

Índice

1. Responsáveis Pelo Formulário

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

2. Auditores Independentes

2.1/2.2 - Identificação E Remuneração Dos Auditores	4
2.3 - Outras Informações Relevantes	6

3. Informações Financ. Seleccionadas

3.1 - Informações Financeiras	7
3.2 - Medições Não Contábeis	8
3.3 - Eventos Subsequentes às Últimas Demonstrações Financeiras	10
3.4 - Política de Destinação Dos Resultados	11
3.5 - Distribuição de Dividendos E Retenção de Lucro Líquido	15
3.6 - Declaração de Dividendos À Conta de Lucros Retidos ou Reservas	16
3.7 - Nível de Endividamento	17
3.8 - Obrigações	18
3.9 - Outras Informações Relevantes	19

4. Fatores de Risco

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco	22
4.2 - Descrição Dos Principais Riscos de Mercado	46
4.3 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Não Sigilosos E Relevantes	48
4.4 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Não Sigilosos Cujas Partes Contrárias Sejam Administradores, Ex-administradores, Controladores, Ex-controladores ou Investidores	68
4.5 - Processos Sigilosos Relevantes	69
4.6 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Repetitivos ou Conexos, Não Sigilosos E Relevantes em Conjunto	70
4.7 - Outras Contingências Relevantes	73
4.8 - Regras do País de Origem e do País em Que os Valores Mobiliários Estão Custodiados	75

Índice

5. Gerenciamento de Riscos E Controles Internos

5.1 - Política de Gerenciamento de Riscos	76
5.2 - Política de Gerenciamento de Riscos de Mercado	79
5.3 - Descrição Dos Controles Internos	82
5.4 - Programa de Integridade	86
5.5 - Alterações significativas	90
5.6 - Outras inf. relev. - Gerenciamento de riscos e controles internos	91

6. Histórico do Emissor

6.1 / 6.2 / 6.4 - Constituição do Emissor, Prazo de Duração E Data de Registro na Cvm	92
6.3 - Breve Histórico	93
6.5 - Informações de Pedido de Falência Fundado em Valor Relevante ou de Recuperação Judicial ou Extrajudicial	96
6.6 - Outras Informações Relevantes	97

7. Atividades do Emissor

7.1 - Descrição Das Principais Atividades do Emissor E Suas Controladas	98
7.1.a - Informações específicas de sociedades de economia mista	106
7.2 - Informações Sobre Segmentos Operacionais	107
7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais	110
7.4 - Clientes Responsáveis Por Mais de 10% da Receita Líquida Total	141
7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades	142
7.6 - Receitas Relevantes Provenientes do Exterior	148
7.7 - Efeitos da Regulação Estrangeira Nas Atividades	149
7.8 - Políticas Socioambientais	150
7.9 - Outras Informações Relevantes	152

8. Negócios Extraordinários

8.1 - Negócios Extraordinários	161
8.2 - Alterações Significativas na Forma de Condução Dos Negócios do Emissor	162
8.3 - Contratos Relevantes Celebrados Pelo Emissor E Suas Controladas Não Diretamente Relacionados Com Suas Atividades Operacionais	163

Índice

8.4 - Outras Inf. Relev. - Negócios Extraord.	164
9. Ativos Relevantes	
9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes - Outros	165
9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.a - Ativos Imobilizados	166
9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis	168
9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.c - Participações em Sociedades	227
9.2 - Outras Informações Relevantes	232
10. Comentários Dos Diretores	
10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais	234
10.2 - Resultado Operacional E Financeiro	258
10.3 - Eventos Com Efeitos Relevantes, Ocorridos E Esperados, Nas Demonstrações Financeiras	283
10.4 - Mudanças Significativas Nas Práticas Contábeis - Ressalvas e Ênfases no Parecer do Auditor	284
10.5 - Políticas Contábeis Críticas	288
10.6 - Itens Relevantes Não Evidenciados Nas Demonstrações Financeiras	296
10.7 - Comentários Sobre Itens Não Evidenciados Nas Demonstrações Financeiras	297
10.8 - Plano de Negócios	298
10.9 - Outros Fatores Com Influência Relevante	300
11. Projeções	
11.1 - Projeções Divulgadas E Premissas	301
11.2 - Acompanhamento E Alterações Das Projeções Divulgadas	302
12. Assembléia E Administração	
12.1 - Descrição da Estrutura Administrativa	303
12.2 - Regras, Políticas E Práticas Relativas às Assembleias Gerais	310
12.3 - Regras, Políticas E Práticas Relativas ao Conselho de Administração	315
12.4 - Descrição da Cláusula Compromissória Para Resolução de Conflitos Por Meio de Arbitragem	318
12.5/6 - Composição E Experiência Profissional da Administração E do Conselho Fiscal	319
12.7/8 - Composição Dos Comitês	328

Índice

12.9 - Existência de Relação Conjugal, União Estável ou Parentesco Até O 2º Grau Relacionadas A Administradores do Emissor, Controladas E Controladores	336
12.10 - Relações de Subordinação, Prestação de Serviço ou Controle Entre Administradores E Controladas, Controladores E Outros	337
12.11 - Acordos, Inclusive Apólices de Seguros, Para Pagamento ou Reembolso de Despesas Suportadas Pelos Administradores	348
12.12 - Outras informações relevantes	349

13. Remuneração Dos Administradores

13.1 - Descrição da Política ou Prática de Remuneração, Inclusive da Diretoria Não Estatutária	352
13.2 - Remuneração Total do Conselho de Administração, Diretoria Estatutária E Conselho Fiscal	357
13.3 - Remuneração Variável do Conselho de Administração, Diretoria Estatutária E Conselho Fiscal	360
13.4 - Plano de Remuneração Baseado em Ações do Conselho de Administração E Diretoria Estatutária	363
13.5 - Remuneração Baseada em Ações	366
13.6 - Opções em Aberto	367
13.7 - Opções Exercidas E Ações Entregues	368
13.8 - Precificação Das Ações/opções	370
13.9 - Participações Detidas Por Órgão	371
13.10 - Informações Sobre Planos de Previdência Conferidos Aos Membros do Conselho de Administração E Aos Diretores Estatutários	372
13.11 - Remuneração Individual Máxima, Mínima E Média do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária E do Conselho Fiscal	373
13.12 - Mecanismos de Remuneração ou Indenização Para os Administradores em Caso de Destituição do Cargo ou de Aposentadoria	375
13.13 - Percentual na Remuneração Total Detido Por Administradores E Membros do Conselho Fiscal Que Sejam Partes Relacionadas Aos Controladores	377
13.14 - Remuneração de Administradores E Membros do Conselho Fiscal, Agrupados Por Órgão, Recebida Por Qualquer Razão Que Não A Função Que Ocupam	378
13.15 - Remuneração de Administradores E Membros do Conselho Fiscal Reconhecida no Resultado de Controladores, Diretos ou Indiretos, de Sociedades Sob Controle Comum E de Controladas do Emissor	379
13.16 - Outras Informações Relevantes	381

14. Recursos Humanos

14.1 - Descrição Dos Recursos Humanos	382
14.2 - Alterações Relevantes - Recursos Humanos	384
14.3 - Descrição da Política de Remuneração Dos Empregados	385

