas gerais e administrativas	(257.614)	(191.493)	34,53%
Depreciação & Amortização	(9.370)	2.213	-523,41%
Amortização do direito de exploração	(168.122)	(161.006)	4,42%
Total das despesas gerais e administrativas + depreciação e amortização	(435.106)	(350.286)	24,21%

¹ considera despesas de ocupação, material e serviços profissionais.

- Despesas gerais e administrativas

Em 2021, as despesas gerais e administrativas, excluindo depreciação e amortização, somaram R\$ 257,6 milhões, aumento de 34,5% (R\$ 66,1 milhões) em relação a 2020, basicamente, decorrente dos acréscimos em serviços administrativos (consultoria, auditoria e jurídicos) R\$ 3,2 milhões, serviços gerais (limpeza, conservação, vigilância, segurança, manutenção de informática e rateios) R\$ 10,7 milhões e processos legais e judiciais (Bio Pedra Agroindustrial) R\$ 58,2 milhões, compensado parcialmente pela redução por conta do impairment (Bio Alvorada) R\$ 6,4 milhões.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**Principais variações da despesa operacional de 2020, comparado com 2019:**

(R\$ mil)	2020	2019	2020 vs 2019
Despesas com pessoal	(69.523)	(84.675)	-17,9%
Serviços de terceiros ¹	(44.823)	(46.322)	-3,2%
Outros	(77.146)	(25.956)	197,2%
Despesas gerais e administrativas	(191.492)	(156.953)	22,0%
Depreciação & Amortização	(2.213)	(7.857)	-71,8%
Amortização do direito de exploração	(161.006)	(159.227)	1,1%
Total das despesas gerais e administrativas + depreciação e amortização	(354.711)	(324.037)	9,5%

¹ considera despesas de ocupação, material e serviços profissionais.

- Despesas gerais e administrativas

Em 2020, as despesas gerais e administrativas, excluindo depreciação e amortização, somaram R\$191 milhões, redução de 22% (R\$35 milhões) em relação a 2019.

Geração operacional de caixa (EBITDA):

O EBITDA é uma medida não contábil calculada pela Administração a partir da soma de lucro, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização. Essa medida serve como indicador do desempenho do management e é habitualmente acompanhada pelo mercado. A Administração observou os preceitos da Instrução CVM nº 527, de 4 de outubro de 2012, quando da apuração desta medida não contábil.

<i>Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA (R\$ mil)</i>		
	2021	2020
Lucro Líquido	1.485.418	806.006
Depreciação e Amortização	671.023	599.145
Amortização mais valia de ativos	64	16
Resultado Financeiro	242.047	300.404
Contribuição Social	14.599	-57.517
Imposto de Renda	18.883	-184.247
EBITDA	2.432.034	1.463.807

Geração operacional de caixa (EBITDA) foi de R\$ 2.432 milhões em 2021, representando um aumento de 66,1% (R\$ 968 milhões), devido ao aumento de 55,8% (R\$ 1.227 milhões) na receita operacional líquida. Este resultado foi parcialmente compensado pela redução na equivalência patrimonial da Baesa em R\$ 35,7 milhões, além dos seguintes acréscimos: (i) de 41,2% (R\$ 140 milhões) no custo com energia elétrica, encargos e ressarcimento GSF; e (ii) de 19% (R\$ 83,7 milhões) no PMSO (custos e despesas com pessoal, materiais, serviços de terceiros e outros operacionais).

O incremento nos custos e despesas com PMSO devem-se aos seguintes fatores:

- ✓ Aumento de 13,6% (R\$ 15 milhões) nos custos e despesas com pessoal (incluindo entidade de previdência privada);
- ✓ Redução de 1,9% (R\$ 0,5 milhão) nos custos e despesas com materiais;
- ✓ Aumento de 8,6% (R\$ 16,2 milhões) nos custos e despesas com serviços de terceiros;
- ✓ Aumento de 47,1% (R\$ 53 milhões) em outros custos e despesas operacionais.;

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**Resultado Financeiro****Principais variações do resultado financeiro de 2021, comparado com 2020:**

(R\$ mil)	2021	2020	2021 vs 2020
Receitas Financeiras	77.018	98.805	-22,1%
Despesas Financeiras	(319.064)	(399.208)	-20,1%
Resultado Financeiro	(242.047)	(300.404)	-19,4%

Em 2021, o resultado financeiro líquido foi negativo em R\$ 242 milhões, 19,4% inferior ao de 2020 (R\$ 300,4 milhões).

- Receitas financeiras

Em 2021, as receitas financeiras totalizaram R\$ 77 milhões, 22,1% (R\$ 21,8 milhões) inferior ao ano de 2020 (R\$ 98,8 milhões). Esse desempenho, decorre principalmente, da diminuição de recursos aplicados em receitas decorrentes de liquidações CCEE R\$ 26,7 milhões; parcialmente compensado pelos acréscimos em rendas de aplicações financeiras R\$ 2,5 milhões e contratos de pré-compra de energia R\$ 1,9 milhões.

- Despesas financeiras

Em 2021, as despesas financeiras somaram R\$ 319,1 milhões, 20,1% (R\$ 80,1 milhões) inferior ao ano de 2020 (R\$ 399,2 milhões). Essas variações são explicadas principalmente pela redução nos encargos de dívidas R\$ 103,3 milhões, pré-pagamento das dívidas junto ao BNB e BNDES R\$ 29,9 milhões, despesas decorrente de liquidações CCEE e outras R\$ 36,7 milhões e ; compensado parcialmente pelos acréscimos em atualizações monetárias e cambiais R\$ 23,7 milhões e juros sobre contratos de mútuos em R\$ 71,8 milhões (SGBP e CPFL Energia).

Principais variações do resultado financeiro de 2020, comparado com 2019:

(R\$ mil)	2020	2019	2020 vs 2019
Receitas Financeiras	98.805	172.659	-42,8%
Despesas Financeiras	(399.208)	(576.292)	-30,7%
Resultado Financeiro	(300.403)	(403.633)	-25,6%

Em 2020, o resultado financeiro líquido foi negativo em R\$300 milhões, 25,6% inferior ao de 2019 (R\$103 milhões).

- Receitas financeiras

Em 2020, as receitas financeiras totalizaram R\$99 milhões, 42,8% superior às de 2019 (R\$ 74 milhões). Esse desempenho é decorrente principalmente da diminuição mencionada acima dos recursos aplicados, em virtude principalmente do pré-pagamento das dívidas.

- Despesas financeiras

Em 2020, as despesas financeiras somaram R\$399 milhões, 25,6% inferior às de 2019 (R\$177 milhões). Essas variações são explicadas principalmente pela redução nas despesas de dívidas, com destaque para o pré-pagamento das dívidas junto ao BNB e BNDES.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Imposto de renda e contribuição social

Principais variações do imposto de renda e contribuição social de 2021, comparado com 2020:

A Companhia adota o regime de tributação com base no lucro presumido para apuração do imposto de renda e da contribuição social para suas controladas em operação, com exceção das SPes Bio Buriti, Aiuruoca, Cachoeira Grande, Cherobim, Baixa Verde, Cajueiro, Navegantes, Solar 1, Turbina 16, Turbina 17 e Dobrevê Energia S.A. que adotam o regime de tributação com base no lucro real.

Principais variações do imposto de renda e contribuição social de 2020, comparado com 2019:

A Companhia adota o regime de tributação com base no lucro presumido para apuração do imposto de renda e da contribuição social para suas controladas em operação, com exceção das SPes Bio Buriti, Aiuruoca, Cachoeira Grande, Cherobim, Baixa Verde, Cajueiro, Navegantes, Solar 1, Turbina 16, Turbina 17 e Dobrevê Energia S.A. que adotam o regime de tributação com base no lucro real.

Com o objetivo de buscar maior eficiência operacional e simplificação da estrutura organizacional, em setembro de 2020, foi aprovada em Assembleia Geral Extraordinária a segunda etapa do plano de reestruturação societária

com objetivo de incorporação parcial da CPFL Geração de Energia S.A. à CPFL Energias Renováveis S.A. Em decorrência da reestruturação societária realizada pela CPFL Renováveis mencionada no parágrafo acima, e de acordo com o CPC 32 - Tributos sobre o Lucro, a Companhia avaliou o reconhecimento do ativo fiscal diferido referente a prejuízos fiscais e base negativa da contribuição social de exercícios anteriores.

Para essa avaliação, foi realizado um estudo técnico utilizando o orçamento plurianual da Companhia, no qual verificou-se que com o resultado da companhia incorporada pela CPFL Renováveis (controladora), a qual antes não detinha ativos operacionais, passou a ter lucros tributáveis já em 2020 e nos próximos 10 anos. Com isso conseguindo fazer uso do seu prejuízo fiscal acumulado, o que suporta o registro dos créditos tributáveis diferidos.

Com base no estudo realizado e na expectativa de realização, foi registrado em 30 de setembro de 2020, no não circulante, o ativo fiscal diferido no montante R\$ 270,6 milhões, sendo R\$ 198,9 milhões referente a imposto de renda e R\$ 71,6 milhões referente à contribuição social, sobre os prejuízos fiscais e base negativa da contribuição social de exercícios anteriores.

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

10.2 Comentários dos diretores sobre:

a) resultados das operações do emissor, em especial:

i) descrição de quaisquer componentes importantes da receita

- **2021.**

Portfólio em Operação

A CPFL Renováveis tem como vantagem competitiva a diversificação de seu portfólio que, no encerramento de 2021, o portfólio de projetos da Companhia totalizava 3.067 MW de capacidade instalada em operação, sendo composto de 2 UHEs (830 MW), 48 PCHs e CGHs (475 MW), 49 Parques Eólicas (1.391 MW), 8 Usinas Termelétricas Movidas à Biomassa (370,0 MW) e 1 Usina Solar (1,1 MW). Para fins de simplificação, são consideradas PCHs as usinas com capacidade instalada igual ou inferior a 30 MW.

- **2020.**

Portfólio em Operação

A CPFL Renováveis tem como vantagem competitiva a diversificação de seu portfólio que, no encerramento de 2020, o portfólio de projetos da Companhia totalizava 2.987 MW de capacidade instalada em operação, sendo composto de 2 UHEs (830 MW), 48 PCHs e CGHs (477 MW), 45 Usinas Eólicas (1.309 MW), 8 Usinas Termelétricas Movidas à Biomassa (370,0 MW) e 1 Usina Solar (1,1 MW). Para fins de simplificação, são consideradas PCHs as usinas com capacidade instalada igual ou inferior a 30 MW. Adicionalmente, portanto houve um crescimento de 40% em relação a 2020 e 2019. Em 2020, foi houve a Reestruturação Societária que estabeleceu que a CPFL Renováveis passaria a deter as concessões das Usinas Hidrelétricas ("UHEs") Macaco Branco e Rio do Peixe – Casa de Força I e II, com potência total instalada de 2,4 MW e 18,1 MW, adicionalmente, a renováveis passou a deter ainda parte dos ativos do aproveitamento Hidrelétrico de Serra da Mesa, localizado no Rio Tocantins, no Estado de Goiás. A concessão e a operação do aproveitamento hidrelétrico pertencem à Furnas Centrais Elétricas S.A. ("FURNAS"). Por manter estes ativos em operação de forma compartilhada com Furnas, ficou assegurada à CPFL Renováveis a participação de 51,54% da potência instalada de 1.275 MW (657 MW) e da energia assegurada de 637,5 MW médios (328,6 MW médios).

ii) fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

Resultados das Operações —2021 em comparação a 2020

Receita Líquida

Em 2021, a receita líquida atingiu R\$ 3.426 milhões, aumento de 55,9% em comparação com 2020 (R\$ 1.228 milhões) principalmente devido: (i) Aumento de R\$ 913 milhões na receita proveniente de fontes hídricas, isso se deve majoritariamente ao aumento de geração (2.997 GWh), somado à inclusão das receitas referentes os ativos das hidrelétricas Macaco Branco, Rio do Peixe e Usina Serra da Mesa, que passaram a compor o faturamento a partir do quarto trimestre de 2020 (ii) Aumento de R\$ 357 milhões na receita das eólica, embora não tenha havido uma variação significativa de aumento de geração (apenas 363 GWh), foram impactados pelo reajuste dos contratos de venda pelo IPCA e impactos positivos com base na sazonalização das usinas que venderam energia no ACL e ACR, somado ao início da operação das usinas eólicas que compõem o Complexo Gameleira (Costa das Dunas, Farol de Touros, Figueira Branca e Gameleira) no montante de R\$ 58 milhões. ;

Custo de geração de energia

Em 2021, os custos de geração de energia, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 746 milhões, aumento de 26,7% (R\$ 157 milhões) em relação a 2020 (R\$ 588,8 milhões), basicamente,

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

pelos acréscimos em energia comprada (R\$ 133 milhões), encargos de uso do sistema (R\$ 7 milhões) e gastos com pessoal, materiais, serviço e outros (PMSO) em (R\$ 16 milhões).

Custo de compra de energia

Em 2021, o custo com compra de energia totalizou R\$ 367 milhões, aumento de 56,8% em relação a 2020 (R\$ 133 milhões), basicamente, pela majoração na compra de energia para revenda ACL e ACR em R\$ 263 milhões, parcialmente compensado pelos efeitos positivos do ressarcimento GSF em R\$ 117 milhões e dos créditos de PIS e COFINS em R\$ 12 milhões .

PMSO

Em 2021, o custo com (PMSO) totalizou R\$ 260,2 milhões, aumento de 6,7% em relação a 2020 (R\$ 16,3 milhões), basicamente, decorrente dos acréscimos em gastos com pessoal, compreendidos por salários, encargos, provisões, rateios e previdência complementar, que sumarizaram R\$ 23 milhões; compensado parcialmente pela redução nos gastos com benefícios, participação nos lucros e ordens em curso, no montante de R\$ 9 milhões.

Depreciação e amortização

Em 2021, o custo com depreciação e amortização totalizou R\$ 494 milhões, aumento de 12,3% em relação a 2020 (R\$ 54 milhões), basicamente, em máquinas, equipamentos, reservatórios, barragens e adutoras, que sumarizaram R\$ 52,5 milhões, decorrente do início de operação nas eólicas do Complexo Gameleira, amortização do GSF repactuado e ajustes de complemento de outorga/extensão de concessões.

Despesas gerais e administrativas

Em 2021, as despesas gerais e administrativas, excluindo depreciação e amortização, somaram R\$ 257,6 milhões, aumento de 34,5% (R\$ 66,1 milhões) em relação a 2020, basicamente, decorrente dos acréscimos em serviços administrativos (consultoria, auditoria e jurídicos) R\$ 3,2 milhões, serviços gerais (limpeza, conservação, vigilância, segurança, manutenção de informática e rateios) R\$ 10,7 milhões e processos legais e judiciais (Bio Pedra Agroindustrial) R\$ 58,2 milhões, compensado parcialmente pela redução por conta do impairment (Bio Alvorada) R\$ 6,4 milhões.

EBITDA

Geração operacional de caixa (EBITDA): o EBITDA foi de R\$ 2.432 milhões em 2021, representando um aumento de 66,1% (R\$ 968 milhões), devido ao aumento de 55,8% (R\$ 1.227 milhões) na receita operacional líquida. Este resultado foi parcialmente compensado pela redução na equivalência patrimonial da Baesa em R\$ 35,7 milhões, além dos seguintes acréscimos: (i) de 41,2% (R\$ 140 milhões) no custo com energia elétrica, encargos e ressarcimento GSF; e (ii) de 19% (R\$ 83,7 milhões) no PMSO (custos e despesas com pessoal, materiais, serviços de terceiros e outros operacionais).

O incremento nos custos e despesas com PMSO devem-se aos seguintes fatores:

- ✓ Aumento de 13,6% (R\$ 15 milhões) nos custos e despesas com pessoal (incluindo entidade de previdência privada);
- ✓ Redução de 1,9% (R\$ 0,5 milhão) nos custos e despesas com materiais;
- ✓ Aumento de 8,6% (R\$ 16,2 milhões) nos custos e despesas com serviços de terceiros;
- ✓ Aumento de 47,1% (R\$ 53 milhões) em outros custos e despesas operacionais.

Resultado financeiro

Em 2021, o resultado financeiro líquido foi negativo em R\$ 242 milhões, 19,3% inferior ao de 2020 (R\$ 58 milhões).

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

- Receitas financeiras

Em 2021, as receitas financeiras totalizaram R\$ 77 milhões, 22,1% (R\$ 21,8 milhões) inferior ao ano de 2020 (R\$ 98,8 milhões). Esse desempenho, decorre principalmente, da diminuição de recursos aplicados em receitas decorrentes de liquidações CCEE R\$ 26,7 milhões; parcialmente compensado pelos acréscimos em rendas de aplicações financeiras R\$ 2,5 milhões e contratos de pré-compra de energia R\$ 1,9 milhões.

- Despesas financeiras

Em 2021, as despesas financeiras somaram R\$ 319,1 milhões, 20,1% (R\$ 80,1 milhões) inferior ao ano de 2020 (R\$ 399,2 milhões). Essas variações são explicadas principalmente pela redução nos encargos de dívidas R\$ 103,3 milhões, pré-pagamento das dívidas junto ao BNB e BNDES R\$ 29,9 milhões, despesas decorrente de liquidações CCEE e outras R\$ 36,7 milhões e ; compensado parcialmente pelos acréscimos em atualizações monetárias e cambiais R\$ 23,7 milhões e juros sobre contratos de mútuos em R\$ 71,8 milhões (SGBP e CPFL Energia).

Imposto de renda e contribuição social

A Companhia adota o regime de tributação com base no lucro presumido para apuração do imposto de renda e da contribuição social para suas controladas em operação, com exceção das SPes Bio Buriç, Aiuruoca, Cachoeira Grande, Cherobim, Baixa Verde, Cajueiro, Navegantes, Solar 1, Turbina 16, Turbina 17 e Dobrevê Energia S.A. que adotam o regime de tributação com base no lucro real.

Resultado líquido

Em 2021, a Companhia apurou lucro líquido de R\$ 1.485 milhões, representando um aumento de 43,3% (R\$ 679 milhões), refletindo o aumento de 66,1% (R\$ 968,2 milhões) no EBITDA, aumento de 12% (R\$ 71,8 milhões) na depreciação e amortização, a variação de R\$ 275,2 milhões nas contas de Imposto de Renda e Contribuição Social e a redução de 19,4% (R\$ 58,3 milhões) nas despesas financeiras líquidas.

Resultados das Operações —2020 em comparação a 2019

Receita Líquida

Em 2020, a receita líquida atingiu R\$2.198 milhões, aumento de 14% em comparação com 2019 (R\$270 milhões). Essa variação é explicada principalmente pelos seguintes fatores: (i) Aumento de R\$169 milhões na receita proveniente de fontes hídricas, isso se deve majoritariamente à inclusão das receitas referentes a reestruturação do negócio que dentre outras mudanças trouxe para a renováveis os ativos das hidrelétricas Macaco Branco e Rio do Peixe, bem Participação na Usina Serra da Mesa; (ii) Aumento de R\$99 milhões na receita das eólica que, embora não tenha havido uma variação significativa de aumento de geração, foram impactados pelo reajuste dos contratos de venda pelo IPCA e impactos positivos da com base na sazonalização das usinas que venderam energia no ACL;

Custo de geração de energia

Em 2020, os custos de geração de energia, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$594 milhões, aumento de 4,6% em relação a 2019 (R\$568 milhões)

Custo de compra de energia

Em 2020, o custo com compra de energia totalizou R\$234 milhões, aumento de 7% em relação a 2019 (R\$15 milhões).

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

Encargos de uso de sistema

Em 2020, o custo com encargos de uso de sistema totalizou R\$106 milhões, aumento de 4,8% em relação a 2019 (R\$5 milhões).

PMSO

Em 2020, o custo com PMSO totalizou R\$248 milhões, aumento de 2% apenas em relação a 2019 (R\$5 milhões).

Depreciação e amortização

Em 2020, o custo com depreciação e amortização totalizou R\$440 milhões, aumento de 7% em relação a 2018 (R\$38 milhões).

Despesas gerais e administrativas

Em 2020, as despesas gerais e administrativas, excluindo depreciação e amortização, somaram R\$191 milhões, redução de 22% (R\$35 milhões) em relação a 2019.

EBITDA

Geração operacional de caixa (EBITDA): o EBITDA foi de R\$ 1.464 milhões em 2020, representando um aumento de 21,6% (R\$ 260 milhões), devido ao aumento de 14,0% (R\$ 271 milhões) na receita líquida e uma variação de R\$ 45 milhões na Equivalência Patrimonial. Este resultado foi parcialmente compensado pelos seguintes aumentos: (i) de 6,3% (R\$ 20 milhões) no custo com Energia Elétrica; e (ii) de 8,8% (R\$ 35 milhões) em PMSO (despesas com Pessoal, Material, Serviços de Terceiros, Outros Custos/Despesas Operacionais e Entidade de Previdência Privada), decorrente dos seguintes efeitos:

- ✓ Redução de 5,5% (R\$ 6 milhões) nas despesas com Pessoal;
- ✓ Aumento de 43,5% (R\$ 9 milhões) nas despesas com Material;
- ✓ Redução de 7,2% (R\$ 15 milhões) nas despesas com Serviços de Terceiros;
- ✓ Aumento de 70,1% (R\$ 46 milhões) em Outros Custos/Despesas Operacionais;
- ✓ Despesas de R\$ 1 milhão em Entidade de Previdência Privada.

Resultado financeiro

Em 2020, portanto, o resultado financeiro líquido foi negativo em R\$300 milhões, 25,6% inferior ao de 2019 (R\$103 milhões).

- Receitas financeiras

Em 31 de dezembro de 2020, as disponibilidades e aplicações financeiras da CPFL Renováveis somavam R\$649 milhões ante R\$1.431 milhões em 31 de dezembro de 2019.

Em 2020, as receitas financeiras totalizaram R\$99 milhões, 42,8% superior às de 2019 (R\$ 74 milhões). Esse desempenho é decorrente principalmente da diminuição mencionada acima dos recursos aplicados, em virtude principalmente do pré-pagamento das dívidas.

- Despesas financeiras

Em 2020, as despesas financeiras somaram R\$399 milhões, 25,6% inferior às de 2019 (R\$177 milhões). Essas variações são explicadas principalmente pela redução nas despesas de dívidas, com destaque para o pré-pagamento das dívidas junto ao BNB e BNDES.

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

Imposto de renda e contribuição social

A Companhia adota o regime de tributação com base no lucro presumido para apuração do imposto de renda e da contribuição social para suas controladas em operação, com exceção das SPEs Bio Buriti, Aiuruoca, Cachoeira Grande, Cherobim, Baixa Verde, Cajueiro, Navegantes, Solar 1, Turbina 16, Turbina 17 e Dobrevê Energia S.A. que adotam o regime de tributação com base no lucro real.

Com o objetivo de buscar maior eficiência operacional e simplificação da estrutura organizacional, em setembro de 2020, foi aprovada em Assembleia Geral Extraordinária a segunda etapa do plano de reestruturação societária

com objetivo de incorporação parcial da CPFL Geração de Energia S.A. à CPFL Energias Renováveis S.A. Em decorrência da reestruturação societária realizada pela CPFL Renováveis mencionada no parágrafo acima, e de acordo com o CPC 32 - Tributos sobre o Lucro, a Companhia avaliou o reconhecimento do ativo fiscal diferido referente a prejuízos fiscais e base negativa da contribuição social de exercícios anteriores.

Para essa avaliação, foi realizado um estudo técnico utilizando o orçamento plurianual da Companhia, no qual verificou-se que com o resultado da companhia incorporada pela CPFL Renováveis (controladora), a qual antes não detinha ativos operacionais, passou a ter lucros tributáveis já em 2020 e nos próximos 10 anos. Com isso conseguindo fazer uso do seu prejuízo fiscal acumulado, o que suporta o registro dos créditos tributáveis diferidos.

Com base no estudo realizado e na expectativa de realização, foi registrado em 30 de setembro de 2020, no não circulante, o ativo fiscal diferido no montante R\$ 270,6 milhões, sendo R\$ 198,9 milhões referente a imposto de renda e R\$ 71,6 milhões referente à contribuição social, sobre os prejuízos fiscais e base negativa da contribuição social de exercícios anteriores.

Resultado líquido

Em 2020, a Companhia apurou lucro líquido de R\$ 806 milhões em 2020, representando um aumento de 653,1% (R\$ 699 milhões), refletindo o aumento de 21,6% (R\$ 260 milhões) no EBITDA, a redução de 7,2% (R\$ 47 milhões) na depreciação e amortização, a variação de R\$ 289 milhões nas contas de Imposto de Renda e Contribuição Social e a redução de 25,6% (R\$ 103 milhões) nas despesas financeiras líquidas.

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

Item facultativo em função de a Companhia ser uma empresa classificada como categoria B.

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:

Item facultativo em função de a Companhia ser uma empresa classificada como categoria B.

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

Não houve alienação de qualquer ativo relevante nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2019, 2020 e 2021. Ademais, não houve introdução de novo segmento operacional na Companhia nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2019, 2020 e 2021.

b) constituição, aquisição ou alienação de participação societária

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.

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 as 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.

c) eventos ou operações não usuais

Não aplicável em razão de não ter havido eventos ou operações não usuais no período.

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, contemplando os efeitos de mudanças em pronunciamentos aplicáveis, sendo os mais relevantes:

Adoção inicial pelo Grupo das alterações ao CPC 15/IFRS 3 sobre definição de um negócio, e alterações ao CPC 48/IFRS 9, CPC 38/IAS 39 e CPC 40/IFRS 7 sobre Reforma da Taxa de Juros de Referência a partir de 1º de janeiro de 2020.

Uma série de outras novas normas também 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).

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases

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 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 concluiu que não houve impacto material na adoção da mesma.

d) efeitos significativos das alterações em práticas contábeis

As mudanças nas práticas contábeis em 2020, 2019 e de 2018 e seus efeitos estão divulgadas no item 10.4.a.

e) ressalvas e ênfases presentes no parecer do auditor

O Relatório dos Auditores Independentes, referente ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2021, datado de 10 de março de 2022, emitido pela Ernst & Young 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.

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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 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;

Não há nenhum item relevante não registrado nas demonstrações financeiras.

b) natureza e o propósito da operação;

Não há nenhum item relevante não registrado nas demonstrações financeiras.

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

Não há nenhum item relevante não registrado nas demonstrações financeiras.

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:**

O Plano de Crescimento da CPFL Renováveis mantém o foco nas quatro fontes nas quais a Companhia opera atualmente. A tabela a seguir apresenta os investimentos da Companhia nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2019, 2020 e 2021 e a previsão de investimentos para o quinquênio de 2022 a 2026.

	Previsto							
	2019	2020	2021	2022*	2023*	2024*	2025*	2026*
Capex	126	276	414	464	306	176	146	122
Total	126	276	414	464	306	176	146	122

* Investimento planejado

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:

Em 2021, 2020 e 2019, não aplicável em razão de não estar em andamento, desinvestimento relevante, bem como não há 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:

Não houve aquisição de plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos que devam influenciar materialmente a capacidade produtiva da Companhia nos últimos 3 anos.

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.

10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios

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

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
--

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 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) 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

11.2 Na hipótese de o emissor ter divulgado, durante os 3 (três) últimos exercícios sociais, projeções sobre a evolução de seus indicadores:

- a) informar quais estão sendo substituídas por novas projeções incluídas no formulário e quais delas estão sendo repetidas no formulário;**

Nos termos do artigo 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.

Nossa administração é composta por um Conselho de Administração e uma Diretoria Executiva, regidos pelo disposto na Lei das Sociedades por Ações, de 15 de dezembro de 1976, conforme alterada ("Lei das Sociedades por Ações"), e pelo Estatuto Social da Companhia.

ÓRGÃOS DA COMPANHIA E SUAS ATRIBUIÇÕES

a.1) Conselho de Administração

O Conselho de Administração da Companhia é um órgão colegiado, composto por no mínimo 3 (três) e, no máximo, 7 (sete) membros efetivos todos eleitos e destituíveis pela Assembleia Geral, com mandato unificado de 2 (dois) anos, sendo permitida a reeleição.

Dentre os membros do Conselho de Administração, são eleitos, na primeira reunião que ocorrer após a eleição dos referidos membros, um Presidente e um Vice-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 4 (quatro) membros efetivos.

O Conselho de Administração é um órgão colegiado deliberativo responsável por determinar as diretrizes estratégicas da Companhia, bem como por proteger o objeto social da Companhia. Suas competências e atribuições estão dispostas tanto na Lei das Sociedades por Ações, como no Art. 15 e respectivas alíneas do Estatuto Social da Companhia.

O Estatuto Social da Companhia está disponível na sede da Companhia e no website de Relações com Investidores (<http://www.cpfl.com.br/ri>).

a.2) Diretoria Executiva

A Diretoria Executiva é responsável por conduzir todos os negócios e pela administração geral da Companhia, bem como pela execução da estratégia corporativa definida pelo Conselho de Administração. Nos termos do Estatuto Social, a Diretoria será composta por até 10 (dez) membros, sendo 10 (dez) membros, sendo: (i) um Diretor Presidente, (ii) um Diretor Presidente Assistente, (iii) um Diretor Financeiro e de Relação com Investidores, (iv) um Diretor Financeiro Adjunto, (v) um Diretor de Operação e Manutenção Eólica, Biomassa e Solar, (vi) um Diretor de Operação e Manutenção Hidrelétrica, (vii) um Diretor de Engenharia e Obras, (viii) um Diretor de Novos Negócios, (ix) um Diretor Regulatório e de Gestão de Energia e (x) um Diretor Administrativo, todos eleitos pelo Conselho de Administração, com mandato de 2 (dois) anos, sendo permitida a reeleição. As atribuições de cada Diretor Executivo estão previstas no Estatuto Social da Companhia.

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 não possuem regimento interno próprio.

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

12. Assembléia e administração / 12.1 - Estrutura administrativa

A Companhia não possui comitê de auditoria estatutário, tendo em vista tratar-se de órgão opcional.

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

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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

Item facultativo em função da Companhia ser uma empresa classificada como categoria B. Assim, a Companhia optou por não preencher esse item.

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;

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

ii. metodologia adotada e os principais critérios utilizados na avaliação

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

iii. como os resultados da avaliação são utilizados pelo emissor para aprimorar o funcionamento deste órgão; e

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

iv. se foram contratados serviços de consultoria ou assessoria externos

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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) número de reuniões realizadas no último exercício social, discriminando entre número de reuniões ordinárias e 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
- c) regras de identificação e administração de conflitos de interesses
- d) se o emissor possui política de indicação e de preenchimento de cargos do conselho de administração formalmente aprovada, informando, em caso positivo:

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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.

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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			
Francisco João Di Mase Galvão Junior	05/03/1981	Pertence apenas à Diretoria	13/04/2021	até a primeira reunião ordinária do CA a ser realizada após a AGO de 2023.	1
219.993.118-84	Engenheiro Eletricista	19 - Outros Diretores	13/04/2021	Sim	0%
Diretor Interino de Operação e Manutenção Eólico, Biomassa e Solar		Diretor de Operação e Manutenção Hidrelétrica			
Yunlong Zhang	31/07/1991	Pertence apenas à Diretoria	13/04/2021	até a primeira reunião ordinária do CA a ser realizada após a AGO de 2023.	1
046.258.838-65	Advogado	10 - Diretor Presidente / Superintendente	13/04/2021	Sim	0%
Não exerce outro cargo ou função.					
Chen Xinjian	19/02/1981	Pertence apenas à Diretoria	13/04/2021	até a primeira reunião ordinária do CA a ser realizada após a AGO de 2023.	1
239.885.728-02	Engenheiro	10 - Diretor Presidente / Superintendente	13/04/2021	Sim	0%
Exerce a função de membro do conselho de administração como suplente.					
Flavio Henrique Ribeiro	02/06/1979	Pertence apenas à Diretoria	13/04/2021	até a primeira reunião ordinária do CA a ser realizada após a AGO de 2023.	1
276.489.428-79	Administrador	19 - Outros Diretores	13/04/2021	Sim	0%
Não exerce outro cargo ou função.		Diretor Administrativo			
Bruno Monte	21/10/1982	Pertence apenas à Diretoria	15/09/2022	até a primeira reunião ordinária do CA a ser realizada após a AGO de 2023.	0
315.170.868-41	Engenheiro Eletricista	19 - Outros Diretores	15/09/2022	Sim	0%
		Diretor de Engenharia			

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			
Yuehui Pan	18/07/1981	Pertence apenas à Diretoria	13/04/2021	até a primeira reunião ordinária do CA a ser realizada após a AGO de 2023.	2
061.539.517-16	Contador	13 - Diretor Presidente / Diretor de Relações com Investidores	13/04/2021	Sim	0%
Não exerce outro cargo ou função.					
Rodolfo Coli da Cunha	28/12/1972	Pertence apenas à Diretoria	13/04/2021	até a primeira reunião ordinária do CA a ser realizada após a AGO de 2023.	1
962.391.316-87	Engenheiro	19 - Outros Diretores	13/04/2021	Sim	0%
Não exerce outro cargo ou função.					
Futao Huang	28/02/1971	Pertence apenas ao Conselho de Administração	26/04/2023	até AGO a ser realizada em 2025	3
239.777.588-37	Engenheiro	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	26/04/2023	Sim	100%
Não exerce outro cargo ou função.					
Karin Regina Luchesi	28/10/1976	Pertence apenas ao Conselho de Administração	26/04/2023	até AGO a ser realizada em 2025	8
219.880.918-45	Engenheira	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	26/04/2023	Sim	100%
Não exerce outro cargo ou função.					
Eduardo dos Santos Soares	04/07/1975	Pertence apenas ao Conselho de Administração	26/04/2023	até AGO a ser realizada em 2025	8
141.374.928-32	Administrador	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	26/04/2023	Sim	91.66%
Não exerce outro cargo ou função.					
Yunwei Liu	24/07/1969	Pertence apenas ao Conselho de Administração	26/04/2023	até AGO a ser realizada em 2025	8
239.777.718-50	Advogado	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	26/04/2023	Sim	0%
Não exerce outros cargos ou funções.					

Experiência profissional / Declaração de eventuais condenações / Critérios de Independência

Francisco João Di Mase Galvão Junior - 219.993.118-84

Engenheiro Eletricista formado pela Universidade Federal de Itajubá (2004) com mestrado em sistema elétrico de potência pela mesma instituição (2007) e pós-graduação em formação executiva pelo IESE Business School (University of Navarra). Atuando no setor de geração de energia desde 2004, com experiência em novos projetos de Hidrelétricas, desenvolvimento de novas tecnologias, modernização de plantas de geração existentes, operação e manutenção de grandes, pequenas centrais hidrelétricas e subestações de rede básica. Entre os anos de 2004 e 2012 atuou em duas multinacionais (ALSTOM e GE) tendo adquirido experiências internacionais em trabalhos realizados em países como Canadá, França, Suíça, Nicarágua, Peru e Venezuela. Desde 2012 trabalha no grupo CPFL Energia na área de Operação e Manutenção de Usinas hidrelétricas, tendo como focos principais eficiência operacional e melhoria contínua da gestão dos ativos. Atualmente, ocupa a posição de gerente de produção geração (desde 2016) sendo responsável pela operação de 7 Usinas Hidrelétricas, 8 Pequenas Centrais Hidrelétricas e 2 Subestações de alta tensão.

Yunlong Zhang - 046.258.838-65

Graduado em Ciências Políticas e Direito pela East China University em 2013, mestre em Direito Empresarial pela Gould School of Law, University of Southern California. Iniciou sua carreira no Departamento de Gestão de Ativos da YINGDA SECURITIES Co. (2014-2016). Em seguida, atuou como gerente de projetos do departamento de banco de investimentos da YINGDA SECURITIES CO (2016-2017). Trabalhou, também, no Departamento Financeiro da State Grid International Development Co. (2017-2018), Após, atuou como Assessor de Auditoria e Compliance da CPFL Energia (2018-2019) e, em 2019, passou a atuar no Departamento de Relações com Investidores da CPFL Energia. Obteve, ainda, o certificado de qualificação profissional legal chinês.

Chen Xinjian - 239.885.728-02

Formado em Engenharia do Controle de Automação pela Universidade de Energia Elétrica (SUEP), de Shanghai, na China. Possui mestrado em Gestão pela Zhongnan Universidade de Economia e Direito (ZUEL), da China. Trabalha no setor de energia da China desde 2003, iniciando sua carreira na StateGrid Jinshuitan Hydropower. Trabalhou na empresa Jinshuitan Hydropower, Shitang Hydropower e Liandu Fornecimento de Energia. Possui experiência em diferentes áreas, tais como gestão de empresas hidrelétricas, gestão administrativa, board operation, relações com investidores e capital operation. Ocupou os seguintes cargos desde 2003: Gerente de Escritório da Jinshuitan Hydropower, Secretário da Diretoria da Shitang Hydropower, Membro do Conselho de Administração da Ouneng Electric Power Group e da Oulong Real Estate Investment Group, Gerente de Manutenção da Jinshuitan Hydropower. Ele também detém três patentes nacionais na China.

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).

Bruno Monte - 315.170.868-41

Formado em Engenharia Elétrica pela Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade de Campinas (UNICAMP), com ênfase em estudos na área de Otimização de Sistemas. Mestrado em Engenharia Elétrica pela Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade de Campinas (UNICAMP). MBA em Administração de Empresas com ênfase no setor elétrico pela FIA Business School.

Iniciou sua carreira na CPFL em 2007, tendo, de novembro de 2018 a abril de 2020, atuado como Gerente de Engenharia de Manutenção na CPFL Renováveis (Jundiaí, SP), trabalhando com uma equipe de 25 engenheiros de várias áreas, tais como Planejamento e Controle, Gestão de Ativos, Serviço de Engenharia e Segurança de Barragens e Engenharia Civil.