Índice

14.4 - Descrição Das Relações Entre O Emissor E Sindicatos	386
14.5 - Outras Informações Relevantes - Recursos Humanos	388
15. Controle E Grupo Econômico	
15.1 / 15.2 - Posição Acionária	389
15.3 - Distribuição de Capital	397
15.4 - Organograma Dos Acionistas E do Grupo Econômico	398
15.5 - Acordo de Acionistas Arquivado na Sede do Emissor ou do Qual O Controlador Seja Parte	402
15.6 - Alterações Relevantes Nas Participações Dos Membros do Grupo de Controle E Administradores do Emissor	403
15.7 - Principais Operações Societárias	404
15.8 - Outras Informações Relevantes - Controle E Grupo Econômico	410
16. Transações Partes Relacionadas	
16.1 - Descrição Das Regras, Políticas E Práticas do Emissor Quanto À Realização de Transações Com Partes Relacionadas	411
16.2 - Informações Sobre as Transações Com Partes Relacionadas	412
16.3 - Identificação Das Medidas Tomadas Para Tratar de Conflitos de Interesses E Demonstração do Caráter Estritamente Comutativo Das Condições Pactuadas ou do Pagamento Compensatório Adequado	442
16.4 - Outras Informações Relevantes - Transações Com Partes Relacionadas	444
17. Capital Social	
17.1 - Informações Sobre O Capital Social	445
17.2 - Aumentos do Capital Social	446
17.3 - Informações Sobre Desdobramentos, Grupamentos E Bonificações de Ações	447
17.4 - Informações Sobre Reduções do Capital Social	448
17.5 - Outras Informações Relevantes	449
18. Valores Mobiliários	
18.1 - Direitos Das Ações	450
18.2 - Descrição de Eventuais Regras Estatutárias Que Limitem O Direito de Voto de Acionistas Significativos ou Que os Obriguem A Realizar Oferta Pública	451
18.3 - Descrição de Exceções E Cláusulas Suspensivas Relativas A Direitos Patrimoniais ou Políticos Previstos no Estatuto	452

Índice

18.4 - Volume de Negociações E Maiores E Menores Cotações Dos Valores Mobiliários Negociados	453
18.5 - Outros Valores Mobiliários Emitidos no Brasil	454
18.5.a - Número de Titulares de Valores Mobiliários	455
18.6 - Mercados Brasileiros em Que Valores Mobiliários São Admitidos À Negociação	456
18.7 - Informação Sobre Classe E Espécie de Valor Mobiliário Admitida À Negociação em Mercados Estrangeiros	457
18.8 - Títulos Emitidos no Exterior	458
18.9 - Ofertas Públicas de Distribuição	459
18.10 - Destinação de Recursos de Ofertas Públicas	460
18.11 - Ofertas Públicas de Aquisição	461
18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários	462
19. Planos de Recompra/tesouraria	
19.1 - Informações Sobre Planos de Recompra de Ações do Emissor	463
19.2 - Movimentação Dos Valores Mobiliários Mantidos em Tesouraria	464
19.3 - Outras Inf. Relev. - Recompra/tesouraria	465
20. Política de Negociação	
20.1 - Informações Sobre A Política de Negociação de Valores Mobiliários	466
20.2 - Outras Informações Relevantes	467
21. Política de Divulgação	
21.1 - Descrição Das Normas, Regimentos ou Procedimentos Internos Relativos À Divulgação de Informações	469
21.2 - Descrição da política de divulgação de ato ou fato relevante e dos procedimentos relativos à manutenção de sigilo sobre informações relevantes não divulgadas	470
21.3 - Administradores Responsáveis Pela Implementação, Manutenção, Avaliação E Fiscalização da Política de Divulgação de Informações	472
21.4 - Outras Informações Relevantes	473

1.0 - Identificação dos responsáveis

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário

Gustavo Estrella

Cargo do responsável

Diretor Presidente

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário

YueHui Pan

Cargo do responsável

Diretor de Relações com Investidores

1. IDENTIFICAÇÃO DAS PESSOAS RESPONSÁVEIS PELO CONTEÚDO DO FORMULÁRIO

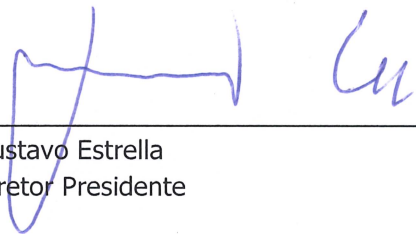
1.1 Declaração individual do Diretor Presidente devidamente assinada, atestando que (a) reviu o formulário de referência; (b) todas as informações contidas no formulário atendem ao disposto na Instrução CVM nº 480, em especial aos arts. 14 a 19; e (c) o conjunto de informações nele contido é um retrato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

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

(a) reviu o formulário de referência;

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

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



Gustavo Estrella
Diretor Presidente

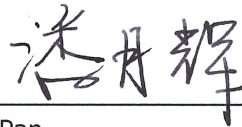
1.1 Declaração individual do Diretor de Relações com Investidores devidamente assinada, atestando que (a) reviu o formulário de referência; (b) todas as informações contidas no formulário atendem ao disposto na Instrução CVM nº 480, em especial aos arts. 14 a 19; e (c) o conjunto de informações nele 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 RNE nº V739928-Q (CGPI/DIREX/DPF), inscrito no CPF/MF sob o nº 061.539.517-16, com escritório localizado na Rua Jorge de Figueiredo Corrêa, nº 1.632, parte, Jardim Professora Tarcília, CEP 13087-397, Campinas, Estado de São Paulo, Brasil, na qualidade de Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores da CPFL Energia S.A. ("Companhia") atesta que:

(a) reviu o formulário de referência;

(b) todas as informações contidas no formulário 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 Vice-Presidente Financeiro e de
Relações com Investidores

2.1/2.2 - Identificação E Remuneração Dos Auditores

Possui auditor?	SIM		
Código CVM	385-9		
Tipo auditor	Nacional		
Nome/Razão social	Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes		
CPF/CNPJ	49.928.567/0001-11		
Data Início	21/12/2011		
Descrição do serviço contratado	Auditoria das demonstrações financeiras para o exercício findo em 31 de dezembro de 2016, e revisão das informações financeiras trimestrais para os trimestres findos em 31 de março, 30 de junho e 30 de setembro de 2016. Durante o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2016, a Deloitte prestou além dos serviços de auditoria das demonstrações financeiras e de revisão das informações intermediárias, os principais serviços relacionados à auditoria: demonstrações contábeis regulatórias, assegurar de covenants financeiros, laudos contábeis, revisão tributária de escrituração contábil e fiscal.		
Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço	-		
Justificativa da substituição	A substituição do auditor independente visa atender a necessidade de rotatividade de auditores prevista no artigo 31 da Instrução CVM nº 308/99.		
Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa do emissor	Não aplicável		
Nome responsável técnico	DATA_INICIO_ATUACAO	CPF	Endereço
Marcelo Magalhães Fernandes	01/01/2012	110.931.498-17	Av. John Dalton 301 - Techno Plaza Corporate, 1º andar, Edifício 2 - Bloco B, Techno Park, Campinas, SP, Brasil, CEP 13069-330, Telefone (019) 37073000, Fax (019) 37073001, e-mail: mfernandes@deloitte.com

Possui auditor?	SIM
Código CVM	418-9
Tipo auditor	Nacional
Nome/Razão social	KPMG Auditores Independentes
CPF/CNPJ	57.755.217/0001-29
Data Início	20/01/2017
Descrição do serviço contratado	Auditoria das Demonstrações Financeiras anuais societárias e revisão limitada das informações trimestrais societárias; auditoria das demonstrações financeiras anuais regulatórias; e auditoria de controles internos para compliance Sox (Sarbanes Oxley) para os exercícios findos em 31/12/2017 e 31/12/2018. 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\$ 5.021 mil referentes à auditoria societária, regulatória e de controles internos Sox para o exercício findo em 31/12/2018 e R\$ 2.032 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	DATA_INICIO_ATUACAO	CPF	Endereço
Marcio José dos Santos	01/01/2017	253.206.858-23	Av. Cel. Silva Telles, 977, 10º andar, Cambuí, Campinas, SP, Brasil, CEP 13024-001, Telefone (19) 31986708, Fax (19) 31986001, e-mail: marciosantos@kpmg.com.br

2.3 - Outras Informações Relevantes

2.3 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

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

A KPMG Auditores Independentes (KPMG) foi contratada pela CPFL Energia para a prestação de serviços de auditoria externa relacionados aos exames das demonstrações financeiras da Companhia. Em atendimento à Instrução CVM nº 381, de 14 de janeiro de 2003 ("Instrução CVM 381/03"), informamos que a KPMG prestou, em 2018, serviços não relacionados à auditoria externa cujos honorários agregados foram superiores a 5% do total de honorários recebidos pelo serviço de auditoria contábil (societária, regulatória e *Sox*).

Referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018, a KPMG prestou, além dos serviços de auditoria das demonstrações financeiras societárias e regulatórias, de revisão das informações intermediárias e de auditoria de *Sox*, os seguintes serviços:

Natureza	Contratação	Duração
Asseguração de <i>covenants</i> financeiros	28/12/2016	Exercícios de 2017 a 2021
Procedimentos previamente acordados - Projetos de P&D	18/08/2016	24 meses
Laudos contábeis para reestruturações societárias	01/09/2017	Inferior a 1 ano
Serviços de <i>compliance</i> tributário - Escrituração Contábil-Fiscal (ECF)	28/12/2016	Exercícios de 2017 a 2021
Outros serviços de <i>compliance</i> tributário	01/09/2017	24 meses
Procedimentos previamente acordados - Retificações tributárias de anos anteriores	03/05/2018 e 05/07/2018	12 meses
Revisão da ECD Contábil do ano calendário 2017	18/05/2018	24 meses
Treinamento IFRS	14/09/2018	Inferior a 1 ano
Assessoria tributária relacionadas as obrigações SISCOSEV e EFD Contribuições Pis/Cofins	04/10/2018	24 meses
<i>Due Diligence</i>	02/03/2018	12 meses

Contratamos um total de R\$ 2.032 mil referentes aos serviços descritos acima, o que equivale a 40,5% dos honorários de auditoria externa das demonstrações financeiras societárias e regulatórias, de revisão das informações intermediárias e de auditoria de *Sox* referentes ao exercício social de 2018 da Companhia e suas controladas.

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

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

3.1 - Informações Financeiras - Consolidado

(Reais)	Exercício social (31/12/2018)	Exercício social (31/12/2017)	Exercício social (31/12/2016)
Patrimônio Líquido	12.532.383.000,00	11.186.344.000,00	10.372.668.000,00
Ativo Total	42.211.530.000,00	41.282.912.000,00	42.170.992.000,00
Rec. Liq./Rec. Intermed. Fin./Prem. Seg. Ganhos	28.136.627.000,00	26.744.905.000,00	19.112.089.000,00
Resultado Bruto	3.708.467.000,00	3.021.834.000,00	2.522.608.000,00
Resultado Líquido	2.165.995.000,00	1.243.042.000,00	879.057.000,00
Número de Ações, Ex-Tesouraria (Unidades)	1.017.914.746	1.017.914.746	1.017.914.746
Valor Patrimonial da Ação (Reais Unidade)	12,311820	10,989470	10,190115
Resultado Básico por Ação	2,021820	1,158987	0,885030
Resultado Diluído por Ação	2,01	1,15	0,87

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\$ 5.637.308, R\$ 4.863.856 e R\$ 4.125.765 nos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2018, 2017 e 2016, respectivamente.

O Endividamento Total representa a soma das dívidas financeiras da Companhia (empréstimos e financiamentos, debêntures), e apresentou o valor total de R\$20.376.804, R\$20.168.583 e R\$22.043.987 em 31 de dezembro de 2018, 2017 e 2016, respectivamente. O Endividamento Bruto representa a soma das dívidas financeiras da Companhia (empréstimos e financiamentos, debêntures e a posição líquida de derivativos), e apresentou o valor total de R\$ 19.751.610, R\$ 19.615.459 e R\$ 21.357.651 em 31 de dezembro de 2018, 2017 e 2016, 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\$ 17.860.153, R\$ 16.365.817 e R\$ 15.192.654 em 31 de dezembro de 2018, 2017 e 2016, respectivamente.

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		
	2018	2017	2016
Lucro líquido contábil	2.165.995	1.243.042	879.057
Impostos sobre o lucro	773.982	603.629	501.490
Resultado financeiro	1.102.687	1.487.554	1.453.474
Depreciação e amortização	1.594.065	1.529.052	1.291.165
Amortização de mais valia de ativos	579	579	579
EBITDA	5.637.308	4.863.856	4.125.765

3.2 - Medições Não Contábeis

CONSOLIDADO (em milhares de reais)	Saldo em 31 de dezembro de		
	2018	2017	2016
Empréstimos e financiamentos	11.435.959	10.992.057	13.044.041
Debêntures	8.940.845	9.176.526	8.999.946
Endividamento total	20.376.804	20.168.583	22.043.987
Derivativos	(625.194)	(553.124)	(686.336)
Endividamento bruto	19.751.610	19.615.459	21.357.651
Caixa e Equivalentes de Caixa	(1.891.457)	(3.249.642)	(6.164.997)
Endividamento líquido	17.860.153	16.365.817	15.192.654

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 EBITDA (*earnings before interest, taxes, depreciation and amortization*) é calculado a partir do lucro líquido ou prejuízo do exercício, acrescido pelo imposto sobre o lucro, resultado financeiro, depreciação e amortização e amortização de mais valia de ativos. O EBITDA fornece uma medida gerencial útil do desempenho das empresas do grupo CPFL Energia e a definição de EBITDA utilizada pela Companhia pode não ser comparável àquelas utilizadas por outras empresas. Ressalta-se que o EBITDA não é uma medida de desempenho financeiro segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil, nem pelas Normas Internacionais de Relatório Financeiro – International Financial Reporting Standards (IFRS), emitidas pelo International Accounting Standard Board (IASB) e tampouco deve ser considerado isoladamente ou como alternativa a outros indicadores financeiros, como o lucro líquido ou seus fluxos de caixa operacionais, ou como medida de liquidez ou performance da Companhia ou base para a distribuição de dividendos. O EBITDA está sendo apresentado de acordo com a Instrução 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 Total, Endividamento Bruto e Endividamento Líquido, pois (i) tanto os saldos de debêntures, como os de empréstimos e financiamentos constituem-se de dívidas financeiras, com características semelhantes entre si, e (ii) as operações de derivativos são majoritariamente contratadas para proteção cambial e de juros destas mesmas operações, de forma que os valores devem ser analisados em conjunto. Ademais, os conceitos de Endividamento Bruto e de Endividamento Líquido são utilizados com frequência para o estabelecimento de cláusulas restritivas financeiras de contratos de empréstimos, financiamentos e de debêntures.

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

3.3 - Eventos Subsequentes às Últimas Demonstrações Financeiras

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

Não ocorreram eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras de encerramento de exercício social que as alterassem substancialmente.