Desde abril de 2020 é Chefe de Gestão de Ativos de Operação e Manutenção - Centro de Operações e Gestão de Ativos da CPFL Renováveis (Jundiaí, SP), responsável pelos Departamentos de Operação, Gestão de Ativos e Biomassa.

De agosto de 2021 a julho de 2022, atuou como PMO do Projeto de Integração da CEEE Transmissão, Porto Alegre (RS). Líder do projeto de Integração, definindo a integração da CEEE Transmissão ao Grupo CPFL, com a reestruturação de pessoal, implementação de processos e captura de sinergias em linha com o Plano de Negócios de Ativos.

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 de diversas de nossas subsidiárias e também é um membro do nosso Comitê de Orçamento e Finanças Corporativas. Em 2020, o Sr. Pan foi eleito como membro do Conselho de Administração da CPFL Energia.

Rodolfo Coli da Cunha - 962.391.316-87

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

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 da CPFL Energia, Diretor e Diretor Presidente da CPFL Geração e membro do Conselho de Administração do Instituto CPFL.

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 e membro do Conselho de Administração da CPFL Renováveis.

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.

Eduardo dos Santos Soares - 141.374.928-32

Graduado em Administração de Empresas pela UNIFAC em 1998. É pós-graduado em Gestão Empresarial pela FGV em 2002 e pós-graduado em Inovação Estratégica pela HSM University em 2013. Ingressou no Grupo CPFL Energia em 1994. Foi Gerente de Desenvolvimento de Projetos, Fusões e Aquisições de 2010 a 2012 e Diretor de Desenvolvimento de Negócios de 2012 a 2015. Atualmente é Diretor Presidente da CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A., membro do Conselho de Administração da Centrais Elétricas da Paraíba – EPASA e membro suplente do Conselho de Administração da CPFL Renováveis S.A.

Yunwei Liu - 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 regulatórias de energia, fusões e aquisições etc. 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.

Tipo de Condenação

Descrição da Condenação

Francisco João Di Mase Galvão Junior - 219.993.118-84

N/A

Yunlong Zhang - 046.258.838-65

N/A

Chen Xinjian - 239.885.728-02

N/A

Flavio Henrique Ribeiro - 276.489.428-79

N/A

Bruno Monte - 315.170.868-41

N/A

N/A.

Yuehui Pan - 061.539.517-16

N/A

Rodolfo Coli da Cunha - 962.391.316-87

N/A

Futao Huang - 239.777.588-37

N/A

Karin Regina Luchesi - 219.880.918-45

N/A

Eduardo dos Santos Soares - 141.374.928-32

N/A

Yunwei Liu - 239.777.718-50

N/A

12. Assembléia e administração / 12.7/8 - Composição dos comitês

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não há Comitês de Assessoramento específicos da Companhia. As informações solicitadas neste item sobre os membros dos comitês de Processo de Gestão e Riscos, Gestão de Pessoas e de Parte Relacionadas constam do Formulário de Referência da nossa controladora CPFL Energia, que também assessoram a Companhia.

12. Assembléia e administração / 12.9 - Relações familiares

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento Facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

12. Assembléia e administração / 12.10 - Relações de subord., prest. serviço ou controle**Justificativa para o não preenchimento do quadro:**

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento Facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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.

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

12. Assembléia e administração / 12.12 - Outras inf. relev. - Assemb. e Adm**12.12 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes**

Todas as informações relevantes sobre assembleia geral e administração foram informadas nos itens anteriores.

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:

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

b) composição da remuneração:

i. elementos da remuneração e os objetivos

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

ii. em relação aos 3 (três) últimos exercícios sociais, a proporção de cada elemento na remuneração total

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

iii. metodologia de cálculo e de reajuste de cada um dos elementos da remuneração

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

iv. razões que justificam a composição da remuneração

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

c) principais indicadores de desempenho que são levados em consideração na determinação de cada elemento da remuneração:

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

d) como a remuneração é estruturada para refletir a evolução dos indicadores de desempenho:

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

e) como a política ou prática de remuneração se alinha aos interesses do emissor de curto, médio e longo prazo:

13. Remuneração dos administradores / 13.1 - Política/prática de remuneração

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

ii. critérios e metodologia utilizada para a fixação da remuneração individual, indicando se há a utilização de estudos para a verificação das práticas de mercado, e, em caso positivo, os critérios de comparação e a abrangência desses estudos

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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	4,00	10,00	0,00	14,00
Nº de membros remunerados	0,00	4,00	0,00	4,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	0,00	2.645.000,00	0,00	2.645.000,00
Benefícios direto e indireto	0,00	500.000,00	0,00	500.000,00
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	740.000,00	0,00	740.000,00
Descrição de outras remunerações fixas	Outros refere-se a INSS	Outros refere-se a INSS	Outros refere-se a INSS	
Remuneração variável				
Bônus	0,00	1.511.000,00	0,00	1.511.000,00
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	886.000,00	0,00	886.000,00
Descrição de outras remunerações variáveis		Outros refere-se a INSS e FGTS		
Pós-emprego	0,00	197.000,00	0,00	197.000,00
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00	0,00	0,00
Observação				
Total da remuneração	0,00	6.479.000,00	0,00	6.479.000,00

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2021 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	4,00	10,00	0,00	14,00
Nº de membros remunerados	0,00	3,00	0,00	3,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	0,00	2.100.000,00	0,00	2.100.000,00
Benefícios direto e indireto	0,00	500.000,00	0,00	500.000,00
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	681.000,00	0,00	681.000,00
Descrição de outras remunerações fixas	Outros refere-se a INSS	Outros refere-se a INSS e FGTS	Outros refere-se a INSS	
Remuneração variável				
Bônus	0,00	320.000,00	0,00	320.000,00
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	-1.138.000,00	0,00	-1.138.000,00
Descrição de outras remunerações variáveis		Outros refere-se a INSS e FGTS		
Pós-emprego	0,00	110.000,00	0,00	110.000,00
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00	0,00	0,00
Observação	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM SEP nº 02/2020.	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 nº 02/2020.	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 nº 02/2020.	
Total da remuneração	0,00	2.683.000,00	0,00	2.683.000,00

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	5,20	3,00	15,20
Nº de membros remunerados	1,00	4,10	1,00	6,10
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	202.000,00	2.289.000,00	120.000,00	2.611.000,00
Benefícios direto e indireto	0,00	205.000,00	0,00	205.000,00
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	40.000,00	1.213.000,00	24.000,00	1.277.000,00
Descrição de outras remunerações fixas	Outros refere-se a INSS	Outros refere-se a INSS e FGTS	Outros refere-se a INSS	
Remuneração variável				
Bônus	0,00	1.343.000,00	0,00	1.343.000,00
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	2.265.000,00	0,00	2.265.000,00
Descrição de outras remunerações variáveis		Outros refere-se a INSS e FGTS		
Pós-emprego	0,00	158.000,00	0,00	158.000,00
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00	0,00	0,00
Observação	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM SEP nº 02/2020.	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 nº 02/2020.	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 nº 02/2020.	
Total da remuneração	242.000,00	7.473.000,00	144.000,00	7.859.000,00

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2019 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	7,00	5,00	3,00	15,00
Nº de membros remunerados	1,00	5,00	1,00	7,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	198.000,00	4.371.000,00	29.000,00	4.598.000,00
Benefícios direto e indireto	0,00	267.000,00	0,00	267.000,00
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	40.000,00	1.209.000,00	6.000,00	1.255.000,00
Descrição de outras remunerações fixas	Outros refere-se a INSS	Outros refere-se a INSS e FGTS	Outros refere-se a INSS	
Remuneração variável				
Bônus	0,00	4.243.000,00	0,00	4.243.000,00
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	1.113.000,00	0,00	1.113.000,00
Descrição de outras remunerações variáveis		Outros refere-se a INSS e FGTS		
Pós-emprego	0,00	219.000,00	0,00	219.000,00
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00	0,00	0,00
Observação	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM SEP nº 02/2020.	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 nº 02/2020.	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 nº 02/2020.	
Total da remuneração	237.000,00	11.421.000,00	35.000,00	11.694.000,00

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
--

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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;**

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

b) principais objetivos do plano;

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

c) forma como o plano contribui para esses objetivos;

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

d) como o plano se insere na política de remuneração do emissor;

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

e) como o plano alinha os interesses dos administradores e do emissor a curto, médio e longo prazo;

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

f) número máximo de ações abrangidas;

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

g) número máximo de opções a serem outorgadas;

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

h) condições de aquisição de ações;

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

i) critérios para fixação do preço de aquisição ou exercício;

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

j) critérios para fixação do prazo de exercício;

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

13. Remuneração dos administradores / 13.4 - Plano de remuneração baseado em ações**k) forma de liquidação;**

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

l) restrições à transferência das ações;

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

m) critérios e eventos que, quando verificados, ocasionarão a suspensão, alteração ou extinção do plano;

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

n) efeitos da saída do administrador dos órgãos do emissor sobre seus direitos previstos no plano de remuneração baseado em ações.

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

13. Remuneração dos administradores / 13.5 - Remuneração baseada em ações

13.5 Remuneração baseada em ações reconhecida no resultado dos 3 (três) últimos exercícios sociais e à prevista para o exercício social corrente, do conselho de administração e da diretoria estatutária
--

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

13. Remuneração dos administradores / 13.6 - Opções em aberto

13.6 Opções em aberto do conselho de administração e da diretoria estatutária ao final do último exercício social
--

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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 (três) últimos exercícios sociais
--

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

13. Remuneração dos administradores / 13.8 - Precificação das ações/opções

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
--

a) modelo de precificação

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

c) método utilizado e as premissas assumidas para incorporar os efeitos esperados de exercício antecipado

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

d) forma de determinação da volatilidade esperada

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

e) se alguma outra característica da opção foi incorporada na mensuração de seu valor justo

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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
--

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

13. Remuneração dos administradores / 13.11 - Remuneração máx, mín e média

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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.

EXERCÍCIO DE 2019			
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Percentual da remuneração total	0%	0%	0%

EXERCÍCIO DE 2020			
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Percentual da remuneração total	0%	0%	0%

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

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.

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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

EXERCÍCIO DE 2019 ⁽¹⁾ - DEMAIS REMUNERAÇÕES RECEBIDAS, ESPECIFICANDO A QUE TÍTULO FORAM ATRIBUÍDAS				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
	<i>(Em R\$ mil)</i>			
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	40	-	5.634	5.674
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.

EXERCÍCIO DE 2019 - REMUNERAÇÃO RECEBIDA EM FUNÇÃO DO EXERCÍCIO DO CARGO NO EMISSOR				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
	<i>(Em R\$ mil)</i>			
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	198	-	3.456	3.654
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

EXERCÍCIO DE 2020 ⁽¹⁾ - DEMAIS REMUNERAÇÕES RECEBIDAS, ESPECIFICANDO A QUE TÍTULO FORAM ATRIBUÍDAS				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
	<i>(Em R\$ mil)</i>			
Controladores diretos e indiretos	-	-	13.361	13.361
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	7.731	7.731

⁽¹⁾ Remuneração a título de honorário. No valor estão incluídos todos os encargos e provisões para atendimento ao regime de competência do exercício.

EXERCÍCIO DE 2020 - REMUNERAÇÃO RECEBIDA EM FUNÇÃO DO EXERCÍCIO DO CARGO NO EMISSOR				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
	<i>(Em R\$ mil)</i>			
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

13. Remuneração dos administradores / 13.15 - Rem. reconhecida - controlador/controlada

EXERCÍCIO DE 2021 ⁽¹⁾ - DEMAIS REMUNERAÇÕES RECEBIDAS, ESPECIFICANDO A QUE TÍTULO FORAM ATRIBUÍDAS				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
	<i>(Em R\$ mil)</i>			
Controladores diretos e indiretos	-	-	16.128	16.128
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	1.316	1.316

⁽¹⁾ Remuneração a título de honorário. No valor estão incluídos todos os encargos e provisões para atendimento ao regime de competência do exercício.

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

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/nº 03/2019, 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
Conselho de Administração	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Conselho Fiscal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diretoria Estatutária	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10

EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020												
Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Conselho de Administração	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Conselho Fiscal	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Diretoria Estatutária	4	5	4	5	5	4	4	4	4	7	8	8

EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019												
Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Conselho de Administração	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Conselho Fiscal	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Diretoria Estatutária	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	4

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 Renováveis, que são consolidadas para fins de apresentação de Demonstrações Financeiras Consolidadas da companhia:

Localização Geográfica	Número de Colaboradores 2021	Número de Colaboradores 2020	Número de Colaboradores 2019
Bahia	4	6	4
Ceará	125	106	104
Minas Gerais	27	26	28
Mato Grosso	10	9	9
Paraná	6	5	4
Rio Grande do Norte	46	41	29
Rio Grande do Sul	14	11	12
Santa Catarina	16	17	17
São Paulo	338	310	240
Total Geral	586	531	447

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

A CPFL Renováveis terceiriza algumas atividades inerentes a concessão do serviço público de energia elétrica 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

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

14. Recursos humanos / 14.2 - Alterações relevantes-Rec. humanos

14.2 Comentar qualquer alteração relevante ocorrida com relação aos números divulgados no item 14.1 acima.

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

b) política de benefícios

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

c) características dos planos de remuneração baseados em ações dos empregados não-administradores, identificando

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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

Os instrumentos coletivos celebrados com as entidades sindicais representam para a CPFL Renováveis um instrumento fundamental que rege as relações de trabalho e suas disposições são integralmente cumpridas pela empresa no período de sua vigência.

A CPFL Renováveis 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.

Abaixo segue a lista de todos os sindicatos com os quais a Companhia mantém relações:

- STIEESP / SP;
- STIEEC / Campinas;
- SINTERN / RN;
- SENERGISUL / RS; e
- SINDELETRO / CE.

Nos 4 (quatro) últimos exercícios sociais, não houve paralisações e greves na Companhia.

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 divulgados nos itens 14.1 e 14.4.

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	
ÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
CPFL Energia S.A. ("CPFL Energia")						
02.429.144/0001-93		Não	Não	23/09/2020		
291.845.166	49,150	0	0,000	291.845.166	49,150	
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %				
TOTAL	0	0.000				
CPFL Geração de Energia S.A. ("CPFL Geração")						
03.953.509/0001-47	Brasileira	Não	Sim	23/09/2020		
301.937.338	50,850	0	0,000	301.937.338	50,850	
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %				
TOTAL	0	0.000				
OUTROS						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
TOTAL						

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
593.782.504	100,000	0	0,000	593.782.504	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
CPFL Geração de Energia S.A. ("CPFL Geração")				03.953.509/0001-47	
CPFL Energia S.A. ("CPFL Energia")					
02.429.144/0001-93		Não	Sim	29/03/2013	
205.492.019.283	100,000	0	0,000	205.492.019.283	100,000
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %			
TOTAL	0	0.000			
OUTROS					
0	0,000	0	0,000	0	0,000
TOTAL					
205.492.019.283	100,000	0	0,000	205.492.019.283	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	
CPFL Energia S.A. ("CPFL Energia")				02.429.144/0001-93		
ESC Energia S.A.						
15.146.011/0001-51	Brasileira	Não	Sim	27/06/2019		
234.086.204	20,320	0	0,000	234.086.204	20,320	
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %				
TOTAL	0	0.000				
OUTROS						
187.732.538	16,290	0	0,000	187.732.538	16,290	
State Grid Brazil Power Participacoes S.A.						
26.002.119/0001-97	Brasileira	Não	Sim	27/06/2019		
730.435.698	63,390	0	0,000	730.435.698	63,390	
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %				
TOTAL	0	0.000				
TOTAL						
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		
OUTROS						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
State Grid Brazil Power Participacoes S.A.						
26.002.119/0001-97	Brasileira	Não	Sim	23/01/2017		
1.042.392.615	100,000	0	0,000	1.042.392.615	100,000	
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %				
TOTAL	0	0.000				
TOTAL						
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 Participacoes S.A.				26.002.119/0001-97		
International Grid Holdings Limited						
11.823.391/0001-60	Ilhas Virgens Britânicas	Não	Sim	14/08/2018		
29.165.194.229	99,999	0	0,000	29.165.194.229	99,999	
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %				
TOTAL	0	0.000				
OUTROS						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
Top View Grid Investment Limited						
11.823.389/0001-91		Não	Não	28/03/2017		
1	0,001	0	0,000	1	0,001	
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %				
TOTAL	0	0.000				
TOTAL						
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		
OUTROS						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
State Grid International Development Limited						
12.906.328/0001-50	Hong Kong	Não	Sim	31/07/2017		
1	100,000	0	0,000	1	100,000	
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %				
TOTAL	0	0.000				
TOTAL						
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	
Top View Grid Investment Limited				11.823.389/0001-91		
OUTROS						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
State Grid International Development Limited						
12.906.328/0001-50	Hong Kong	Sim	Sim	31/07/2017		
1	100,000	0	0,000	1	100,000	
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %				
TOTAL	0	0.000				
TOTAL						
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		
OUTROS						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
State Grid International Development Co.. Ltd						
18.022.960/0001-18	China	Não	Sim	31/07/2017		
21.429.327.845	100,000	0	0,000	21.429.327.845	21,320	
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %				
TOTAL	0	0.000				
State Grid Overseas Investment Limited						
	Hong Kong	Não	Não	31/07/2017		
0	0,000	79.091.019.116	100,000	79.091.019.116	78,680	
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %				
TOTAL	0	0.000				
TOTAL						
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	
State Grid International Development Co.. Ltd				18.022.960/0001-18		
OUTROS						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
State Grid Corporation of China						
CHINA		Não	Sim	31/07/2017		
7.131.288.000	100,000	0	0,000	7.131.288.000	100,000	
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %				
TOTAL	0	0.000				
TOTAL						
7.131.288.000	100,000	0	0,000	7.131.288.000	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 Overseas Investment Limited						
OUTROS						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
State Grid Corporation of China						
	China	Não	Sim	31/07/2017		
100	100,000	0	0,000	100	100,000	
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %				
TOTAL	0	0.000				
TOTAL						
100	100,000	0	0,000	100	100,000	

15. Controle e grupo econômico / 15.3 - Distribuição de capital

Data da última assembleia / Data da última alteração	28/04/2021
Quantidade acionistas pessoa física	0
Quantidade acionistas pessoa jurídica	2
Quantidade investidores institucionais	0

Ações em Circulação

Ações em circulação correspondente a todas ações do emissor com exceção das de titularidade do controlador, das pessoas a ele vinculadas, dos administradores do emissor e das ações mantidas em tesouraria

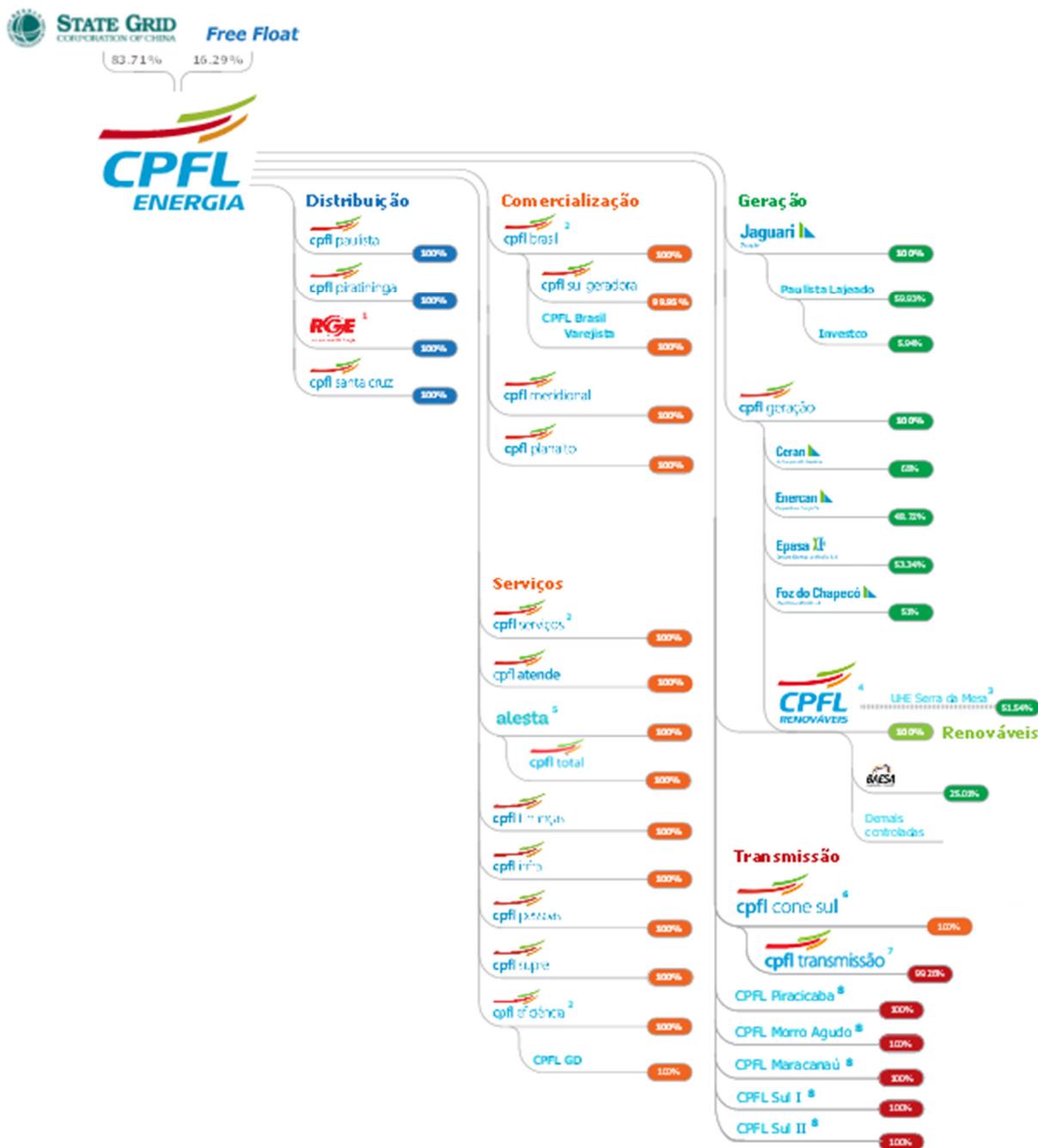
Quantidade ordinárias	0	0,000%
Quantidade preferenciais	0	0,000%
Total	0	0,000%

Classe de Ação

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

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.

cpfl geração
50,85%

CPFL ENERGIA
49,15%

15. Controle e grupo econômico / 15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico



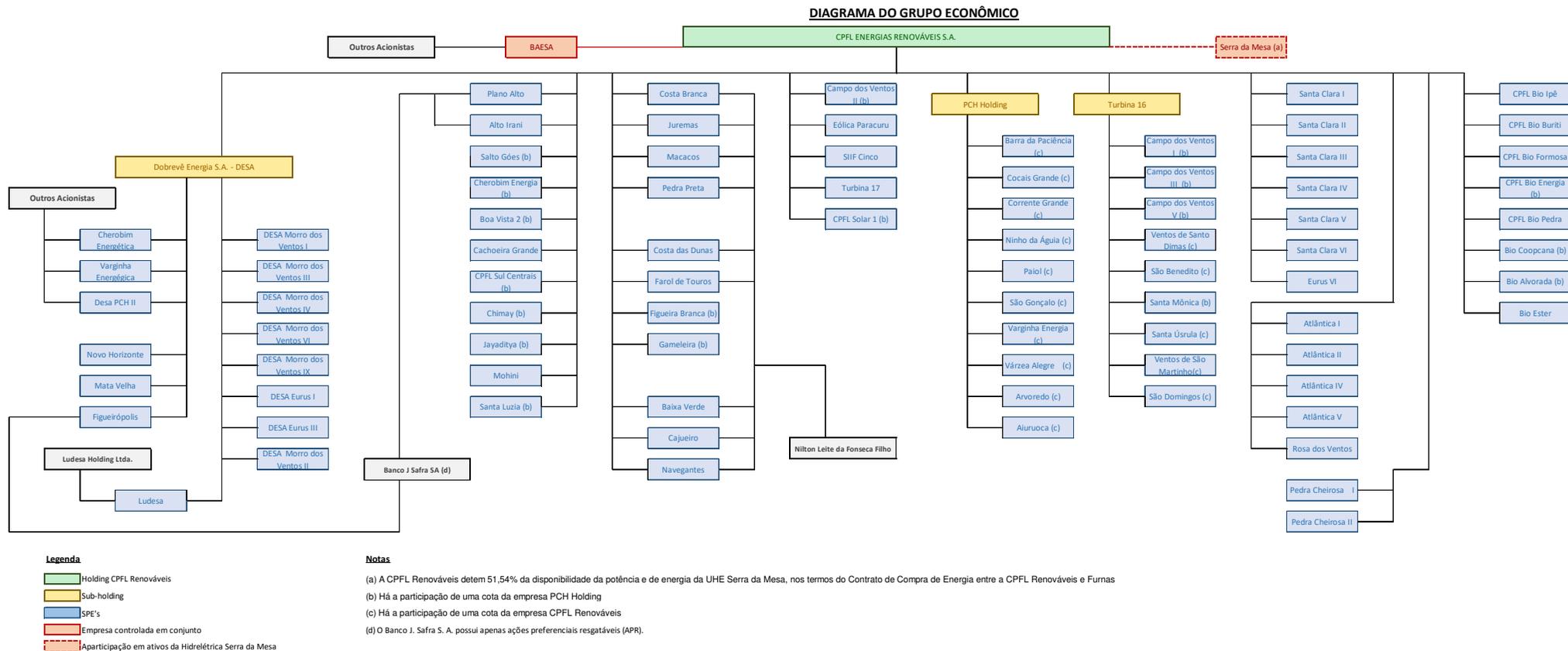
a) todos os controladores diretos e indiretos;

A Companhia possui como acionista controlador a CPFL Geração com 50,85%. Adicionalmente, possui como investidor e acionista controlador indireto a empresa CPFL Energia S.A. ("CPFL Energia"), 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.

15. Controle e grupo econômico / 15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico

b) principais controladas e coligadas do emissor;



15. Controle e grupo econômico / 15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico

c) participações do emissor em sociedades do grupo;

Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's)

As controladas diretas e indiretas possuem 41 concessões e autorizações outorgadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"), das quais 40 estão em operação (453,1 MW) e 1 está em fase de construção (28 MW), para exploração do potencial hidrelétrico, somando um total de capacidade de energia instalada de 481 MW, representados pelos empreendimentos a seguir:

Localidade Empreendimento	Tipo de sociedade	Participação societária	Capacidade de energia instalada	Data	Prazo
Minas Gerais					
SPE Barra da Paciência Energia Ltda. ("Barra da Paciência")	Sociedade limitada	Indireta 100%	23,0	12/1999	30 anos
SPE Boa Vista 2 Energia Ltda. ("Boa Vista 2")	Sociedade limitada	Direta 100%	29,9	11/2015	35 anos
SPE Cocais Grande Energia Ltda. ("Cocais Grande")	Sociedade limitada	Indireta 100%	10,0	12/1999	30 anos
SPE Corrente Grande Energia Ltda. ("Corrente Grande")	Sociedade limitada	Indireta 100%	14,0	01/2000	30 anos
Mata Velha Energética Ltda. ("Mata Velha")	Sociedade limitada	Indireta 100%	24,0	05/2002	30 anos
SPE Ninho da Águia Energia Ltda. ("Ninho da Águia")	Sociedade limitada	Indireta 100%	10,0	12/1999	30 anos
SPE Paiol Energia Ltda. ("Paiol")	Sociedade limitada	Indireta 100%	20,0	08/2002	30 anos
SPE São Gonçalo Energia Ltda. ("São Gonçalo")	Sociedade limitada	Indireta 100%	11,0	01/2000	30 anos
SPE Varginha Energia Ltda. ("Varginha")	Sociedade limitada	Indireta 100%	9,0	12/1999	30 anos
SPE Várzea Alegre Energia Ltda. ("Várzea Alegre")	Sociedade limitada	Indireta 100%	7,5	12/1999	30 anos
Mato Grosso e Rio Grande do Sul					
CPFL Sul Centrais Elétricas Ltda. ("CPFL Sul Centrais") (*)	Sociedade limitada	Direta 100%	7,0	(**)	
Companhia Hidroelétrica Figueirópolis S.A. ("Figueirópolis")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 100%	19,4	05/2004	30 anos
Paraná					
Energética Novo Horizonte Ltda. ("Novo Horizonte")	Sociedade limitada	Indireta 100%	23,0	11/2002	30 anos
Santa Catarina					
SPE Alto Irani Energia S.A. ("Alto Irani")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	21,0	10/2002	30 anos
SPE Arvoredo Energia Ltda. ("Arvoredo")	Sociedade limitada	Indireta 100%	13,0	11/2002	30 anos
Ludesa Energética S.A. ("Ludesa")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 60%	30,0	12/2002	30 anos
SPE Plano Alto Energia S.A. ("Plano Alto")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	16,0	11/2002	30 anos
SPE Salto Góes Energia Ltda. ("Salto Góes")	Sociedade limitada	Direta 100%	20,0	08/2010	30 anos
Santa Luzia Energética Ltda. ("Santa Luzia")	Sociedade limitada	Direta 100%	28,5	12/2007	35 anos
São Paulo					
Chimay Empreendimentos e Participações Ltda. ("Chimay") (*)	Sociedade limitada	Direta 100%	38,1		
Mohini Empreendimentos e Participações Ltda. ("Mohini") (*)	Sociedade limitada	Direta 100%	39,2		
Jayaditya Empreendimentos e Participações Ltda. ("Jayaditya") (*)	Sociedade limitada	Direta 100%	39,5		
Total			453,1		

15. Controle e grupo econômico / 15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico

A capacidade instalada de alguns empreendimentos compreende mais de uma concessão:

(*) A Chimay detém as concessões de Buritis, Capão Preto, Chibarro, Dourados, Esmeril, Gavião Peixoto, Lençóis e São Joaquim. A Mohini detém as concessões de Eloy Chaves, Jaguari, Monjolinho, Pinhal e Socorro. A Jayaditya detém as concessões de Americana, Salto Grande, Santana e Três Saltos.

(**) A CPFL Sul Centrais detém a exploração de Diamante, Andorinhas, Guaporé, Pirapó e Saltinho, cujos registros tiveram início em 2005 com o prazo indeterminado, exceto a Usina Diamante, que tem o prazo até 2027. O empreendimento SPE Cherobim Energia Ltda. ("Lucia Cherobim") está em fase de construção, com início de operação previsto para janeiro de 2024, cuja potência instalada prevista é de 28,0 MW. Além dos empreendimentos em operação citados acima, a Companhia possui 1 empreendimento em fase de desenvolvimento (Santa Luzia Alto, cuja capacidade de energia instalada prevista é de 2,85 MW).

Complexos de geração eólica

As controladas diretas e indiretas possuem 43 autorizações outorgadas pela ANEEL:

Localidade Empreendimento	Tipo de sociedade	Participação societária	Capacidade de energia instalada	Data	Prazo
Palmares do Sul (RS)					
Atlântica I Parque Eólico Ltda. ("Atlântica I")	Sociedade limitada	Direta 100%	30,0	28/02/2011	35 anos
Atlântica II Parque Eólico Ltda. ("Atlântica II")	Sociedade limitada	Direta 100%	30,0	04/03/2011	35 anos
Atlântica IV Parque Eólico Ltda. ("Atlântica IV")	Sociedade limitada	Direta 100%	30,0	04/03/2011	35 anos
Atlântica V Parque Eólico Ltda. ("Atlântica V")	Sociedade limitada	Direta 100%	30,0	22/03/2011	35 anos
Aracati (CE)					
Rosa dos Ventos Geração e Comercialização de Energia Ltda. ("Rosa dos Ventos") (*)	Sociedade limitada	Direta 100%	13,7	19/06/2002	30 anos
Itarema (CE)					
Pedra Cheirosa I Energia Ltda. ("Pedra Cheirosa I")	Sociedade limitada	Direta 100%	25,2	04/08/2014	35 anos
Pedra Cheirosa II Energia Ltda. ("Pedra Cheirosa II")	Sociedade limitada	Direta 100%	23,1	23/07/2014	35 anos
Outras localidades (CE)					
Siif Cinco Geração e Comercialização de Energia Ltda. ("Siif Cinco")	Sociedade limitada	Direta 100%	25,2	05/06/2002	30 anos
Eólica Paracuru Geração e Comercialização de Energia Ltda. ("Paracuru")	Sociedade limitada	Direta 100%	25,2	28/08/2002	30 anos
Touros (RN)					
SPE Costa das Dunas Energia S.A. ("Costa das Dunas")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 95%	28,4	01/01/2019	35 anos
Santa Mônica Energias Renováveis Ltda. ("Santa Mônica")	Sociedade limitada	Indireta 100%	29,4	01/04/2014	30 anos
Santa Úrsula Energias Renováveis Ltda. ("Santa Úrsula")	Sociedade limitada	Indireta 100%	27,3	31/03/2014	30 anos
Ventos de São Martinho Energias Renováveis Ltda. ("Ventos de São Martinho")	Sociedade limitada	Indireta 100%	14,7	21/03/2014	30 anos
São Miguel do Gostoso (RN)					
Ventos de Santo Dimas Energias Renováveis Ltda. ("Ventos de Santo Dimas")	Sociedade limitada	Indireta 100%	29,4	07/03/2014	30 anos
São Benedito Energias Renováveis Ltda. ("São Benedito")	Sociedade limitada	Indireta 100%	29,4	07/03/2014	30 anos
São Domingos Energias Renováveis Ltda. ("São Domingos")	Sociedade limitada	Indireta 100%	25,2	10/03/2015	30 anos
Parazinho (RN)					
Campo dos Ventos V Energias Renováveis Ltda. ("Campo dos Ventos V")	Sociedade limitada	Indireta 100%	25,2	27/03/2013	30 anos
Eurus VI Energias Renováveis Ltda. ("Eurus VI")	Sociedade limitada	Direta 100%	8,0	25/08/2010	35 anos
Santa Clara I Energias Renováveis Ltda. ("Santa Clara I")	Sociedade limitada	Direta 100%	30,0	02/07/2010	35 anos
Santa Clara II Energias Renováveis Ltda. ("Santa Clara II")	Sociedade limitada	Direta 100%	30,0	05/08/2010	35 anos
Santa Clara III Energias Renováveis Ltda. ("Santa Clara III")	Sociedade limitada	Direta 100%	30,0	02/07/2010	35 anos
Santa Clara IV Energias Renováveis Ltda. ("Santa Clara IV")	Sociedade limitada	Direta 100%	30,0	30/07/2010	35 anos
Santa Clara V Energias Renováveis Ltda. ("Santa Clara V")	Sociedade limitada	Direta 100%	30,0	11/10/2010	35 anos
Santa Clara VI Energias Renováveis Ltda. ("Santa Clara VI")	Sociedade limitada	Direta 100%	30,0	30/07/2010	35 anos
DESA Morro dos Ventos IX Ltda. ("Morro dos Ventos IX")	Sociedade limitada	Indireta 100%	30,0	28/07/2010	35 anos
João Câmara (RN)					
DESA Eurus I Ltda. ("Eurus I")	Sociedade limitada	Indireta 100%	30,0	20/04/2011	35 anos
DESA Eurus III Ltda. ("Eurus III")	Sociedade limitada	Indireta 100%	30,0	25/04/2011	35 anos
Campo dos Ventos I Energias Renováveis Ltda. ("Campo dos Ventos I")	Sociedade limitada	Indireta 100%	25,2	26/03/2013	30 anos
Campo dos Ventos II Energias Renováveis Ltda. ("Campo dos Ventos II")	Sociedade limitada	Direta 100%	30,0	18/04/2011	35 anos
Campo dos Ventos III Energias Renováveis Ltda. ("Campo dos Ventos III")	Sociedade limitada	Indireta 100%	25,2	26/03/2013	30 anos
SPE Juremas Energia S.A. ("Juremas")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 95%	16,1	29/09/2011	35 anos
SPE Macacos Energia S.A. ("Macacos")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 95%	20,7	29/09/2011	35 anos
SPE Costa Branca Energia S.A. ("Costa Branca")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 95%	20,7	14/10/2011	35 anos
SPE Pedra Preta Energia S.A. ("Pedra Preta")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	20,7	14/10/2011	35 anos
DESA Morro dos Ventos I Ltda. ("Morro dos Ventos I")	Sociedade limitada	Indireta 100%	28,8	28/07/2010	35 anos
DESA Morro dos Ventos II Ltda. ("Morro dos Ventos II")	Sociedade limitada	Indireta 100%	29,2	14/06/2012	35 anos
DESA Morro dos Ventos III Ltda. ("Morro dos Ventos III")	Sociedade limitada	Indireta 100%	28,8	05/08/2010	35 anos
DESA Morro dos Ventos IV Ltda. ("Morro dos Ventos IV")	Sociedade limitada	Indireta 100%	28,8	05/08/2010	35 anos
DESA Morro dos Ventos VI Ltda. ("Morro dos Ventos VI")	Sociedade limitada	Indireta 100%	28,8	28/07/2010	35 anos
			Total	1022,4	

(*) A capacidade instalada total do empreendimento Rosa dos Ventos compreende as usinas Canoa Quebrada e Lagoa do Mato.