3.4 - Política de Destinação Dos Resultados

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

	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2016
a) Regras sobre retenção de lucros	<p>De acordo com a Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, conforme alterada ("Lei das Sociedades por Ações") e com o Estatuto Social da Companhia, o lucro líquido do exercício terá obrigatoriamente a seguinte destinação:</p> <p>a) 5% (cinco por cento) para a formação da reserva legal, até atingir 20% (vinte por cento) do capital social subscrito;</p> <p>b) pagamento de dividendo obrigatório;</p> <p>c) o lucro remanescente, ressalvada deliberação em contrário da Assembleia Geral, será destinado à formação de reserva de reforço de capital de giro, cujo total não poderá exceder o valor do capital social subscrito.</p> <p>A Lei das Sociedades por Ações estabelece que a Assembleia Geral poderá, por proposta do Conselho de Administração, deliberar reter parcela do lucro líquido do exercício prevista em orçamento de capital por ela previamente aprovado.</p> <p>Em caso de prejuízo, as reservas constituídas poderão ser utilizadas para absorver o prejuízo remanescente, sendo a reserva legal a última a ser absorvida.</p> <p>Em 2018, por meio de Assembleia Geral Extraordinária, a Companhia extinguiu a Reserva Estatutária – Ajustes do Ativo Financeiro</p>	<p>De acordo com a Lei das Sociedades por Ações e com o Estatuto Social da Companhia, o lucro líquido do exercício terá obrigatoriamente a seguinte destinação:</p> <p>a) 5% (cinco por cento) para a formação da reserva legal, até atingir 20% (vinte por cento) do capital social subscrito;</p> <p>b) pagamento de dividendo obrigatório;</p> <p>c) constituição de Reserva de Ajustes do Ativo Financeiro da Concessão, mensalmente ou em outra periodicidade definida pela Companhia, com o ganho ou perda correspondente à variação da expectativa de fluxo de caixa do Ativo Financeiro da Concessão de sociedades controladas, reconhecido na Companhia através de equivalência patrimonial e contabilizado no resultado do período, líquido dos efeitos tributários. O valor a ser destinado para a constituição dessa reserva será limitado ao saldo da conta "Lucro ou Prejuízo Acumulado", após a eventual constituição das Reservas para Contingências, de Incentivos Fiscais e de Lucros a Realizar:</p> <p>(c.i) a realização da Reserva de Ajustes do Ativo Financeiro da Concessão ocorrerá ao final do período de concessão das sociedades controladas, quando do pagamento da indenização pelo Poder Concedente, bem como pela baixa do Ativo Financeiro da Concessão decorrente de alienação ou</p>	<p>De acordo com a Lei das Sociedades por Ações e com o Estatuto Social da Companhia, o lucro líquido do exercício terá obrigatoriamente a seguinte destinação:</p> <p>a) 5% (cinco por cento) para a formação da reserva legal, até atingir 20% (vinte por cento) do capital social subscrito;</p> <p>b) pagamento de dividendo obrigatório;</p> <p>c) constituição de Reserva de Ajustes do Ativo Financeiro da Concessão, mensalmente ou em outra periodicidade definida pela Companhia, com o ganho ou perda correspondente à variação da expectativa de fluxo de caixa do Ativo Financeiro da Concessão de sociedades controladas, reconhecido na Companhia através de equivalência patrimonial e contabilizado no resultado do período, líquido dos efeitos tributários. O valor a ser destinado para a constituição dessa reserva será limitado ao saldo da conta "Lucro ou Prejuízo Acumulado", após a eventual constituição das Reservas para Contingências, de Incentivos Fiscais e de Lucros a Realizar:</p> <p>(c.i) a realização da Reserva de Ajustes do Ativo Financeiro da Concessão ocorrerá ao final do período de concessão das sociedades controladas, quando do pagamento da indenização pelo Poder Concedente, bem como pela baixa do Ativo Financeiro da Concessão decorrente de alienação ou</p>

3.4 - Política de Destinação Dos Resultados

	<p>da Concessão, e seu saldo acumulado foi transferido para a conta de Lucros Acumulados, compondo o valor total a ser distribuído no ano de 2018.</p> <p>Em 2018, amparada na Lei das Sociedades por Ações, e considerando o atual cenário econômico adverso, a Companhia constituiu Reserva Estatutária – Reforço de Capital de Giro.</p>	<p>reestruturação societária, e resultará na reversão dos respectivos valores para "Lucros ou Prejuízos Acumulados".</p> <p>(c.ii) o saldo da Reserva de Ajustes do Ativo Financeiro da Concessão não poderá exceder o saldo do Ativo Financeiro da Concessão registrado nas Demonstrações Financeiras consolidadas da Companhia;</p> <p>d) o lucro remanescente, ressalvada deliberação em contrário da Assembleia Geral, será destinado à formação de reserva de reforço de capital de giro, cujo total não poderá exceder o valor do capital social subscrito.</p> <p>A Lei das Sociedades por Ações estabelece que a Assembleia Geral poderá, por proposta do Conselho de Administração, deliberar reter parcela do lucro líquido do exercício prevista em orçamento de capital por ela previamente aprovado.</p> <p>Em caso de prejuízo, as reservas constituídas poderão ser utilizadas para absorver o prejuízo remanescente, sendo a reserva de ajustes do ativo da concessão e a reserva legal, nesta ordem, as últimas a serem absorvidas.</p> <p>Em 2017, amparada no artigo 194 da Lei das Sociedades por Ações, a Companhia constituiu Reserva Estatutária – Ajustes do Ativo Financeiro da Concessão com a finalidade de adequar o fluxo de caixa proveniente do recebimento da indenização, pelo Poder Concedente, ao final do prazo de concessão das distribuidoras controladas</p>	<p>reestruturação societária, e resultará na reversão dos respectivos valores para "Lucros ou Prejuízos Acumulados".</p> <p>(c.ii) o saldo da Reserva de Ajustes do Ativo Financeiro da Concessão não poderá exceder o saldo do Ativo Financeiro da Concessão registrado nas Demonstrações Financeiras consolidadas da Companhia;</p> <p>d) o lucro remanescente, ressalvada deliberação em contrário da Assembleia Geral, será destinado à formação de reserva de reforço de capital de giro, cujo total não poderá exceder o valor do capital social subscrito.</p> <p>A Lei das Sociedades por Ações estabelece que a Assembleia Geral poderá, por proposta do Conselho de Administração, deliberar reter parcela do lucro líquido do exercício prevista em orçamento de capital por ela previamente aprovado.</p> <p>Em caso de prejuízo, as reservas constituídas poderão ser utilizadas para absorver o prejuízo remanescente, sendo a reserva de ajustes do ativo da concessão e a reserva legal, nesta ordem, as últimas a serem absorvidas.</p> <p>Em 2016, amparada no artigo 194 da Lei das Sociedades por Ações, a Companhia constituiu Reserva Estatutária – Ajustes do Ativo Financeiro da Concessão com a finalidade de adequar o fluxo de caixa proveniente do recebimento da indenização, pelo Poder Concedente, ao final do prazo de concessão das distribuidoras controladas</p>
--	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

3.4 - Política de Destinação Dos Resultados

		pela CPFL Energia, com o resultado acumulado nas alterações da expectativa dos fluxos de caixa desses ativos financeiros. Em 2017, amparada na Lei das Sociedades por Ações, e considerando o atual cenário econômico adverso e as incertezas quanto às projeções de mercado das distribuidoras, a Companhia constituiu a Reserva Estatutária – reforço de capital de giro.	pela CPFL Energia, com o resultado acumulado nas alterações da expectativa dos fluxos de caixa desses ativos financeiros. Em 2016, amparada na Lei das Sociedades por Ações, e considerando o atual cenário econômico adverso e as incertezas quanto às projeções de mercado das distribuidoras, a Companhia constituiu a Reserva Estatutária – reforço de capital de giro.
a.i) Valores das Retenções de Lucros	R\$ 1.466.353.723,21	R\$ 840.572.163,43	R\$ 634.060.513,06
a.ii) Percentuais em relação aos lucros totais declarados	75,00%	75,00%	74,09%
b) Regras sobre distribuição de dividendos	O Estatuto Social da Companhia prevê a distribuição como dividendo de, no mínimo, 25% do lucro líquido ajustado na forma da lei, aos titulares de suas ações. As regras sobre a distribuição de dividendos apresentadas referem-se aos três exercícios sociais.		
c) Periodicidade das distribuições de dividendos	O Estatuto Social da Companhia estabelece que o dividendo obrigatório poderá ser pago antecipadamente, no curso do exercício e até a Assembleia Geral Ordinária que deliberar sobre o respectivo montante. O valor do dividendo antecipado será compensado com o do dividendo obrigatório do exercício. A Assembleia Geral determinará o pagamento do saldo do dividendo obrigatório, se houver, bem como a reversão àquela reserva do valor pago antecipadamente. Ressaltamos que cabe ao nosso Conselho de Administração a prerrogativa de declarar dividendos intermediários à conta de lucros apurados no balanço semestral ou, observadas as disposições legais, apurado em períodos menores que o semestre, ou, ainda, à conta de lucros acumulados ou reservas de lucros existentes no último balanço anual ou semestral. O Conselho de Administração poderá, também, declarar juros sobre o capital próprio e imputá-los ao pagamento do dividendo mínimo obrigatório. Os dividendos, salvo deliberação em contrário da Assembleia Geral, devem ser pagos no prazo máximo de 60 (sessenta) dias, contado a partir da data da deliberação de sua distribuição e, em qualquer caso, dentro do exercício social. A periodicidade das distribuições de dividendos apresentada refere-se aos três exercícios sociais.		
d) Eventuais restrições à distribuição de dividendos impostas por	A Companhia e suas controladas estão sujeitas a restrições de distribuição de dividendos em função de alguns empréstimos, mais especificamente empréstimos obtidos junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico Social - BNDES. Existem três situações que merecem destaque: (i) regra geral; (ii) Centrais Elétricas		