Os mencionados no quadro abaixo, já possuem autorização para exploração e foram concluídas suas obras em 30 de setembro de 2021, com capacidade instalada de 81,7 MW:

Localidade Empreendimento	Tipo de sociedade	Participação societária	Capacidade de energia instalada	Data	Prazo
SPE Costa das Dunas Energia S.A. ("Costa das Dunas")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 95%	28,4	01/01/2019	35 anos
SPE Farol de Touros Energia S.A. ("Farol de Touros")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 93%	24,9	01/01/2019	35 anos
SPE Figueira Branca Energia Ltda. ("Figueira Branca")	Sociedade limitada	Direta 100%	10,7	01/01/2019	35 anos
SPE Gameleira Energia Ltda. ("Gameleira")	Sociedade limitada	Direta 100%	17,8	01/01/2019	35 anos
			81,7		

Empreendimentos de geração à biomassa

As controladas diretas possuem 8 autorizações outorgadas pela ANEEL em operação para exploração de energia movida a biomassa, somando um total de capacidade instalada de 394,3 MW:

15. Controle e grupo econômico / 15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico

Empreendimento	Tipo de sociedade	Participação societária	Localização (UF)	Capacidade de energia instalada (MW)	Data	Prazo
SPE Bio Alvorada Ltda. ("Bio Alvorada")	Sociedade limitada	Direta 100%	Minas Gerais	50,0	29/10/2012	30 anos
SPE Bio Coopcana Ltda. ("Bio Coopcana")	Sociedade limitada	Direta 100%	Paraná	50,0	14/02/2012	30 anos
CPFL Bio Formosa Ltda. ("Bio Formosa")	Sociedade limitada	Direta 100%	Rio Grande do Norte	40,0	15/05/2002	30 anos
CPFL Bioenergia Ltda. ("Bioenergia")	Sociedade limitada	Direta 100%	São Paulo	45,0	24/09/2009	30 anos
CPFL Bio Ester Ltda. ("Bio Ester")	Sociedade limitada	Direta 100%	São Paulo	40,0	21/05/1999	30 anos
CPFL Bio Buriti Ltda. ("Bio Buriti") (*)	Sociedade limitada	Direta 100%	São Paulo	74,3	16/12/2010	30 anos
CPFL Bio Ipê Ltda. ("Bio Ipê")	Sociedade limitada	Direta 100%	São Paulo	25,0	03/05/2010	30 anos
CPFL Bio Pedra Ltda. ("Bio Pedra")	Sociedade limitada	Direta 100%	São Paulo	70,0	28/02/2011	35 anos
			Total	394,3		

(*) Para o empreendimento CPFL Bio Buriti a participação da Companhia na capacidade instalada é de 50 MW.

Empreendimento de geração de energia fotovoltaica

A Companhia possui investimento em 1 empreendimento em operação para exploração do potencial de energia solar. O empreendimento, SPE CPFL Solar 1 Energia S.A. ("Solar 1") possui capacidade instalada de 1,1 MW.

Outros empreendimentos

A Companhia possui participação em outros empreendimentos, conforme descritos abaixo:

Empreendimento	Tipo de sociedade	Participação societária	Atividade preponderante	Investidas
Sociedades de participação				
PCH Holding Ltda. ("PCH Holding")	Sociedade limitada	Direta 100%	Sociedade de participação	Arvoredo, Barra da Paciência, Cocais Grande, Corrente Grande, Ninho da Água, Paiol, São Gonçalo, Varginha e Várzea Alegre e Aiuruoca
Eólica Holding S.A. ("Eólica Holding")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Sociedade de participação	Campos dos Ventos II, Costa Branca, Juremas, Macacos e Pedra Preta
SPE Turbina 16 Energias Ltda. ("Turbina 16")	Sociedade limitada	Direta 100%	Sociedade de participação	Campos dos Ventos I, III e V, São Benedito, Santa Mônica, Santa Úrsula, São Domingos, Ventos de Santo Dimas e Ventos de São Martinho.
Dobrevê Energia Ltda. ("DESA Dobrevê")	Sociedade limitada	Direta 100%	Sociedade de participação	DESA Eólicas (*), Novo Horizonte, Figueirópolis, Morro dos Ventos II, Ludesa, Mata Velha, WF1 Holding (*), Desa PCH II Energia S.A., Cherobim Energética S.A., Varginha Energética S.A., Eurus I, Eurus III, Morro dos Ventos I, Morro dos Ventos III, Morro dos Ventos IV, Morro dos Ventos IX, Morro dos Ventos VI.
DESA Eólicas S.A. ("DESA Eólicas")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 100%	Sociedade de participação	Eurus I e III, e Morro dos Ventos I, III, IV, VI e IX.
WF 1 Holding S.A. ("WF 1 Holding")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 100%	Sociedade de participação	Sem investidas
Outros empreendimentos operacionais				
SPE Turbina 17 Energia Ltda. ("Turbina 17")	Sociedade limitada	Direta 100%	Comércio atacadista de partes e peças de máquinas e equipamentos (**)	
Santa Luzia Energética S.A.	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Sociedade de participação (**)	
Campo dos Ventos II Energias Renováveis Ltda	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Sociedade de participação (**)	
SPE Costa Branca Energia SA	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Sociedade de participação (**)	
SPE Juremas Energia SA	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Sociedade de participação (**)	
SPE Macacos Energia SA	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Sociedade de participação (**)	
SPE Pedra Preta Energia SA	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Sociedade de participação (**)	
Outros empreendimentos sem atividade produtiva				
SPE Aiuruoca Energia Ltda. ("Aiuruoca")	Sociedade limitada	Indireta 100%	Geração de energia elétrica (***)	
SPE Cachoeira Grande Energia Ltda. ("Cachoeira Grande")	Sociedade limitada	Direta 100%	Geração de energia elétrica (**)	
Cherobim Energética S.A. ("Cherobim Energética")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 100%	Geração de energia elétrica	
Varginha Energética S.A. ("Varginha Energética")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 100%	Geração de energia elétrica	
SPE Navegantes Energia S.A. ("Navegantes")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 95%	Comercialização de energia elétrica (**)	

(*) A empresas DESA Eólicas S.A. ("DESA Eólicas") e WF 1 Holding S.A. ("WF 1 Holding"), foram incorporadas na empresa Dobrevê Energia S.A. ("DESA Dobrevê").

(**) Empresas controladas da CPFL Renováveis (vide nota 12.1)

(***) Empresas controladas da PCH Holding S.A. (vide nota 12.1)

15. Controle e grupo econômico / 15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico

d) participações de sociedades do grupo no emissor;

A participação dos acionistas no patrimônio da Companhia estava assim distribuída:

Acionistas	31/12/2021		31/12/2020		31/12/2019	
	Ordinárias	Participação	Ordinárias	Participação	Ordinárias	Participação
CPFL Geração de Energia S.A	301.937.338	50,85%	301.937.338	50,85%	277.251.717	53,18%
CPFL Energia S.A	291.845.166	49,15%	291.845.166	49,15%	243.771.824	46,76%
Demais acionistas	-	0,00%	-	0,00%	291.550	0,06%
Total	593.782.504	100,00%	593.782.504	100,00%	521.315.091	100,00%

e) principais sociedades sob controle comum.

Apresentamos abaixo sociedades sob controle comum em 31 de março de 2021:

Controladas da CPFL Geração

- ✓ Companhia Energética Rio das Antas – CERAN
- ✓ Energética Barra Grande S.A. – BAESA (controlada em conjunto)
- ✓ Campos Novos Energia S.A. – ENERCAN (controlada em conjunto)
- ✓ Chapecoense Geração S.A. (controlada em conjunto)
- ✓ Foz do Chapecó Energia S.A. (controlada em conjunto)
- ✓ Centrais Elétricas da Paraíba S.A. – EPASA (controlada em conjunto)
- ✓ 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 I¹
- ✓ CPFL Transmissão de Energia Sul II Ltda. – CPFL Sul II¹

Controladas da CPFL Energia

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 I¹
- ✓ CPFL Transmissão de Energia Sul II Ltda. – CPFL Sul II¹
- ✓ CPFL Comercialização Cone Sul Ltda. – CPFL Cone Sul

¹ Empresas constituídas em março de 2019.

15. Controle e grupo econômico / 15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico

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
- ✓ 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

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:

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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.**

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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:

- **2021**

A Companhia não apresentou eventos societários ocorridos durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2021.

- **2020**

Evento	Cisão CPFL Geração e Centrais Geradoras																		
Principais Condições do Negócio	A CPFL Energia S.A. ("CPFL Energia") e suas subsidiárias CPFL Geração de Energia S.A. ("CPFL Geração") e CPFL Energias Renováveis S.A. ("CPFL Renováveis") comunicam, 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 de Administração das empresas envolvidas. A nova estrutura gera fortalecimento das estruturas administrativas e traz sinergias para o grupo.																		
Sociedades Envolvidas	(i) CPFL Geração de Energia S.A. (ii) CPFL Energias Renováveis S.A.																		
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário, especialmente, sobre a participação do controlador, de acionistas com mais de 5% do capital social e dos administradores da Companhia	Em decorrência da Reestruturação Societária 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.																		
Quadro societário antes e depois da operação	Antes: <table border="1"> <thead> <tr> <th>Acionistas</th> <th>Ordinárias</th> <th>%</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>Acionistas</th> <th>Ordinárias</th> <th>%</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>	Acionistas	Ordinárias	%	CPFL Geração de Energia S.A.	277.435.256	53,23	CPFL Energia S.A.	243.771.824	46,77	Acionistas	Ordinárias	%	CPFL Geração de Energia S.A.	301.937.337	50,85	CPFL Energia S.A.	291.845.167	49,15
Acionistas	Ordinárias	%																	
CPFL Geração de Energia S.A.	277.435.256	53,23																	
CPFL Energia S.A.	243.771.824	46,77																	
Acionistas	Ordinárias	%																	
CPFL Geração de Energia S.A.	301.937.337	50,85																	
CPFL Energia S.A.	291.845.167	49,15																	
Mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	As ações em questão foram emitidas sem valores nominais.																		

Evento	Resgate de ações
Principais Condições do Negócio	A Companhia, em continuidade aos Fatos Relevantes divulgados em 19 de dezembro de 2019, 28 de abril de 2020, 6 de maio de 2020, 21 de maio de 2020, 05 de junho de 2020, 10 de junho de 2020 e 19 de junho de 2020 vem comunicar aos seus acionistas e ao mercado em geral que a Assembleia Geral Extraordinária ("AGE") de acionistas da Companhia aprovou, em 07 de julho de 2020, o resgate da totalidade das 108.011 ações ordinárias de emissão da Companhia, representativas de 0,021% do capital social da Companhia, que remanesceram em circulação após o leilão da oferta pública de aquisição das ações ordinárias de emissão da Companhia em

15. Controle e grupo econômico / 15.7 - Principais operações societárias

	circulação no mercado, unificando as modalidades para fins de conversão de seu registro de companhia aberta categoria "A" para categoria "B" ("OPA Conversão de Registro") e saída do Novo Mercado ("OPA Saída do Novo Mercado", e, em conjunto com a OPA Conversão de Registro, "OPA"). O preço do resgate será de R\$ 18,28 por ação, equivalente ao Preço da OPA (R\$ 18,24), em moeda corrente nacional, ajustado pela variação da Taxa SELIC desde 15 de junho de 2020, data de liquidação da OPA, até 22 de julho de 2020 (data de depósito do valor do resgate). Conforme aprovado na AGE, o pagamento do valor do resgate será efetuado mediante transferência bancária para a conta de titularidade do acionista, conforme dados constantes de seus respectivos cadastros no sistema do escriturador das ações da Companhia, Itaú Corretora de Valores S.A. Os recursos relativos ao resgate das ações cujos titulares não tenham seu cadastro atualizado junto à Companhia ou à Itaú Corretora de Valores S.A. serão depositados e ficarão à disposição de tais acionistas junto ao Banco Itaú-Unibanco S.A. ("Banco"), pelo prazo de 10 anos.																					
Sociedades Envolvidas	(iii) CPFL Geração de Energia S.A. (iv) CPFL Energias Renováveis S.A.																					
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	Como resultado do Resgate e cancelamento das ações 108.011 ações ordinárias de emissão da Companhia, a CPFL Geração de Energia S.A. passou a possuir 53,23% das ações e a CPFL Energia S.A. 46,77%.																					
Quadro societário antes e depois da operação	Antes: <table border="1"> <thead> <tr> <th>Acionistas</th> <th>Ordinárias</th> <th>%</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>CPFL Geração de Energia S.A.</td> <td>277.435.256</td> <td>53,21</td> </tr> <tr> <td>CPFL Energia S.A.</td> <td>243.771.824</td> <td>46,76</td> </tr> <tr> <td>Demais acionistas</td> <td>108.011</td> <td>0,02</td> </tr> </tbody> </table> Depois: <table border="1"> <thead> <tr> <th>Acionistas</th> <th>Ordinárias</th> <th>%</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>	Acionistas	Ordinárias	%	CPFL Geração de Energia S.A.	277.435.256	53,21	CPFL Energia S.A.	243.771.824	46,76	Demais acionistas	108.011	0,02	Acionistas	Ordinárias	%	CPFL Geração de Energia S.A.	277.435.256	53,23	CPFL Energia S.A.	243.771.824	46,77
Acionistas	Ordinárias	%																				
CPFL Geração de Energia S.A.	277.435.256	53,21																				
CPFL Energia S.A.	243.771.824	46,76																				
Demais acionistas	108.011	0,02																				
Acionistas	Ordinárias	%																				
CPFL Geração de Energia S.A.	277.435.256	53,23																				
CPFL Energia S.A.	243.771.824	46,77																				
Mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	O preço do resgate será de R\$ 18,28 por ação, equivalente ao Preço da OPA (R\$ 18,24), em moeda corrente nacional, ajustado pela variação da Taxa SELIC desde 15 de junho de 2020, data de liquidação da OPA, até 22 de julho de 2020 (data de depósito do valor do resgate).																					

Evento	Oferta pública de aquisição de ações
Principais Condições do Negócio	A Companhia, em continuidade aos Fatos Relevantes divulgados em 19 de dezembro de 2019, 28 de abril de 2020, 6 de maio de 2020, 21 de maio de 2020 e 05 de junho de 2020, vem comunicar aos seus acionistas e ao mercado em geral o resultado do leilão da oferta pública de aquisição das ações ordinárias de emissão da Companhia em circulação no mercado, unificando as modalidades para fins de conversão de seu registro de companhia aberta categoria "A" para categoria "B" ("OPA Conversão de Registro") e saída do Novo Mercado ("OPA Saída do Novo Mercado", e, em conjunto com a OPA Conversão de Registro, "OPA" e "Leilão", respectivamente) realizado nesta data na B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão ("B3"). As ações foram adquiridas pelo preço unitário de R\$ 18,24, totalizando o valor de R\$ 3.347.751,36 (três milhões, trezentos e quarenta e sete mil, setecentos e cinquenta e um reais e trinta e seis centavos). Os acionistas que não alienaram suas ações durante o Leilão e desejem vender suas ações em circulação ao Ofertante poderão fazê-lo durante o período de até 3 (três) meses seguintes ao Leilão, ou seja, de 10 de junho de 2020 a 10 de setembro de 2020, pelo mesmo preço pago no Leilão, ajustado pela variação da Taxa SELIC desde a data de liquidação da OPA até a data do efetivo pagamento, nos termos do item 6.11 do Edital de OPA.
Sociedades Envolvidas	(v) CPFL Geração de Energia S.A. (vi) CPFL Energias Renováveis S.A.
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário, especialmente, sobre a participação do	Como resultado do Leilão, a CPFL Geração de Energia S.A. ("Ofertante") adquiriu 183.539 ações ordinárias de emissão da Companhia em circulação, representativas de 0,035% (calculado com base no total de ações emitidas, excluídas as ações em tesouraria) do seu capital social. Com a liquidação financeira das aquisições realizadas no Leilão, que ocorrerá em 15 de junho de 2020,

15. Controle e grupo econômico / 15.7 - Principais operações societárias

controlador, de acionistas com mais de 5% do capital social e dos administradores da Companhia	as ações em circulação remanescentes representarão 0,021% (calculado com base no total de ações emitidas, excluídas as ações em tesouraria) do capital social da Companhia.																								
Quadro societário antes e depois da operação	<p>Antes:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Acionistas</th> <th>Ordinárias</th> <th>%</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>CPFL Geração de Energia S.A.</td> <td>277.251.717</td> <td>53,18</td> </tr> <tr> <td>CPFL Energia S.A.</td> <td>243.771.824</td> <td>46,76</td> </tr> <tr> <td>Demais acionistas</td> <td>291.550</td> <td>0,06</td> </tr> </tbody> </table> <p>Depois:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Acionistas</th> <th>Ordinárias</th> <th>%</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>CPFL Geração de Energia S.A.</td> <td>277.435.256</td> <td>53,21</td> </tr> <tr> <td>CPFL Energia S.A.</td> <td>243.771.824</td> <td>46,76</td> </tr> <tr> <td>Demais acionistas</td> <td>108.011</td> <td>0,02</td> </tr> </tbody> </table>	Acionistas	Ordinárias	%	CPFL Geração de Energia S.A.	277.251.717	53,18	CPFL Energia S.A.	243.771.824	46,76	Demais acionistas	291.550	0,06	Acionistas	Ordinárias	%	CPFL Geração de Energia S.A.	277.435.256	53,21	CPFL Energia S.A.	243.771.824	46,76	Demais acionistas	108.011	0,02
Acionistas	Ordinárias	%																							
CPFL Geração de Energia S.A.	277.251.717	53,18																							
CPFL Energia S.A.	243.771.824	46,76																							
Demais acionistas	291.550	0,06																							
Acionistas	Ordinárias	%																							
CPFL Geração de Energia S.A.	277.435.256	53,21																							
CPFL Energia S.A.	243.771.824	46,76																							
Demais acionistas	108.011	0,02																							
Mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	O preço unitário por ação de R\$ 16,85 é o preço da OPA Mandatória da CPFL-R que ocorreu em novembro de 2018.																								