3.4 - Política de Destinação Dos Resultados

<p>legislação ou regulamentação especial aplicável ao emissor, assim como contratos, decisões judiciais, administrativas ou arbitrais</p>	<p>da Paraíba S.A. ("EPASA"); e (iii) controladas e outras controladas em conjunto pela CPFL Geração.</p> <p>A regra geral versa que as empresas podem distribuir dividendos se atendidas (i) integralmente as obrigações restritivas estabelecidas no contrato; e (ii) à manutenção de determinados índices financeiros em parâmetros pré-estabelecidos apurados anualmente. Exemplos destes parâmetros podem ser: endividamento financeiro líquido dividido pelo EBITDA e endividamento financeiro líquido dividido pela soma do endividamento financeiro líquido e o patrimônio líquido, entre outros.</p> <p>Para o empréstimo do empreendimento controlado em conjunto pela CPFL Geração, EPASA (ainda em vigor), junto ao BNDES – modalidade FINEM – em caso de descumprimento de cláusulas restritivas financeiras, fica proibida a distribuição de dividendos acima do mínimo obrigatório até que o índice seja restabelecido.</p> <p>No caso da controlada e dos empreendimentos controlados em conjunto pela CPFL Geração, os empréstimos captados junto ao BNDES pela controlada CERAN (até 2016) e pelos empreendimentos controlados em conjunto BAESA (até 2017), ENERCAN (até 2016) e Foz do Chapecó (ainda em vigor) determinam restrições ao pagamento de dividendos a seus acionistas acima de parâmetros pré-estabelecidos sem a prévia anuência destas instituições.</p> <p>Além disso, a Lei das Sociedades por Ações permite que a Companhia e suas controladas, conforme aplicável, suspendam a distribuição de dividendos mínimos obrigatórios em qualquer exercício social, caso o Conselho de Administração da Companhia ou o respectivo órgão competente das controladas informe aos acionistas sobre a incompatibilidade de tal distribuição com a situação financeira da Companhia ou de suas controladas. Nesta hipótese, os acionistas da Companhia poderão não receber dividendos ou juros sobre o capital próprio.</p>
<p>e) Se o emissor possui uma política de destinação de resultados formalmente aprovada, informando órgão responsável pela aprovação, data da aprovação e, caso o emissor divulgue a política, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado</p>	<p>Não há uma política específica de distribuição de dividendos. Os dividendos são distribuídos considerando as regras previstas em lei, respeitando o Estatuto Social da Companhia.</p>

3.5 - Distribuição de Dividendos E Retenção de Lucro Líquido

(Reais)	Exercício social 31/12/2018	Exercício social 31/12/2017	Exercício social 31/12/2016
Lucro líquido ajustado	1.955.138.297,61	1.120.762.884,57	855.840.513,06
Dividendo distribuído em relação ao lucro líquido ajustado (%)	25,000000	25,000000	25,913707
Taxa de retorno em relação ao patrimônio líquido do emissor (%)	20,053499	13,164612	11,303418
Dividendo distribuído total	488.784.574,40	280.190.721,14	221.780.000,00
Lucro líquido retido	1.466.353.723,21	840.572.163,43	634.060.513,06
Data da aprovação da retenção	30/04/2019	27/04/2018	28/04/2017

Lucro líquido retido	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo
Dividendo Obrigatório						
Ordinária	488.784.574,40		280.190.721,14	26/06/2018	213.960.128,27	20/01/2017
Outros						
Ordinária					7.819.871,73	20/01/2017

3.6 - Declaração de Dividendos À Conta de Lucros Retidos ou Reservas

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

Não foram declarados dividendos à conta de lucros retidos ou de reservas constituídas em exercícios sociais anteriores, para os últimos três exercícios sociais.

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
31/12/2018	29.679.147.000,00	Índice de Endividamento	2,36819661	

3.8 - Obrigações

Exercício social (31/12/2018)							
Tipo de Obrigação	Tipo de Garantia	Outras garantias ou privilégios	Inferior a um ano	Um a três anos	Três a cinco anos	Superior a cinco anos	Total
Empréstimo	Garantia Real		7.531.000,00	20.219.000,00	31.940.000,00	0,00	59.690.000,00
Títulos de dívida	Garantia Real		128.379.000,00	257.195.000,00	196.802.000,00	235.996.000,00	818.372.000,00
Financiamento	Garantia Real		633.466.000,00	1.269.932.000,00	1.058.605.000,00	2.099.076.000,00	5.061.079.000,00
Financiamento	Quirografárias		63.397.000,00	85.414.000,00	65.756.000,00	261.514.000,00	476.081.000,00
Títulos de dívida	Quirografárias		788.974.000,00	4.626.530.000,00	1.864.488.000,00	842.481.000,00	8.122.473.000,00
Empréstimo	Quirografárias		1.741.718.000,00	3.034.952.000,00	1.062.437.000,00	0,00	5.839.107.000,00
Total			3.363.465.000,00	9.294.242.000,00	4.280.028.000,00	3.439.067.000,00	20.376.802.000,00

Observação

Observações: Estes valores referem-se às demonstrações financeiras consolidadas. A separação dos valores das obrigações do emissor e suas controladas em função das garantias atreladas utilizaram as categorias garantia real, garantia flutuante, quirografária, bem como outro tipo de garantia ou privilégio:

Garantias reais: referem-se a recebíveis, vinculação de receitas, direitos creditórios, vinculação de bens próprios, alienação fiduciária, cessão fiduciária e penhor de quotas;

Garantias flutuantes: são aquelas que asseguram privilégio geral sobre o ativo da Companhia, mas não impedem a negociação dos bens que compõem esse ativo. A Companhia e suas controladas não possuem obrigações com esta categoria de garantias;

Quirografárias: contemplam também as garantias fidejussórias que são as fianças e avais corporativos dados pela controladora às suas controladas, assim como os demais passivos sem garantia específica.

3.9 - Outras Informações Relevantes

3.9 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

A Companhia possui uma Política de Dividendos, aprovada pelo Conselho de Administração em 20 de maio de 2019.

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

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

A Política de Dividendos da Companhia encontra-se disponível para consulta no site da CVM (<http://sistemas.cvm.gov.br/?CiaDoc>), bem como no site de Relações com Investidores da Companhia (www.cpfl.com.br/ri).

Aquisição das ações de emissão da CPFL Energias Renováveis S.A.

A Companhia e sua controladora, a State Grid Brazil Power Participação S.A. ("State Grid"), celebraram, em 21 de maio de 2019, um Memorando de Entendimentos vinculante ("MoU"), tendo como objetivo estabelecer as bases que regularão as negociações para uma potencial operação envolvendo a aquisição, pela CPFL Energia, da totalidade da participação que a State Grid detém diretamente na CPFL Energia Renováveis S.A. ("CPFL-R"), companhia aberta controlada indiretamente pela Companhia ("Transação").