- **2019**

Evento	Transferência de ações da CPFL Renováveis																					
Principais Condições do Negócio	<p>Em 29 de agosto de 2019, a CPFL Energia S.A. ("CPFL Energia") celebrou com sua controladora, a State Grid Brazil Power Participações S.A. ("SGBP"), um contrato de compra e venda de ações relativo à aquisição, pela CPFL Energia, da totalidade da participação que a SGBP detinha diretamente na CPFL Energias Renováveis S.A. ("CPFL Renováveis"). O fechamento da transação ocorreu em 30 de setembro de 2019.</p> <p>O Contrato de Compra e Venda foi negociado de forma independente pelos representantes da CPFL Energia e da SGBP, e prevê que as ações de emissão da CPFL Renováveis detidas pela SGBP fossem adquiridas pela CPFL Energia pelo valor de R\$ 16,85 por ação ("Preço de Aquisição").</p> <p>A CPFL Energia utilizou a totalidade dos recursos líquidos obtidos com a Oferta Pública de distribuição de ações da CPFL Energia concluída em junho de 2019 para financiar a aquisição das ações de emissão da CPFL Renováveis.</p>																					
Sociedades Envolvidas	<p>(vii) State Grid Brazil Power Participações S.A.</p> <p>(viii) CPFL Energia S.A.</p> <p>(ix) CPFL Energias Renováveis S.A.</p>																					
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário, especialmente, sobre a participação do controlador, de acionistas com mais de 5% do capital social e dos administradores da Companhia	Conforme Fato Relevante divulgado pela CPFL Energia na data da transação, a operação permitirá a criação de potenciais sinergias entre a CPFL Energia e suas controladas, correspondendo a um primeiro passo de uma possível reestruturação mais ampla ainda a ser avaliada envolvendo a CPFL Energia, a CPFL Renováveis e outras controladas.																					
Quadro societário antes e depois da operação	<p>Antes:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Acionistas</th> <th>Ordinárias</th> <th>%</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>CPFL Geração de Energia S.A.</td> <td>259.748.799</td> <td>51,56</td> </tr> <tr> <td>State Grid Brazil Power Participações S.A.</td> <td>243.771.824</td> <td>48,39</td> </tr> <tr> <td>Demais acionistas</td> <td>290.866</td> <td>0,05</td> </tr> </tbody> </table> <p>Depois:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Acionistas</th> <th>Ordinárias</th> <th>%</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>CPFL Geração de Energia S.A.</td> <td>277.251.717</td> <td>53,18</td> </tr> <tr> <td>CPFL Energia S.A.</td> <td>243.771.824</td> <td>46,76</td> </tr> </tbody> </table>	Acionistas	Ordinárias	%	CPFL Geração de Energia S.A.	259.748.799	51,56	State Grid Brazil Power Participações S.A.	243.771.824	48,39	Demais acionistas	290.866	0,05	Acionistas	Ordinárias	%	CPFL Geração de Energia S.A.	277.251.717	53,18	CPFL Energia S.A.	243.771.824	46,76
Acionistas	Ordinárias	%																				
CPFL Geração de Energia S.A.	259.748.799	51,56																				
State Grid Brazil Power Participações S.A.	243.771.824	48,39																				
Demais acionistas	290.866	0,05																				
Acionistas	Ordinárias	%																				
CPFL Geração de Energia S.A.	277.251.717	53,18																				
CPFL Energia S.A.	243.771.824	46,76																				

15. Controle e grupo econômico / 15.7 - Principais operações societárias

	Demais acionistas	291.550	0,05	
Mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	O Preço de Aquisição foi aprovado pelo Conselho de Administração da CPFL Energia, tendo em vista a recomendação favorável dos membros independentes do Comitê de Transações com Partes Relacionadas da CPFL Energia, tendo como base a faixa indicativa de preço constante do laudo de avaliação das ações da CPFL Renováveis, preparado de forma independente, conforme descrito no Fato Relevante divulgado pela CPFL Energia em 21 de maio de 2019.			

15. Controle e grupo econômico / 15.8 - Outras informações relevantes - Controle e grupo econômico

15.8	Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.
-------------	---

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.

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.

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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
Matrincha Transmissora de Energia (TP Norte) S.A	01/01/2021	652.768,16	48.178,74	652.768,16	31/12/2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Compra de energia e encargos						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Paranaíba Transmissora de Energia S.A	01/01/2021	444.435,09	35.362,90	444.435,09	31/12/2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Compra de energia e encargos						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Paranaíta Ribeirãozinho Transmissora de Energia S.A	01/01/2021	1.203.560,99	86.425,67	1.203.560,99	31/12/2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Compra de energia e encargos						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Poços de Caldas Transmissora de Energia S.A	01/01/2021	125.231,34	9.236,58	125.231,34	31/12/2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						

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
Objeto contrato	Compra de energia e encargos						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Porto Primavera Transmissora de Energia S.A	01/01/2021	340.274,04	26.301,12	340.274,04	31/12/2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Compra de energia e encargos						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Ribeirão Preto Transmissora de Energia S.A	01/01/2021	112.195,72	8.286,62	112.195,72	31/12/2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Compra de energia e encargos						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Serra da Mesa Transmissora de Energia S.A	01/01/2021	410.614,26	30.376,89	410.614,26	31/12/2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Compra de energia e encargos						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	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
Natureza e razão para a operação							
Serra Paracatu Transmissora de Energia S.A	01/01/2021	111.481,58	8.182,11	111.481,58	31/12/2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor							
Entidades sob controle comum							
Objeto contrato							
Compra de energia e encargos							
Garantia e seguros							
N/A							
Rescisão ou extinção							
N/A							
Natureza e razão para a operação							
Xingu Rio Transmissora de Energia S.A.	01/01/2021	3.877.948,39	285.674,58	3.877.948,39	31/12/2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor							
Entidades sob controle comum							
Objeto contrato							
Compra de energia e encargos							
Garantia e seguros							
N/A							
Rescisão ou extinção							
N/A							
Natureza e razão para a operação							
CPFL Geração de Energia S.A. ("CPFL Geração")	01/01/2021	534.764,14	5.436.192,24	534.764,14	31/12/2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor							
Entidades sob controle comum							
Objeto contrato							
Venda de energia e encargos							
Garantia e seguros							
N/A							
Rescisão ou extinção							
N/A							
Natureza e razão para a operação							
CPFL Comercialização Brasil S.A. ("CPFL Brasil")	05/01/2011	565.328.501,37	40.471.185,19	565.328.501,37	31/12/2037	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
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Venda de energia e encargos						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Companhia Paulista de Força e Luz ("CPFL Paulista")	01/01/2010	207.376.732,73	34.214.935,47	207.376.732,73	01/01/2049	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Venda de energia e encargos						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Companhia Piratininga de Força e Luz ("CPFL Piratininga")	17/10/2002	112.275.722,21	20.347.605,01	112.275.722,21	31/12/2047	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Venda de energia e encargos						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Companhia Jaguarí de Energia ("CPFL Jaguarí")	08/03/2006	9.440.146,71	3.123.739,52	9.440.146,71	31/12/2049	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Venda de energia e encargos						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						

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
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, inadimplência, entre outros.						
Natureza e razão para a operação	N/A						
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("RGE Sul")	24/09/2013	4.441.605,99	816.415,26	4.441.605,99	31/12/2049	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Venda de energia e encargos						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação	N/A						
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. ("CPFL Serviços")	30/05/2017	11.094.725,42	493.256,71	11.094.725,42	31/10/2024	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	MANUTENÇÃO DE SUBESTAÇÃO; SERV MANUTENCAO LINHAS TRANSMISSAO; OBRAS EM LINHAS DE TRANSMISSÃO (LT); OBRAS EM SUBESTAÇÕES (SE)						
Garantia e seguros	Multas por atrasos na conclusão dos serviços e em caso de rescisão						
Rescisão ou extinção	Inobservância contratual; inadimplência; requerimento de falência, recuperação judicial, dissolução, liquidação judicial ou extrajudicial; ocorrência de fatos que desabonem a idoneidade das partes; dentre outras						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Nect Serviços Administrativos de Recursos Humanos Ltda.	01/03/2019	1.303.681,60	1.683.753,14	1.303.681,60	28/02/2024	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	CENTRO DE SERVIÇOS						
Garantia e seguros	Multas por atrasos na conclusão dos serviços e em caso de rescisão						
Rescisão ou extinção	Inobservância contratual; inadimplência; requerimento de falência, recuperação judicial, dissolução, liquidação judicial ou extrajudicial; ocorrência de fatos que desabonem a idoneidade das partes; dentre outras						

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
Natureza e razão para a operação							
	N/A						
Companhia Paulista de Força e Luz ("CPFL Paulista")	01/01/2020	539.197,46	40.731,89	539.197,46	31/12/2020	NÃO	0,000000
Relação com o emissor							
	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato							
	Serviços prestados de assessoria e gestão de usinas, consultoria e engenharia						
Garantia e seguros							
	N/A						
Rescisão ou extinção							
	N/A						
Natureza e razão para a operação							
	N/A						
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. ("CPFL Serviços")	22/06/2017	739.572,37	147.313,44	739.572,37	31/10/2024	NÃO	0,000000
Relação com o emissor							
	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato							
	MANUTENÇÃO DE SUBESTAÇÃO						
Garantia e seguros							
	Multas por atrasos na conclusão dos serviços e em caso de rescisão						
Rescisão ou extinção							
	Inobservância contratual; inadimplência; requerimento de falência, recuperação judicial, dissolução, liquidação judicial ou extrajudicial; ocorrência de fatos que desabonem a idoneidade das partes; dentre outras						
Natureza e razão para a operação							
	N/A						
Nect Serviços Administrativos Financeiros Ltda.	01/03/2019	8.766.717,74	12.854.175,99	8.766.717,74	28/02/2024	NÃO	0,000000
Relação com o emissor							
	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato							
	CENTRO DE SERVIÇOS						
Garantia e seguros							
	Multas por atrasos na conclusão dos serviços e em caso de rescisão						
Rescisão ou extinção							
	Inobservância contratual; inadimplência; requerimento de falência, recuperação judicial, dissolução, liquidação judicial ou extrajudicial; ocorrência de fatos que desabonem a idoneidade das partes; dentre outras						
Natureza e razão para a operação							
	N/A						
CPFL Comercialização Brasil S.A. ("CPFL Brasil")	01/01/2021	0,00	47.081.065,70	N/A	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
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Adiantamento recebido em contrato de venda de energia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Companhia Paulista de Força e Luz ("CPFL Paulista")	01/01/2021	0,00	3.122.282,37	N/A	31/12/2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Adiantamento recebido em contrato de venda de energia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Companhia Piratininga de Força e Luz ("CPFL Piratininga")	01/01/2021	0,00	3.984.934,82	N/A	31/12/2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Adiantamento recebido em contrato de venda de energia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("RGE Sul")	01/01/2021	0,00	1.919.873,50	N/A	31/12/2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Adiantamento recebido em contrato de venda de energia						

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
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
State Grid Brazil Power Participacoes S.A.	12/06/2020	111.647.164,47	2.116.304.499,22	111.647.164,47	31/12/2024	SIM	1,100000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Capital de giro						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro/ CDI + 1,1% a.a.						
CPFL Geração de Energia S.A. ("CPFL Geração")	26/11/2020	3.004.376,75	69.175.186,27	3.004.376,75	25/03/2022	SIM	97,700000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Capital de giro						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro/ 97,70% do CDI						
CPFL Comercialização Brasil S.A. ("CPFL Brasil")	23/02/2021	375.118,11	9.447.410,20	375.118,11	25/03/2022	SIM	97,700000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Capital de giro						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro/ 97,70% do CDI						

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
CPFL Energia S.A. ("CPFL Energia")	31/12/2021	696.505.088,32	N/A	696.505.088,32	31/12/2022	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Dividendos a pagar - Composto por dividendos adicionais de 2020, mínimo obrigatório de 2021 e dividendos de reservas de lucros 2021						
Garantia e seguros	Dividendos a receber - Composto por dividendos adicionais de 2020, mínimo obrigatório de 2021 e dividendos de reservas de lucros 2021						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
CPFL Geração de Energia S.A. ("CPFL Geração")	31/12/2021	720.595.803,48	N/A	720.595.803,48	31/12/2022	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Dividendos a pagar - Composto por dividendos adicionais de 2020, mínimo obrigatório de 2021 e dividendos de reservas de lucros 2021						
Garantia e seguros	Dividendos a receber - Composto por dividendos adicionais de 2020, mínimo obrigatório de 2021 e dividendos de reservas de lucros 2021						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Nect Serviços Administrativos de Infraestrutura Ltda.	01/01/2021	609.062,74	15.339.343,43	609.062,74	25/03/2022	SIM	97,700000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Capital de giro						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro/ 97,70% do CDI						
Companhia Paulista de Força e Luz ("CPFL Paulista")	31/07/2020	0,00	455.464,40	NA	30/06/2023	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						

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
Objeto contrato	Aluguel de imóvel						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Companhia Piratininga de Força e Luz ("CPFL Piratininga")	24/03/2019	0,00	83.632,60	N/A	23/03/2024	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Aluguel de imóvel						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Araraquara Transmissora de Energia S.A	01/01/2021	73.578,74	5.439,24	73.578,74	31/12/2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Compra de energia e encargos						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Atlantico - Concessionária de Transmissão de Energia Do Brasil S.A	01/01/2021	17.307,21	1.170,93	17.307,21	31/12/2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Compra de energia e encargos						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	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
Natureza e razão para a operação							
	N/A						
Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A.	01/01/2021	1.923.504,43	142.303,28	1.923.504,43	31/12/2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor							
	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato							
	Compra de energia e encargos						
Garantia e seguros							
	N/A						
Rescisão ou extinção							
	N/A						
Natureza e razão para a operação							
	N/A						
Canarana Transmissoras de Energia S.A.	01/01/2021	189.039,34	13.945,39	189.039,34	31/12/2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor							
	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato							
	Compra de energia e encargos						
Garantia e seguros							
	N/A						
Rescisão ou extinção							
	N/A						
Natureza e razão para a operação							
	N/A						
Catxere Transmissora de Energia S.A	01/01/2021	180.910,20	13.517,60	180.910,20	31/12/2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor							
	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato							
	Compra de energia e encargos						
Garantia e seguros							
	N/A						
Rescisão ou extinção							
	N/A						
Natureza e razão para a operação							
	N/A						
Expansion Transmissão de Energia Eletrica S.A	01/01/2021	375.756,57	24.442,56	375.756,57	31/12/2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor							
	Entidades sob controle comum						

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
Objeto contrato	Compra de energia e encargos						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Expansion Transmissão Itumbiara Marimbondo S.A	01/01/2021	151.153,33	10.016,32	151.153,33	31/12/2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Compra de energia e encargos						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Guaraciaba Transmissora de Energia (TP Sul) S.A	01/01/2021	299.926,54	21.947,87	299.926,54	31/12/2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Compra de energia e encargos						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Iracema Transmissora de Energia S.A	01/01/2021	83.152,86	6.209,88	83.152,86	31/12/2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Compra de energia e encargos						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	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
Natureza e razão para a operação							
Itumbiara Transmissora de Energia S.A	01/01/2021	680.124,26	53.597,36	680.124,26	31/12/2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Compra de energia e encargos						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Linhas de Transmissão de Montes Claros S.A	01/01/2021	113.910,41	7.734,47	113.910,41	31/12/2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Compra de energia e encargos						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Linhas de Transmissão do Itatim S.A	01/01/2021	152.392,57	11.429,97	152.392,57	31/12/2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Compra de energia e encargos						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Luziania Niquelandia Transmissora S.A	01/01/2021	13.441,19	995,89	13.441,19	31/12/2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						

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
Objeto contrato	Compra de energia e encargos						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Marechal Rondon Transmissora de Energia S.A	01/01/2021	17.194,61	1.241,65	17.194,61	31/12/2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Compra de energia e encargos						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	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 controladora CPFL Energia previa, 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\$ 13.677.000,00 (treze milhões, seiscentos e setenta e sete mil reais).

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.

Adicionalmente, 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.

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.).

16. Transações partes relacionadas / 16.3 - Tratamento de conflitos/Comutatividade

Neste sentido, todo processo de contratação de fornecedores ou prestadores de serviços se inicia com a cotação de, no mínimo, três empresas, para garantir que os preços, prazos e demais condições comerciais são aquelas praticadas em mercado ou com base em negociações anteriores. É também analisada a viabilidade financeira de cada operação em comparação às operações semelhantes no mercado, verificando-se, portanto, a comutatividade das operações.

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.(b).

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

Data da autorização ou aprovação	Valor do capital Unidade	Prazo de integralização	Quantidade de ações ordinárias Unidade	Quantidade de ações preferenciais Unidade	Quantidade total de ações Unidade
Tipo de capital	Capital Emitido				
23/09/2020	4.032.291.914,16	Não há	593.782.504	0	593.782.504
Tipo de capital	Capital Subscrito				
23/09/2020	4.032.291.914,16	Não há	593.782.504	0	593.782.504
Tipo de capital	Capital Integralizado				
23/09/2020	4.032.291.914,16		593.782.504	0	593.782.504
Tipo de capital	Capital Autorizado				
31/05/2012	1.250.000.000,00		0	0	0

17. Capital social / 17.2 - Aumentos do capital social

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

17. Capital social / 17.3 - Desdobramento, grupamento e bonificação

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

17. Capital social / 17.4 - Redução do capital social

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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

Espécie de ações ou CDA	Ordinária
Tag along	0,000000
Direito a dividendos	Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.
Direito a voto	Pleno
Conversibilidade	Não
Direito a reembolso de capital	Não
Restrição a circulação	Não
Resgatável	Não
Hipóteses de resgate e fórmula de cálculo do valor de resgate	
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.
Outras características relevantes	Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

18. Valores mobiliários / 18.2 - Regras estatutárias que limitem direito de voto

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.

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

18. Valores mobiliários / 18.3 - Suspensão de direitos patrim./políticos

18.3 Descrever exceções e cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto.

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

18. Valores mobiliários / 18.4 - Volume/cotação de valores mobiliários**Justificativa para o não preenchimento do quadro:**

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

18. Valores mobiliários / 18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	7ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, em série única
Data de emissão	15/07/2017
Data de vencimento	15/07/2022
Quantidade	250.000
Unidade	
Valor total R\$	250.000.000,00
Saldo Devedor em Aberto	323.454.672,29
Restrição a circulação	Sim
Descrição da restrição	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;
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Não
Características dos valores mobiliários de dívida	Juros: IPCA + 5,6227% 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
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Vide informações complementares no item 18.12
Outras características relevantes	Vide informações complementares no item 18.12

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	9ª emissão de debêntures – 1ª Série
Data de emissão	15/05/2019
Data de vencimento	15/11/2023
Quantidade	53.800
Unidade	
Valor total R\$	538.000.000,00
Saldo Devedor em Aberto	544.039.639,90
Restrição a circulação	Sim
Descrição da restrição	Vide informações complementares no item 18.12
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	Vide informações complementares no item 18.12

18. Valores mobiliários / 18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Características dos valores mobiliários de dívida	Juros: 106% 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
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Vide informações complementares no item 18.12
Outras características relevantes	Vide informações complementares no item 18.12

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	9ª emissão de debêntures – 2ª Série
Data de emissão	15/05/2019
Data de vencimento	15/05/2022
Quantidade	30.000
Unidade	
Valor total R\$	300.000.000,00
Saldo Devedor em Aberto	303.327.901,26
Restrição a circulação	Sim
Descrição da restrição	Vide informações complementares no item 18.12
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	Vide informações complementares no item 18.12
Características dos valores mobiliários de dívida	Juros:104,75% 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
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Vide informações complementares no item 18.12
Outras características relevantes	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
	0	7	14

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 debêntures da 7ª e 9ª emissão da Companhia estão depositadas para negociação no mercado secundário no CETIP21 – Títulos e Valores Mobiliários, administrado e operacionalizado pela B3. Para mais informações sobre as debêntures da 7ª e 9ª emissão da Companhia, vide itens 18.4 e 18.5 deste Formulário de Referência.

18. Valores mobiliários / 18.7 - Negociação em mercados estrangeiros

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Item não aplicável, dado que todos os valores mobiliários da Companhia foram emitidos unicamente no mercado nacional.

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.

Nos últimos três exercícios sociais e no exercício social corrente ocorreu a 9ª emissão de debêntures cujos detalhes estão descritos nos itens 18.5 e 18.10 deste Formulário de Referência.