A Transação tem como objetivos, entre outros, a criação de potenciais sinergias entre a Companhia e suas controladas, correspondendo a um primeiro passo de uma possível reestruturação mais ampla ainda a ser avaliada, permitindo, ademais, que a Companhia passe a deter todas as ações de emissão da CPFL-R, com exceção das ações detidas pelos seus acionistas minoritários, mitigando assim a necessidade de que a Companhia emita novas ações numa potencial consolidação futura envolvendo a CPFL-R, o que poderia comprometer o cumprimento da exigência do art. 10 do Regulamento do Novo Mercado mesmo após a realização da pretendida oferta pública, conforme divulgada por meio dos fatos relevantes datados de 2, 22 e 24 de abril e 21 e 30 de maio de 2019 ("Oferta").

Os termos do MOU foram negociados de forma independente pelos representantes da CPFL Energia. Além das condições usuais neste tipo de operação, tais como a negociação e celebração de contratos definitivos, o MOU prevê condições para a efetivação da Transação, dentre elas: (i) que a operação está sujeita à conclusão bem sucedida da Oferta, tendo em vista que a Companhia pretende usar até a totalidade dos recursos líquidos obtidos com a Oferta para financiar a aquisição; (ii) que a operação está sujeita à aprovação pelos órgãos competentes de cada parte; (iii) que o valor a ser pago pela Companhia pela totalidade das ações de emissão da CPFL-R detidas pela State Grid seria negociado e determinado de maneira independente pela CPFL Energia e pela State Grid, e as partes confirmarão que a operação está sendo realizada em bases comutativas, observado que a State Grid já declarou que aceita vender as ações a um preço por ação de R\$ 16,85.

3.9 - Outras Informações Relevantes

Os membros independentes do Conselho de Administração da Companhia em reunião realizada em 29 de maio de 2019 aprovaram o preço final da Transação, confirmado em R\$ 16,85 por ação ordinária, e totalizando o valor de R\$ 4.107.555.234,40 e ratificaram a contratação do UBS como assessor financeiro que elaborou o Laudo de Avaliação que auxiliou na decisão do preço da transação. A aprovação final da Transação e a celebração do contrato de compra e venda definitivo serão objeto oportunamente de nova deliberação pelo Conselho de Administração da Companhia.

Integração da CPFL Renováveis

Nossa administração aprovou um plano para a integração para a CPFL Energias Renováveis S.A. ("CPFL-R"), cuja implementação se iniciará na data em que adquirirmos todas as ações de emissão da CPFL-R atualmente detidas pela State Grid Brazil Power Participações S.A. (que, na data deste Formulário de Referência, representam 46,76% das ações de emissão da CPFL-R) ("Aquisição" e "Plano de Integração", respectivamente). Nós esperamos financiar parcialmente tal aquisição por meio da oferta pública subsequente de ações da Companhia lançada em maio de 2019, conforme descrita no item 18.9 deste Formulário de Referência. Nosso Plano de Integração envolve (i) a implementação de planos para a reestruturação e melhoria das operações da CPFL-R, com o objetivo de criar sinergias entre a CPFL-R e os nossos negócios; e (ii) a condução de estudos e análises visando a uma reorganização societária que poderia envolver a combinação, total ou parcial, da CPFL-R e da CPFL Geração de Energia S.A., que está sujeita à revisão adicional e à aprovação final pela nossa administração. A potencial combinação somente ocorrerá após uma decisão final com relação à exigência da B3 de reestabelecimento do *free float* (ações em circulação) da CPFL-R.

Potencial Reorganização Societária Relacionada à Aquisição das Ações da Companhia e da CPFL RENOVÁVEIS pela State Grid

Em 23 de janeiro de 2017, foi celebrado Contrato de Aquisição de Ações entre a State Grid Brazil Power Participações SA., a Camargo Correa S.A., a Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – PREVI, a FUNCESP, a Fundação Sistel de Seguridade Social, a Fundação Petrobras de Seguridade Social – PETROS, a Fundação SABESP de Seguridade Social — SABESPREV, e certas outras partes, por meio do qual a State Grid se tornou a controladora da Companhia, com 54,64% do seu capital votante e total ("Aquisição do Controle"). Posteriormente, em 30 de novembro de 2017, a State Grid adquiriu uma participação adicional de 40,11% do capital votante e total da Companhia via oferta pública de aquisição de ações, remanescendo com a participação atual na Companhia de 94,75% do capital votante e total. Em novembro de 2018, a State Grid também adquiriu, via oferta pública de aquisição de ações, 48,39% do capital votante e total da CPFL Renováveis.

O percentual da participação da State Grid no capital social da CPFL Renováveis foi diluído para 46,76%, visto que a State Grid não exerceu o direito de preferência no aumento de capital da CPFL Renováveis homologado por seu conselho de administração em 4 de junho de 2019, e realizado com o objetivo de capitalização de um AFAC (Adiantamento para Futuro Aumento de Capital) que a CPFL Geração detinha na CPFL Renováveis desde 2016.

Em razão destas aquisições, a Administração está avaliando a reorganização societária dos seus negócios, visando a otimização de sua operação e conseqüente ganho em eficiência. Caso esta reorganização venha a ser concretizada, poderá resultar no aproveitamento da mais-valia de ativos, contabilizados pela State Grid em razão da Aquisição do Controle da Companhia e nas aquisições de participações adicionais na Companhia e na CPFL Renováveis, via ofertas públicas de aquisição de ações, considerando o preço pago em relação ao valor patrimonial das ações da Companhia e da CPFL Renováveis, à época.

Informações complementares ao item 3.8

- (i) Financiamentos com garantia quirográfrica referem-se essencialmente a montantes apresentados como Mensuradas ao Custo Pré-fixadas, linhas de crédito de Empréstimos Bancários na nota explicativa nº 16 das Demonstrações Financeiras da Companhia para o

3.9 - Outras Informações Relevantes

exercício findo em 31 de dezembro de 2018;

- (ii) Financiamentos com garantia real referem-se essencialmente a montantes apresentados como Mensuradas ao Custo, linhas de crédito de FINEM, FINAME e FINEP, e custos com captação, na nota explicativa nº 16 das Demonstrações Financeiras da Companhia para o exercício findo em 31 de dezembro de 2018;
- (iii) Empréstimos com garantia quirografária referem-se aos contratos de empréstimos em moeda estrangeira, bem como os valores de ajuste ao valor justo e custos com captação, apresentados na nota explicativa nº 16 das Demonstrações Financeiras da Companhia para o exercício findo em 31 de dezembro de 2018; e
- (iv) Títulos de dívida com garantias real e quirografária referem-se essencialmente aos montantes apresentados como Debêntures na nota explicativa nº 17 das Demonstrações Financeiras da Companhia para o exercício findo em 31 de dezembro de 2018.

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.

4.1 - Descrição Dos 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 nas informações trimestrais – ITR e as respectivas notas explicativas antes de decidir manter ou investir em valores mobiliários de nossa emissão. Os nossos negócios, nossa situação financeira, fluxo de caixa, liquidez e/ou negócios futuros e nossos 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, nossa condição financeira, nossos resultados operacionais, nosso fluxo de caixa, nossos negócios futuros e o preço de mercado de nossas ações.

Nesta seção, quando nós 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, nossa condição financeira, nossos resultados operacionais, nosso fluxo de caixa, liquidez, negócios, futuros de nossas subsidiárias e nosso e o preço de mercado de nossas ações, bem como o preço de outros valores mobiliários que venham a ser emitidos por nós. Expressões similares incluídas nesta seção "4.1. Fatores de Risco" devem ser compreendidas nesse contexto.

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

Determinados fatores de risco nesta seção "4.1. Fatores de Risco" que estejam em um subitem podem também se aplicar a outros subitens.

a. ao emissor;

Podemos não atingir o free float mínimo exigida pela B3 dentro do prazo estabelecido.