Nos últimos três exercícios sociais, não ocorreu nenhuma oferta pública de ações da Companhia, seja ela primária ou secundária.

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

Não houve oferta pública de valores mobiliários nos exercícios encerrados em 2021 e 2020.

Exercício Social encerrado em 31/12/2019

Em 15 de maio de 2019, a Companhia realizou a 9ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, em duas séries, da espécie quirografária, para distribuição pública com esforços restritos de distribuição, na quantidade de 30.000 debêntures da primeira série, com vencimento em 15 de maio de 2022 e na quantidade de 53.800 debêntures da segunda série, com vencimento em 15 de novembro de 2023.

Como os recursos resultantes da oferta foram utilizados	Os recursos obtidos pela Emissora com a 9ª Emissão das Debêntures foram integralmente utilizados para o resgate ou pré-pagamento de operações da Emissora, incluindo, mas não se limitando às seguintes operações: (a) 1ª emissão de debêntures simples da PCH Holding 2; (b) 1ª emissão, de debêntures simples da Emissora; (c) 2ª emissão de debêntures simples da Emissora; (d) 3ª emissão de debêntures simples da Emissora; e (e) 5ª emissão de debêntures simples da Emissora.
Se houve desvios relevantes entre a aplicação efetiva dos recursos e as propostas de aplicação divulgadas nos prospectos da respectiva distribuição	Não houve desvios relevantes entre a aplicação efetiva dos recursos e as propostas de aplicação divulgadas pela Companhia.
Caso tenha havido desvios, as razões para tais desvios	Não aplicável.

18. Valores mobiliários / 18.11 - Ofertas públicas de aquisição

18.11 Descrever as ofertas públicas de aquisição feitas pelo emissor relativas a ações de emissão de terceiro.

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.

Seguem abaixo informações complementares às divulgadas no item 18.5 referentes às Emissões de Debêntures da Companhia:

7ª Emissão de Debêntures da CPFL Energias Renováveis

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários

As alterações relativas às características das Debêntures, conforme venham a ser propostas pela Emissora, como por exemplo, (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 das garantias, (vi) alteração das hipóteses de vencimento antecipado estabelecidas na Cláusula 4.6 acima, inclusive no caso de renúncia ou perdão temporário, (vii) destinação de recursos, (viii) resgate antecipado; e/ou (ix) modificação dos quóruns de deliberação estabelecidos nesta Cláusula Sétima desta escritura, 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, Para efeito de verificação dos quóruns previstos nesta Escritura de Emissão, define-se como "Debêntures em Circulação" todas as Debêntures subscritas, integralizadas e não resgatadas, excluídas (i) aquelas mantidas em tesouraria pela Emissora; (ii) as de titularidade de (a) acionistas controladores da Emissora, (b) administradores da Emissora, incluindo diretores e conselheiros de administração, (c) conselheiros fiscais, se for o caso; e (iii) a qualquer diretor, conselheiro, cônjuge, companheiro ou parente até o 2º (segundo) grau de qualquer das pessoas referidas nos itens anteriores.

Hipótese e cálculo do valor do resgate

Resgate Antecipado Facultativo. Exceto pelo disposto no item 4.5.3 abaixo, a Emissora não poderá, voluntariamente, realizar o resgate antecipado das Debêntures.

4.5.3 - Após decorrido o prazo previsto na regulamentação vigente de 4 (quatro) anos contados da Data de Emissão, conforme disposto na Lei 12.431, Decreto 8.874 e na Resolução CMN 4.476, ou em quaisquer outras leis ou regras que as venham substituir e/ou complementar, a Emissora poderá realizar, a seu exclusivo critério, oferta de resgate antecipado da totalidade das Debêntures, endereçadas a todos os debenturistas ("Debenturistas"), sendo assegurado a todos os Debenturistas, sem distinção, igualdade de condições para aceitar o resgate das Debêntures por eles detidas, nos termos da presente Escritura de Emissão e das demais legislações aplicáveis, incluindo, mas não se limitando, a Lei das Sociedades por Ações e as regras expedidas ou a serem expedidas pelo CMN ("Oferta de Resgate Antecipado").

(a) A Emissora deverá comunicar aos Debenturistas, mediante notificação devidamente assinada por seus representantes legais ou por meio de aviso publicado nos termos do item 4.12 abaixo, sobre a realização da Oferta de Resgate Antecipado, com antecedência mínima de 10 (dez) Dias Úteis contados da data da efetiva realização do resgate ("Edital de Oferta de Resgate Antecipado"). Na mesma data em que a Emissora comunicar os Debenturistas, a mesma deverá comunicar o Agente Fiduciário, a CETIP e o Banco Liquidante acerca da Oferta de Resgate Antecipado.

(b) O Edital de Oferta de Resgate Antecipado deverá conter, no mínimo, as seguintes informações: (i) a data efetiva para o resgate das Debêntures e pagamento aos Debenturistas; (ii) o valor do prêmio devido aos Debenturistas em face do resgate antecipado, caso haja, e que não poderá ser negativo; (iii) a forma e prazo para manifestação à Emissora do Debenturista que aceitar a Oferta de Resgate Antecipado; e (iv) quaisquer outras informações necessárias à operacionalização do resgate antecipado e à tomada de decisão pelos Debenturistas.

(c) Após a publicação do Edital de Oferta de Resgate Antecipado, os Debenturistas que optarem pela adesão à referida oferta terão que se manifestar formalmente à Emissora, com cópia para o Agente Fiduciário, e em conformidade com o disposto no Edital de Oferta de Resgate Antecipado. Ao final deste prazo, (i) caso titulares representando a totalidade das Debêntures aceitem a Oferta de Resgate

18. Valores mobiliários / 18.12 - Outras inf. Relev. - Val. Mobiliários

Antecipado, a Emissora terá 5 (cinco) Dias Úteis para realizar o resgate antecipado total das Debêntures e a respectiva liquidação financeira, sendo certo que todas as Debêntures serão resgatadas e liquidadas em uma única data; ou (ii) caso não haja a adesão de titulares representando a totalidade das Debêntures, a Oferta de Resgate Antecipado será cancelada.

(d) O valor a ser pago aos Debenturistas na hipótese de realização do resgate antecipado nos termos deste item 4.5.3 acima será equivalente ao Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures, acrescido (i) da Remuneração devida na data de resgate e ainda não paga até a data do resgate, calculada *pro rata temporis* desde a data da primeira integralização das Debêntures, ou a Data de Pagamento de Remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento; e (ii) de eventual prêmio de resgate a ser oferecido aos Debenturistas, a exclusivo critério da Emissora ("Preço de Oferta de Resgate").

(e) O pagamento do Preço de Oferta de Resgate será realizado (i) por meio dos procedimentos adotados pela CETIP para as Debêntures custodiadas eletronicamente na CETIP, ou (ii) mediante procedimentos adotados pelo Escriturador, no caso de Debêntures que não estejam custodiadas eletronicamente na CETIP.

(f) A Emissora deverá comunicar a realização do resgate antecipado à CETIP por meio de correspondência escrita com o de acordo do Agente Fiduciário no prazo mínimo de 3 (três) Dias Úteis de antecedência contado da realização do resgate antecipado das Debêntures.

(g) As Debêntures resgatadas pela Emissora nos termos aqui previstos deverão ser canceladas pela Emissora.

Condições de vencimento antecipado: as Debêntures e todas as obrigações constantes desta Escritura de Emissão serão consideradas antecipadamente vencidas, tornando-se imediatamente exigível da Emissora e/ou da Garantidora, conforme o caso, o pagamento do Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures, acrescido da Remuneração, calculada *pro rata temporis*, desde a data da primeira integralização das Debêntures, ou da última Data de Pagamento da Remuneração, conforme o caso, até a data do seu efetivo pagamento.

- (a) não pagamento pela Emissora, desde que não sanado espontaneamente pela Garantidora, das obrigações pecuniárias devidas no âmbito desta Escritura de Emissão aos Debenturistas no prazo de até 1 (um) Dia Útil das datas previstas nesta Escritura de Emissão;
- (b) proposta pela Emissora e/ou pela Garantidora e/ou por quaisquer subsidiárias da Emissora que represente(m) mais de 10% (dez por cento) da receita líquida anual consolidada da Emissora com base nas demonstrações financeiras do último exercício social divulgadas pela Emissora no ano do respectivo evento, (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; requerimento pela Emissora e/ou pela Garantidora e/ou por quaisquer subsidiárias da Emissora que represente(m) mais de 10% (dez por cento) da receita líquida anual consolidada da Emissora com base nas demonstrações financeiras do último exercício social divulgadas pela Emissora no ano do respectivo evento, 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 Garantidora;
- (c) cisão, fusão, incorporação, inclusive incorporação de ações, ou qualquer forma de reorganização societária da Emissora e/ou da Garantidora, exceto se após a conclusão da referida operação que resultar na alteração de controle da Emissora ao menos permaneça, ou passe a fazer parte, individual ou coletivamente, direta ou indiretamente, no bloco de controle da Emissora e/ou da Garantidora, quaisquer empresas direta ou indiretamente controlada ou sob controle comum da State Grid International Development Limited ou qualquer entidade controlada direta ou indiretamente pela State Grid Corporation of China;
- (d) pedido de falência, liquidação e/ou dissolução formulado por terceiros em face da Emissora e/ou da Garantidora e/ou de subsidiárias da Emissora que represente(m) mais de 10% (dez por

18. Valores mobiliários / 18.12 - Outras inf. Relev. - Val. Mobiliários

cento) da receita líquida anual consolidada da Emissora com base nas demonstrações financeiras do último exercício social divulgadas pela Emissora no ano do respectivo evento e não devidamente elidido no prazo de 30 (trinta) dias corridos;

- (e) vencimento antecipado e/ou inadimplemento de obrigações financeiras da Emissora e/ou da Garantidora ou, ainda, de quaisquer subsidiárias da Emissora que represente(m) mais de 10% (dez por cento) da receita líquida anual consolidada da Emissora com base nas demonstrações financeiras do último exercício social divulgadas pela Emissora no ano do respectivo evento, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado superior a R\$75.000.000,00 (setenta e cinco milhões de reais), sendo este valor atualizado mensalmente, pelo Índice Geral de Preços de Mercado, calculado pela Fundação Getúlio Vargas ("IGP-M"), não sanado no prazo de até 05 (cinco) dias corridos da data para pagamento;
- (f) não cumprimento de qualquer decisão ou sentença judicial e/ou de qualquer decisão arbitral ou administrativa não sujeita a recurso na esfera judicial contra a Emissora e/ou contra a Garantidora ou subsidiárias da Emissora em valor individual ou agregado igual ou superior a R\$75.000.000,00 (setenta e cinco milhões de reais), sendo este valor atualizado mensalmente a partir da Data de Emissão pelo IGP-M, ou seu valor equivalente em outras moedas, no prazo estipulado na respectiva decisão;
- (g) alteração do tipo societário da Emissora nos termos dos artigos 220 a 222 da Lei das Sociedades por Ações; e
- (h) 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.

Serão consideradas como "Hipóteses de Vencimento Antecipado Não Automático":

- (a) descumprimento pela Emissora e/ou pela Garantidora de qualquer obrigação não pecuniária prevista nesta Escritura de Emissão, não sanada em 30 (trinta) dias corridos contados da data do recebimento, pela Garantidora e/ou pela Emissora, de aviso escrito que lhe for enviado pelo Agente Fiduciário ou do recebimento, pelo Agente fiduciário, de aviso escrito que lhe for enviado pela Garantidora e/ou Emissora, o que ocorrer primeiro;
- (b) realização de redução de capital social da Garantidora e/ou da Emissora, sem que haja anuência prévia dos Debenturistas, conforme disposto no artigo 174 da Lei das Sociedades por Ações, exceto se tal redução de capital for: (a) realizada com a finalidade de absorver prejuízos acumulados, nos termos do artigo 173 da Lei das Sociedades por Ações; ou (b) em decorrência do exercício do direito de recesso, dentro do prazo legal, por parte de acionistas minoritários numa eventual aquisição feita pela Emissora nos termos do artigo 256 Lei das Sociedades por Ações;
- (c) alteração do atual controle da Garantidora e/ou Emissora, excetuada a hipótese de alteração do controle da Emissora e/ou da Garantidora, na qual, após a conclusão da alteração de controle da Emissora e/ou da Garantidora, ao menos permaneça ou passe a fazer parte, individual ou coletivamente, direta ou indiretamente, do bloco de controle da Emissora e/ou da Garantidora, quaisquer empresas direta ou indiretamente controladoras, controladas ou sob controle comum da State Grid International Development Limited ou qualquer entidade controlada direta ou indiretamente pela State Grid Corporation of China;
- (d) protesto legítimo de títulos contra a Emissora e/ou a Garantidora ou subsidiárias da Emissora, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado, superior a R\$75.000.000,00 (setenta e cinco milhões de reais), sendo estes valores atualizados mensalmente, pelo IGP-M, salvo se, no prazo de 30 (trinta) dias corridos contados do referido protesto, seja validamente comprovado pela Emissora e/ou pela Garantidora, e/ou pelas subsidiárias da Emissora, ao Agente Fiduciário que (i) o protesto foi efetuado por erro ou má fé de terceiros; (ii) o protesto foi suspenso ou cancelado, (iii) foram prestadas garantias e aceitas em juízo; ou, ainda, (iv) que o valor objeto do protesto foi devidamente quitado;

18. Valores mobiliários / 18.12 - Outras inf. Relev. - Val. Mobiliários

(e) provarem-se falsas, incorretas ou enganosas quaisquer das declarações prestadas no âmbito da Emissão pela Emissora e/ou Garantidora;

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

(i) divisão 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 Garantidora no Brasil ou no exterior, menos as disponibilidades em caixa e aplicações financeiras, estando excluída deste cálculo a dívida com a Funcesp e 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

(ii) 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 (i) e (ii) deste item "(f)", a Garantidora 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 Garantidora à CVM; (b) apresentar relatório contendo memória de cálculo dos Índices Financeiros, baseado nos números auditados ou objeto de revisão por empresa de auditoria independente registrada na CVM, até a liquidação de todas as obrigações assumidas nesta Escritura de Emissão; (c) Os Índices Financeiros serão calculados a partir de 31 de dezembro de 2017;

(g) comprovada violação de qualquer dispositivo legal ou regulatório, nacional ou estrangeiro (caso aplicável), 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 12.846") e demais legislações internacionais aplicáveis, pela Emissora ou pela Garantidora;

(h) descumprimento da obrigação de destinar os recursos captados por meio das Debêntures conforme estabelecido no item 3.12 desta Escritura de Emissão; e

(i) perda, não renovação ou cassação, por qualquer motivo, das concessões, permissões e/ou autorizações e/ou venda de uma ou mais subsidiárias da Emissora que represente(m) mais de 10% (dez por cento) da receita líquida anual consolidada da Emissora com base nas demonstrações

18. Valores mobiliários / 18.12 - Outras inf. Relev. - Val. Mobiliários

financeiras do último exercício social divulgadas pela Emissora no ano do respectivo evento, salvo se previamente autorizado pelos Debenturistas.

As referências a "controle" encontradas neste item deverão ser entendidas como tendo o sentido conferido pelo artigo 116 da Lei das Sociedades por Ações.

A ocorrência de quaisquer das Hipóteses de Vencimento Antecipado Automático acima acarretará o vencimento antecipado automático das Debêntures, independentemente de qualquer consulta aos Debenturistas. Na ocorrência das Hipóteses de Vencimento Antecipado Não Automático, deverá ser convocada, pelo Agente Fiduciário, em até 5 (cinco) Dias Úteis contados da data em que o Agente Fiduciário tomar conhecimento do evento, Assembleia Geral de Debenturistas para deliberar sobre a eventual não decretação do vencimento antecipado das Debêntures. A Assembleia Geral de Debenturistas a que se refere este item deverá ser realizada nos termos da Cláusula 7 abaixo.

Na Assembleia Geral de Debenturistas mencionada na Cláusula 4.6.3. acima, que será instalada de acordo com os procedimentos previstos na Cláusula 7 desta Escritura de Emissão, os Debenturistas poderão optar por não considerar antecipadamente vencidas as Debêntures, observado o quórum estabelecido na Cláusula 7.11 e 7.12 abaixo.

A não instalação em segunda convocação da referida Assembleia Geral de Debenturistas será interpretada pelo Agente Fiduciário como uma opção dos Debenturistas em não declarar antecipadamente vencidas as Debêntures. Caso ocorra a instalação da Assembleia Geral de Debenturistas em segunda convocação, mas não haja o quórum de deliberação previsto na Cláusula 7.12 desta Escritura de Emissão, as Debêntures serão declaradas antecipadamente vencidas.

No caso específico da Cláusula 4.6.5. acima, entende-se por quórum de instalação em segunda convocação o montante mínimo de 20% (vinte por cento) das Debêntures em Circulação.

Em caso de declaração do vencimento antecipado das Debêntures, a Emissora obriga-se a efetuar o pagamento do Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures, acrescido da Remuneração calculada pro rata temporis desde a data da primeira integralização das Debêntures ou da última Data de Pagamento da Remuneração até a Data de Vencimento Antecipado, e de quaisquer outros valores eventualmente devidos pela Emissora nos termos desta Escritura de Emissão, fora do âmbito da CETIP e em até 5 (cinco) Dias Úteis contados do recebimento, pela Emissora, de comunicação por escrito a ser enviada pelo Agente Fiduciário à Emissora por meio de carta protocolizada ou encaminhada com aviso de recebimento no endereço constante da Cláusula 9 desta Escritura de Emissão, sob pena de, em não o fazendo, ficar obrigada, ainda, ao pagamento dos encargos moratórios previstos no item 4.7 abaixo.

A Emissora, juntamente com o Agente Fiduciário, deverá comunicar a CETIP sobre o pagamento de que trata o item 4.6.6. acima, com, no mínimo, 2 (dois) Dias Úteis de antecedência.

Caso o pagamento referente ao vencimento antecipado aconteça através da CETIP, esta deverá ser comunicada imediatamente após a declaração do vencimento antecipado e em conformidade com os demais termos e condições do Manual de Operações da CETIP.

9ª Emissão de Debêntures da CPFL Energias Renováveis

Restrição à circulação

Não obstante o descrito no item 2.4.1 acima, as Debêntures somente poderão ser negociadas nos mercados regulamentados de valores mobiliários entre Investidores Qualificados, conforme definido no artigo 9º-B da Instrução da CVM nº 539, de 13 de novembro de 2013, conforme alterada ("**Instrução CVM 539**") e depois de decorridos 90 (noventa) dias contados da data de cada subscrição ou aquisição por Investidores Profissionais (conforme abaixo definido), conforme disposto nos artigos 13 e 15 da Instrução CVM 476, e desde que verificado o cumprimento, pela Emissora, de suas obrigações previstas no artigo 17 da Instrução CVM 476, sendo que a negociação das Debêntures deverá sempre respeitar as disposições legais e regulamentares aplicáveis.