De acordo com os requisitos do Regulamento do Novo Mercado da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão, teríamos o prazo de 18 meses, a partir de 30 de novembro de 2017, para tomar uma decisão de restabelecer o percentual mínimo de ações em circulação no mercado (*free float*). Em 22 de abril de 2019, a B3 aprovou nosso pedido de extensão de prazo para atingimento do percentual mínimo de *free float* de 15% do nosso capital social total até 31 de outubro de 2019.

A Companhia divulgou fato relevante em 02 de abril de 2019 informando que tem o objetivo de realizar oferta pública subsequente de distribuição de ações da Companhia que tem por objetivo o atingimento do percentual mínimo de *free float* de 15% do nosso capital social. Considerando que podemos não ter sucesso na realização da referida oferta e, conseqüentemente, podemos não ser capazes de atingir o percentual mínimo de 15% de *free float* dentro do prazo estabelecido pela B3. O insucesso em restabelecer este percentual poderá resultar na aplicação de penalidades, multas ou sanções. Tais penalidades podem afetar negativamente nossos negócios e a nossa imagem e, de acordo com as sanções previstas no Regulamento do Novo Mercado, podem eventualmente acarretar nossa suspensão ou nossa saída compulsória deste segmento de listagem.

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

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, tal como quando adquirimos a RGE Sul, em outubro de 2016, ou realizar investimentos sem direito a controle em empresas do setor. Tais aquisições 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. Assim, a integração dos nossos negócios com os negócios das companhias adquiridas e a captação de suas sinergias 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 ("ANEEL") 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, isso poderá aumentar a nossa alavancagem ou reduzir o nosso lucro. Além disso, podemos não ser capazes de 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.

Nosso negócio de transmissão pode ser obrigado a realizar determinado trabalho por um preço estabelecido pela ANEEL, o qual pode ser com base em custos pouco realistas e em um custo médio ponderado inferior àquele que aceitamos nos leilões dos quais participamos.

As leis e os regulamentos aplicáveis, bem como a concessão de contratos para os nossos negócios de transmissão, estabelecem que somos obrigados a realizar manutenção e melhorias nas instalações de transmissão existentes quando forem ordenadas pela ANEEL. O preço desses projetos é determinado unilateralmente pela ANEEL com base nos preços incluídos em uma base de dados teórica de custos e no custo de capital médio ponderado regulatório, que pode ser inferior àqueles que aceitamos em leilões dos quais participamos. Podemos realizar trabalhos para os quais os retornos sobre os investimentos podem diferir das nossas expectativas.

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

O nosso negócio envolve a coleta, armazenamento, processamento e transmissão de dados pessoais ou confidenciais de clientes, fornecedores e empregados. Nós também utilizamos os sistemas chave de tecnologia da informação para controle das operações comerciais e de energia, administrativas e financeiras. Um crescente número de organizações, incluindo grandes empresas, instituições financeiras e instituições governamentais, vem divulgando violações de seus sistemas de tecnologia da informação e segurança da informação, algumas delas envolvendo ataques sofisticados e alvos altamente selecionados, incluindo em partes de seus websites ou infraestrutura.

As técnicas usadas para obter acesso não autorizado, impróprio ou ilegal a nossos sistemas, dados ou dados de nossos clientes, para desligar ou deteriorar serviços ou sabotar sistemas, podem não ser detectadas rapidamente, e não ser reconhecidas até serem lançadas contra um alvo. Partes não autorizadas podem tentar obter acesso a nossos sistemas ou instalações por diversos meios, incluindo, entre outros, a invasão de nossos sistemas ou de nossos clientes, parceiros ou fornecedores, ou tentar, de modo fraudulento, induzir nossos empregados, parceiros, fornecedores ou outros usuários de nossos sistemas a divulgar nomes de usuários, senhas, informações sobre cartões de pagamento, ou outras informações confidenciais, que por sua vez, podem ser utilizadas para acessar os 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.

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

A nossa tecnologia da informação e infraestrutura podem ser vulneráveis a ciberataques ou violações de segurança, assim terceiros poderão acessar os dados pessoais ou exclusivos de nossos clientes, fornecedores e empregados que estiverem armazenados ou acessíveis através desses sistemas. Nossas medidas de segurança podem também ser violadas por falha humana, atos ilícitos, erros ou vulnerabilidades de sistema, ou outras irregularidades. Qualquer violação, efetiva ou percebida, 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. Ademais, quaisquer violações da segurança da rede ou de dados de nossos clientes ou fornecedores, incluindo o data center, pode ter efeitos adversos semelhantes. As vulnerabilidades ou violações de dados, reais ou percebidas, pode dar origem a ações contra a Companhia.

Adicionalmente, nós não mantemos seguros específicos 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 são suficientes para proteção contra ciberataques e violações de privacidade.

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 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 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

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

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 publicização da infração, eliminação dos dados pessoais a que se refere a infração e multa.

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.

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, nossa condição financeira e os nossos 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, a Lei Anticorrupção considera sanções administrativas a serem aplicadas em consequência de um ato lesivo à administração pública. O não cumprimento de leis de combate à corrupção ou quaisquer investigações de má conduta ou execução de ações contra nós pode levar a multas, perda

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

de alvarás de funcionamento e danos à reputação, bem como a outras penalidades, podendo nos afetar de modo adverso relevante. Não podemos garantir que nossas diretrizes de Compliance 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.

Nossos controles internos poderão ser insuficientes para evitar ou detectar todas as violações da legislação aplicável ou de nossas políticas internas.

Nossos controles internos podem não ser suficientes para evitar ou detectar todas as condutas impróprias, fraudes ou violações de leis aplicáveis por parte de nossos colaboradores e membros de nossa administração. Caso nossos colaboradores ou outras pessoas relacionadas à nós se envolvam em práticas fraudulentas, corruptas ou desleais ou violem leis e regulamentos aplicáveis ou nossas políticas internas, nós poderemos ser responsabilizados por qualquer uma dessas violações, o que pode resultar em penalidades, multas ou sanções que podem afetar substancial e negativamente os nossos negócios e a nossa imagem.

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.

A aquisição das ações de emissão da CPFL Energias Renováveis S.A. detidas pela State Grid Brazil Power Participações S.A. pode não ser concluída, ou não ser concluída nos termos e condições já contratados.

Nós e nossa controladora, a State Grid Brazil Power Participações S.A. ("State Grid"), celebramos, em 21 de maio de 2019, um Memorando de Entendimentos vinculante ("MoU"), tendo como objetivo estabelecer as bases que regularão as negociações para uma potencial operação envolvendo a aquisição, por nós, da totalidade da participação que a State Grid detém diretamente na CPFL Energias Renováveis S.A. ("CPFL-R"), companhia aberta controlada indiretamente por nós ("Transação"). A ratificação da contratação do UBS, como assessor financeiro, que elaborou o laudo de avaliação do valor das ações de emissão da CPFL-R, bem como o preço final por ação da Transação, de R\$16,85 por ação de emissão da CPFL-R, foram aprovados em Reunião do nosso Conselho de Administração realizada em 29 de maio de 2019.

A conclusão da Transação está sujeita à negociação e celebração dos documentos definitivos da Transação, à conclusão bem sucedida da oferta pública com esforços restritos de colocação primária de nossas ações, conforme lançada em 30 de maio de 2019 e à aprovação pelos órgãos competentes de cada parte envolvida. As condições para a conclusão da Transação podem não ser implementadas e a Transação não ser concluída, ou ser finalmente aprovada e concluída com termos e condições diversos dos já aprovados.

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 pode 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 despende

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

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.

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% de nosso capital com direito a voto, por meio da qual adquiriu o poder de controle da nossa 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 de nossas ações. 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 de nossas ações ordinárias, equivalentes a 94,75% do nosso capital acionário total.