O prazo de 90 (noventa) dias para restrição de negociação das Debêntures referido acima não será aplicável às instituições intermediárias para as Debêntures que tenham sido subscritas e integralizadas em razão do exercício da garantia firme de colocação, nos termos do Contrato de Distribuição (conforme abaixo definido), observado o disposto no inciso II do artigo 13 da Instrução CVM 476, desde que sejam observadas as seguintes condições: (i) o Investidor Profissional adquirente das Debêntures observe o prazo de 90 (noventa) dias de restrição de negociação, contado da data do exercício da garantia firme pelos Coordenadores; (ii) os Coordenadores verifiquem o cumprimento das regras previstas nos art. 2º

18. Valores mobiliários / 18.12 - Outras inf. Relev. - Val. Mobiliários

e 3º da Instrução CVM 476; e (iii) a negociação das Debêntures deve ser realizada nas mesmas condições aplicáveis à Oferta Restrita, podendo o valor de transferência das Debêntures ser o seu Valor Nominal Unitário ou o saldo do Valor Nominal Unitário, conforme aplicável, acrescido da Remuneração, calculada *pro rata temporis*, desde a Data da Primeira Integralização de cada uma das séries até a data de sua efetiva aquisição.

Hipótese e cálculo do valor do resgate

Resgate Antecipado Facultativo Total das Debêntures da Primeira Série. A Emissora poderá, a seu exclusivo critério, realizar, a partir do 25º (vigésimo quinto) mês após a Data de Emissão, ou seja, a partir de 15 de junho de 2021 (inclusive), e com aviso prévio aos Debenturistas titulares das Debêntures da Primeira Série (por meio de publicação de anúncio nos termos desta Escritura ou de comunicação individual a todos os Debenturistas titulares das Debêntures da Primeira 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 Primeira Série, com o consequente cancelamento de tais Debêntures da Primeira Série ("Resgate Antecipado Facultativo das Debêntures da Primeira Série"), mediante o pagamento (i) do Valor Nominal Unitário das Debêntures da Primeira Série ou o saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures da Primeira Série, conforme o caso, acrescido (ii) da Remuneração das Debêntures da Primeira Série, calculada *pro rata temporis*, desde a Data da Primeira Integralização das Debêntures da Primeira Série ou a Data de Pagamento da Remuneração das Debêntures da Primeira 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 das Debêntures da Primeira Série") e (iii) de um prêmio sobre o Valor Base de Resgate das Debêntures da Primeira Série de 0,30% (trinta centésimos por cento) ao ano, pelo prazo remanescente *pro rata temporis* entre a data do efetivo resgate antecipado das Debêntures da Primeira Série, a ser calculado com base na seguinte fórmula:

$$P = 0,30\% \times vbR \times \frac{DU}{252}$$

P = prêmio de Resgate Antecipado Facultativo das Debêntures da Primeira Série, calculado com 8 casas decimais, sem arredondamento;

vbR = Valor Base de Resgate das Debêntures da Primeira Série;

DU = quantidade de Dias Úteis entre a data do Resgate Antecipado Facultativo das Debêntures da Primeira Série, inclusive, e a Data de Vencimento das Debêntures da Primeira Série, exclusive.

Resgate Antecipado Facultativo Total das Debêntures da Segunda Série. A Emissora poderá, a seu exclusivo critério, a partir do 43º (quadragésimo terceiro) mês contado da Data de Emissão, ou seja, a partir de 15 de dezembro de 2022 (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 da Segunda Série ou o saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures da Segunda Série, 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 das Debêntures da Segunda Série") e (iii) de um prêmio sobre o Valor Base de Resgate das Debêntures da Segunda Série de 0,30% (trinta centésimos por cento) ao ano, pelo prazo remanescente *pro rata temporis* entre a data do efetivo resgate antecipado das Debêntures da Segunda Série, a ser calculado com base na seguinte fórmula:

18. Valores mobiliários / 18.12 - Outras inf. Relev. - Val. Mobiliários

$$P = 0,30\% \times vbR \times \frac{DU}{252}$$

P = prêmio de Resgate Antecipado Facultativo das Debêntures da Segunda Série, calculado com 8 casas decimais, sem arredondamento;

vbR = Valor Base de Resgate das Debêntures da Segunda Série;

DU = quantidade de Dias Úteis entre a data do Resgate Antecipado Facultativo das Debêntures da Segunda Série, inclusive, e a Data de Vencimento das Debêntures da Segunda Série, exclusive.

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.

Condições de vencimento antecipado: as Debêntures e todas as obrigações constantes desta Escritura de Emissão poderão ser consideradas antecipadamente vencidas, tornando-se imediatamente exigível da Emissora, conforme o caso, o pagamento do Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário, conforme o caso, acrescido da Remuneração, calculada pro rata temporis, desde a Data da Primeira Integralização de cada uma das Séries das Debêntures (conforme o caso), ou da última Data de Pagamento da Remuneração da respectiva Série das Debêntures, conforme o caso, até a data do seu efetivo pagamento:

- (a) vencimento antecipado ou inadimplemento pecuniário, pela Emissora ou por qualquer de suas subsidiárias, de quaisquer obrigações financeiras a que estejam sujeitas, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado superior a R\$80.000.000,00 (oitenta 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 Úteis da data para pagamento, ou outros prazos de cura, conforme aplicáveis, ressalvada a hipótese da Emissora e/ou qualquer de suas subsidiárias, conforme o caso, por meio de qualquer medida judicial ou arbitral cabível, contestar e evitar a formalização do referido vencimento antecipado ou inadimplemento pecuniário, sem que para tanto tenha que garantir o juízo com pecúnia ou outros bens em valor correspondente ao montante acima destacado;
- (b) alteração do atual controle da Emissora sem prévia aprovação dos Debenturistas, excetuada a hipótese de alteração do controle da Emissora na qual quaisquer empresas direta ou indiretamente controladoras, controladas ou sob controle comum da State Grid Corporation of China, sociedade chinesa com endereço na nº 86, West Chang'an Street, Xicheng District, Beijing, Beijing, China ("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, neste caso específico fica dispensada a prévia aprovação por Assembleia Geral de Debenturistas, conforme prevê o artigo 231 da Lei das Sociedades por Ações;
- (c) cisão, fusão, incorporação, inclusive incorporação de ações, ou qualquer forma de reorganização societária da Emissora, ("Reorganização Societária") exceto: (i) por eventuais incorporações, pela Emissora, de suas empresas controladas diretas e/ou indiretas; ou (ii) 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, neste caso específico fica dispensada a prévia aprovação por Assembleia Geral de Debenturistas, conforme prevê o artigo 231 da Lei das Sociedades por Ações;
- (d) realização de redução de capital social da Emissora, sem que haja anuência prévia dos Debenturistas, conforme disposto no artigo 174 da Lei das Sociedades por Ações, exceto se tal redução de capital for: (a) realizada com a finalidade de absorver

18. Valores mobiliários / 18.12 - Outras inf. Relev. - Val. Mobiliários

prejuízos acumulados, nos termos do artigo 173 da Lei das Sociedades por Ações; ou (b) em decorrência do exercício do direito de recesso, dentro do prazo legal, por parte de acionistas minoritários numa eventual aquisição feita pela Emissora nos termos do artigo 256 Lei das Sociedades por Ações.

(e) proposta pela Emissora e/ou por quaisquer de suas controladas, coligadas ou 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; e (iii) requerimento pela Emissora e/ou por quaisquer de suas 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;

(f) protesto legítimo de títulos contra a Emissora ou suas subsidiárias, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado, superior a R\$80.000.000,00 (oitenta 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 até 30 (trinta) dias corridos contados do referido protesto, seja validamente comprovado pela Emissora, e/ou pelas suas subsidiárias, ao Agente Fiduciário que (i) o protesto foi efetuado por erro ou má fé de terceiros; (ii) o protesto foi suspenso ou cancelado; (iii) foram prestadas garantias e aceitas em juízo ou, ainda; ou (iv) que o valor objeto do protesto foi devidamente quitado;

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

(h) (i) decretação de falência, extinção, dissolução e/ou liquidação da Emissora; (ii) decretação de falência de quaisquer controladas, coligadas ou subsidiárias da Emissora ou (iii) pedido de falência formulado por terceiros em face da Emissora e/ou de quaisquer de suas controladas, coligadas ou subsidiárias e não devidamente elidido no prazo legal;

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

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

(k) não cumprimento de qualquer decisão ou sentença judicial e/ou de qualquer decisão arbitral ou administrativa transitada em julgado e de exigibilidade imediata contra a Emissora ou suas subsidiárias em valor individual ou agregado igual ou superior a R\$80.000.000,00 (oitenta milhões de reais), ou seu equivalente em outras moedas, sendo este valor atualizado mensalmente a partir da Data de Emissão pelo IGP-M, ou seu valor equivalente em outras moedas, no prazo estipulado na respectiva decisão;

(l) caso a Emissora deixe de ser, no mínimo, uma companhia aberta Categoria B, nos termos da Instrução CVM 480, exceto se previamente aprovado por debenturistas representando 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em Circulação;

(m) comprovação judicial de invalidade, nulidade, ineficácia ou inexecutabilidade desta Escritura de Emissão, bem como de quaisquer dos documentos da operação ou, desde que referido evento possa ocasionar uma Mudança Adversa Relevante à Emissora ou às Debêntures, a comprovação judicial de invalidade, nulidade, ineficácia ou inexecutabilidade de disposições desta Escritura de Emissão ou de documentos da operação;

(n) cessão, promessa de cessão ou qualquer forma de transferência ou promessa de transferência a terceiros, no todo ou em parte, pela Emissora, de qualquer de suas obrigações nos termos desta Escritura de Emissão;

(o) descumprimento, pela Emissora ou quaisquer de suas controladas, coligadas ou subsidiárias de quaisquer obrigações relacionadas às Leis Anticorrupção e à Legislação Socioambiental;

(p) não obtenção ou não renovação ou cancelamento, revogação ou suspensão das autorizações, alvarás e licenças necessárias ao regular exercício das atividades da

18. Valores mobiliários / 18.12 - Outras inf. Relev. - Val. Mobiliários

Emissora ou quaisquer de suas controladas, coligadas ou subsidiárias, exceto caso tenha sido efetuado o protocolo tempestivo do pedido de renovação das concessões, permissões, autorizações, licenças ou alvarás ou tenha sido sanado em até 10 (dez) dias úteis da ocorrência da perda, não renovação, cancelamento, revogação, suspensão ou cassação, em caráter definitivo, ou se previamente autorizado pelos Debenturistas;

(q) não observância pela Emissora, até o pagamento integral dos valores devidos em virtude das Debêntures, do índice financeiro abaixo indicado, o qual será calculado anualmente pela Emissora e acompanhado pelo Agente Fiduciário, com base em demonstrativo elaborado pela Emissora referentes ao final de cada ano civil ("Índice Financeiro"), sendo que a primeira apuração do índice financeiro, será realizada com base nas demonstrações financeiras consolidadas da Emissora de 31 de dezembro de 2019. Caso até a Data de Vencimento das Debêntures a Emissora seja submetida a (i) índice financeiro com limite mais restritivo que o abaixo ou (ii) novos índices financeiros em adição ao Índice Financeiro ("Novos Índices"), ela deverá comunicar o Agente Fiduciário no prazo de 30 (trinta) dias contados da celebração do instrumento que instituir índice financeiro com limite mais restritivo do que o aqui disposto e/ou os Novos Índices e prosseguir os termos estabelecidos na cláusula 4.7.1.1. ("Notificação Índices"):

Dívida Líquida/EBITDA inferior ou igual a 3,75 para todos os anos.

Sendo que, para fins desta Escritura de Emissão, serão utilizados os seguintes significados:

"Dívida Líquida": a soma dos valores relativos a: (1) empréstimos e financiamentos; e (2) dívidas resultantes de quaisquer emissões ainda em circulação de debêntures, notas promissórias comerciais e/ou bonds ou notes da Emissora no Brasil ou no exterior, menos as disponibilidades em caixa, títulos e valores mobiliários e aplicações financeiras, inclusive vinculadas classificadas no curto e longo prazo com base nas demonstrações financeiras consolidadas da Emissora. Não serão considerados empréstimos e financiamentos para fins de cálculo da Dívida Líquida quaisquer operações em que os credores sejam a CPFL Comercialização do Brasil S.A., CNPJ/ME: nº 04.973.790/0001-42, CPFL Geração de Energia S.A., CNPJ/ME: nº 03.953.509/0001-47, CPFL Energia S.A., CNPJ/ME: nº 02.429.144/0001-93 e/ou qualquer outra empresa sob controle da State Grid Corporation of China.

"EBITDA": lucro consolidado da Emissora antes de deduzidos os juros, tributos, amortização e depreciação, outras despesas e receitas não operacionais.

Em caso de aquisição(ões) será(ão) considerado(s) para fins de cálculo do EBITDA consolidado da Emissora, de acordo com a definição do item (b) acima, o(s) EBITDA(s) gerado(s) nos últimos 12 (doze) meses pela(s) empresa(s) adquirida(s).

(r) caso, por qualquer motivo, a classificação de risco (rating) da Emissão seja rebaixada em 2 (dois) ou mais níveis (notches) pela agência de classificação de risco, em relação à classificação de risco (rating) atribuída à Emissão na data da liquidação financeira da Emissão.

No âmbito da alínea "q" acima disposta, no prazo de 5 (cinco) Dias Úteis contados do recebimento da Notificação Índices da Emissora: (i) caso o índice financeiro com limite mais restritivo que o índice Financeiros, sem alteração da metodologia de apuração do Índice Financeiro estabelecido nesta Escritura, referido índice financeiro passará a vigorar nesta Escritura em substituição ao Índice Financeiro, pelo qual se comprometem a Emissora e o Agente Fiduciário a celebrar aditamento a esta Escritura, nos termos do modelo previsto no Anexo I a esta Escritura de Emissão, no prazo de 15 (quinze) Dias úteis contados da data de recebimento da Notificação Novos Índices da Emissora, a fim de formalizar a referida substituição, sob pena de vencimento antecipado automático, nos termos da cláusula 4.7.4. "(i)" abaixo; ou (ii) na hipótese de Novos Índices, o Agente Fiduciário deverá convocar Assembleia Geral de Debenturistas para deliberação acerca de refletir ou não os Novos Índices nesta Escritura.

As referências a "controle" encontradas neste item 4.7 deverão ser entendidas como tendo o sentido conferido pelo artigo 116 da Lei das Sociedades por Ações.

Os eventos a que se referem os subitens (a), (f), (g), (i) e (k) acima somente serão considerados eventos de vencimento antecipado para os fins desta Escritura de Emissão, ensejando a adoção dos procedimentos descritos nos itens abaixo, caso, após o final do prazo neles mencionado, referidos eventos não tenham sido sanados.

18. Valores mobiliários / 18.12 - Outras inf. Relev. - Val. Mobiliários

Para os fins desta Escritura de Emissão, "Data de Vencimento Antecipado" será qualquer uma das seguintes datas:

- (i) ocorrendo qualquer dos eventos previstos nas alíneas (a), (c), (e), (h), (i), (j) e/ou (k) do item 4.7.1 acima, a data de vencimento antecipado das Debêntures será a data em que o Agente Fiduciário tomar conhecimento do fato e imediatamente considerar o vencimento antecipado das Debêntures, observada a notificação a ser enviada à Emissora, nos termos da Cláusula 9 abaixo; e
- (ii) ocorrendo os eventos previstos nas alíneas (b), (d), (f), (g), (l) a (r) do item 4.7.1 acima, a data de vencimento antecipado das Debêntures será a data em que se realizar a Assembleia Geral de Debenturistas.

A ocorrência de quaisquer dos eventos indicados nas alíneas (a), (c), (e), (h), (i), (j) e/ou (k) do item 4.7.1 acima acarretará o vencimento antecipado automático das Debêntures, independentemente de qualquer consulta aos Debenturistas. Na ocorrência dos demais eventos previstos no item 4.7.1 acima, deverá ser convocada, pelo Agente Fiduciário, em até 5 (cinco) Dias Úteis contados da data em que o Agente Fiduciário tomar conhecimento do evento, Assembleia Geral de Debenturistas, para que os Debenturistas deliberem sobre o eventual não vencimento antecipado das Debêntures, observado o quórum de instalação de, em primeira convocação, com a presença de Debenturistas da respectiva Série que representem a metade, no mínimo, das Debêntures em Circulação, e, em segunda convocação, com qualquer quórum e o quórum de deliberação de, no mínimo, 50% (cinquenta por cento) mais uma das Debêntures em Circulação, conforme estabelecido nas Cláusulas 7.11 e 7.12 abaixo, respectivamente. A Assembleia Geral de Debenturistas a que se refere este item deverá ser realizada no prazo de 15 (quinze) dias corridos, a contar da data de publicação do edital relativo à primeira convocação, ou no prazo de 8 (oito) dias corridos, a contar da data de publicação do edital relativo à segunda convocação, se aplicável, sendo que, na hipótese de segunda convocação o edital deverá ser publicado no primeiro Dia Útil imediatamente posterior à data indicada para a realização da Assembleia Geral de Debenturistas nos termos da primeira convocação.

A Assembleia Geral de Debenturistas mencionada no item 4.7.5 acima, será instalada de acordo com os procedimentos previstos na Cláusula 7 desta Escritura de Emissão. Os Debenturistas poderão optar por não declarar antecipadamente vencidas as Debêntures, observado o quórum estabelecido no item 7.11 abaixo.

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

Em caso de vencimento antecipado das Debêntures, a Emissora obriga-se a efetuar o pagamento do respectivo Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário, acrescido da Remuneração calculada pro rata temporis desde a Data da Primeira Integralização de cada uma das Séries das Debêntures ou da última Data de Pagamento da Remuneração da respectiva Série até a Data de Vencimento Antecipado, e de quaisquer outros valores eventualmente devidos pela Emissora nos termos desta Escritura de Emissão, fora do âmbito da B3, em até 5 (cinco) Dias Úteis contados do recebimento, pela Emissora, de comunicação por escrito a ser enviada pelo Agente Fiduciário à Emissora por meio de carta protocolizada ou encaminhada com aviso de recebimento no endereço constante da Cláusula 9 desta Escritura de Emissão, sob pena de, em não o fazendo, ficar obrigada, ainda, ao pagamento dos encargos moratórios previstos no item 4.8. abaixo. Caso a Emissora esteja presente na referida Assembleia, fica dispensada a realização da comunicação mencionada nesta Cláusula.

O Agente Fiduciário deverá comunicar a B3 sobre o vencimento antecipado, imediatamente após sua ocorrência conforme o Manual de Operações da B3.

19. Planos de recompra/tesouraria / 19.1 - Descrição - planos de recompra

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

19. Planos de recompra/tesouraria / 19.2 - Movimentação v.m. em tesouraria**Justificativa para o não preenchimento do quadro:**

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

20. Política de negociação / 20.2 - Outras inf.relev - Pol. Negociação

20.2 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

O emissor entende que não há informações relevantes que não tenham sido fornecidas.

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.

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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.

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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.

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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.