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

Nosso acionista controlador pode dirigir nossas ações em áreas como estratégia de negócios, financeira, distribuição, aquisição e alienação de ativos ou negócios. As decisões do nosso acionista controlador quanto a estes assuntos podem divergir das expectativas ou preferências dos nossos acionistas não controladores, inclusive detentores de nossas ADSs. Para maiores informações sobre a aquisição da State Grid, vide "Item 15.7" deste formulário.

c. a seus acionistas e detentores de ADSs;

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

O valor de mercado dos valores mobiliários das emissoras brasileiras é afetado pela economia e condições de mercado de outros países, inclusive dos Estados Unidos, da União Europeia e de países de economia emergente. A crise financeira global que começou em 2008 levou a consequências significativas, incluindo volatilidade do mercado de ações e de crédito, indisponibilidade de crédito, altas taxas de juros, desaceleração da economia de uma forma geral, taxas de câmbio voláteis e pressões inflacionárias. A recuperação mundial dessa crise tem sido mais lenta do que o esperado nos últimos anos, com resultados das maiores economias emergentes da China, Brasil e Índia mais baixos do que os esperados. A União Europeia também continua a apresentar baixo crescimento do PIB. Ainda que as condições econômicas em outros países variem significativamente em relação às condições econômicas no Brasil, a reação do investidor frente ao desenvolvimento desses países pode ter um efeito adverso sobre o valor de mercado dos valores mobiliários das emissoras brasileiras. As crises nos Estados Unidos, na União Europeia, na China ou nos países de economia emergente podem reduzir o interesse do investidor em valores mobiliários emitidos no Brasil, inclusive em relação aos nossos. Isto poderia afetar adversamente o preço de negociação das ADSs ou das nossas ações ordinárias, bem como dificultar ainda mais o nosso acesso ao mercado de capitais e o financiamento de nossas operações no futuro, em termos aceitáveis ou de qualquer modo.

Os detentores das nossas ADSs não têm os mesmos direitos de voto que os nossos acionistas.

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

Os detentores das nossas ADSs não têm os mesmos direitos de voto que os detentores das nossas ações ordinárias. Os detentores das nossas ADSs têm os direitos contratuais estabelecidos em seu benefício nos contratos de depósito. Os detentores das ADSs exercem os direitos de voto por meio do envio de instruções ao depositário, ao invés de votarem nas assembleias de acionistas ou por procuração. Na prática, a capacidade de um detentor de ADSs instruir o depositário no que diz respeito ao voto dependerá do momento e dos procedimentos de envio de instruções ao depositário, diretamente ou pelo sistema de custódia e compensação do detentor.

Caso o acionista detentor de ADSs entregue suas ADSs e retire ações ordinárias, o acionista correrá o risco de ver-se impossibilitado de receber recursos no exterior e de perder certas vantagens fiscais brasileiras.

Na qualidade de detentor de ADSs, o acionista detentor de ADSs se beneficia do registro eletrônico feito pelo custodiante no Sistema de Informações do Banco Central do Brasil, ou SISBACEN, para as nossas ações ordinárias subjacentes às ADSs no Brasil e que permite ao custodiante remeter recursos ao exterior relacionados a dividendos e demais distribuições referentes às ações ordinárias. De acordo com a Resolução nº 4.373 do CMN, para que um detentor de ADSs entregue suas ADSs a fim de resgatar as ações por elas representadas e adquirir o direito de negociar as ações subjacentes diretamente na B3, o investidor deverá indicar uma instituição financeira brasileira devidamente autorizada pelo Banco Central e pela CVM para atuar como seu representante legal. Caso o acionista detentor de ADSs decida não mais investir nas ADSs, mas investir diretamente em nossas ações ordinárias, o seu registro no SISBACEN deverá ser atualizado, inclusive mediante a realização de operações simultâneas de câmbio (sem a efetiva remessa de numerário) a fim de novamente permitir o recebimento de recursos ao exterior relacionados às distribuições relativas às ações ordinárias e/ou mesmo à alienação de tais ações ordinárias. Antes de realizar essas operações de câmbio e atualizar o registro no SISBACEN, o acionista detentor de ADSs não poderá receber no exterior quaisquer recursos relacionados às ações ordinárias. Caso o acionista detentor de ADSs não se qualifique nos termos dos regulamentos de investimento estrangeiro, ficará em geral sujeito a regime fiscal menos favorável no momento das nossas ações ordinárias.

Para efetivar a atualização do registro no SISBACEN acima descrito, bem como realizar as operações de câmbio simultâneas, o acionista poderá incorrer em despesas ou sofrer atrasos no processo de atualização, o que poderia atrasar o recebimento, pelo acionista, de dividendos ou distribuições relativas às nossas ações ordinárias ou o retorno do seu capital em tempo hábil. O registro eletrônico do depositário também pode ser prejudicado por futuras alterações na legislação.

Os detentores de ADSs podem não ser capazes de exercer direitos de preferência com relação às nossas ações ordinárias.

Poderemos não ser capazes de oferecer nossas ações ordinárias a detentores norte-americanos de ADSs, de acordo com direitos de preferência conferidos a detentores de nossas ações ordinárias com relação a qualquer emissão futura de nossas ações ordinárias, a menos que, termo de registro, ao amparo do Securities Act, esteja em vigor no que diz respeito a tais ações ordinárias e direitos de preferência ou caiba isenção das exigências de registro do Securities Act. Não estamos obrigados a apresentar termo de registro referente a direitos de preferência no tocante às nossas ações ordinárias e não podemos lhe garantir que apresentaremos tal termo de registro. Caso tal termo de registro não seja apresentado e não exista isenção de registro, o Citibank N.A., na qualidade de depositário, procurará vender os direitos de preferência, tendo o acionista detentor de ADSs o direito de receber o produto da venda. Contudo, os direitos de preferência expirarão se o depositário não os vender e os detentores norte-americanos de ADSs não auferirão ganho da outorga de tais direitos de preferência.

A volatilidade relativa e a falta de liquidez dos mercados de valores mobiliários brasileiros podem limitar substancialmente a sua capacidade de vender as ações ordinárias que lastreiam as ADSs pelo preço e no tempo que desejar.

Investir em valores mobiliários negociados em mercados emergentes, como o Brasil, envolve normalmente um risco maior do que investir em valores mobiliários emitidos nos Estados Unidos. O mercado brasileiro de valores mobiliários é substancialmente menor, tem menos liquidez, maior

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

concentração e pode ser mais volátil do que os principais mercados de valores mobiliários nos Estados Unidos. O acionista detentor de ADSs possui o direito de resgate, a qualquer tempo, no que se refere às ações ordinárias que lastreiam as ADSs do depositário, sendo, por outro lado, a sua capacidade de vender as ações ordinárias que lastreiam as ADSs por um preço e no tempo em que desejar fazê-lo limitada. Há também uma concentração significativamente maior no mercado de valores mobiliários brasileiro do que nos principais mercados de valores mobiliários dos Estados Unidos. Em 31 de dezembro de 2018, as dez maiores empresas em capitalização no mercado representaram 60,4% da capitalização total do mercado da B3. S.A. Brasil, Bolsa e Balcão ("B3") (anteriormente conhecida como BM&FBOVESPA). As dez melhores ações, em termos de volume de negociações, representaram 40,8%, 32,1% e 42,8% de todas as ações negociadas na B3, em 2018, 2017 e 2016, respectivamente.

d. a suas controladas e coligadas;

As tarifas que cobramos pelo fornecimento de energia elétrica a Consumidores Cativos e as tarifas de uso do sistema de distribuição que cobramos de Consumidores Livres e Especiais são determinadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL em conformidade com contratos de concessão celebrados com o governo brasileiro, podendo afetar adversamente a nossa receita operacional caso a ANEEL estabeleça tarifas de maneira que não nos seja favorável.

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

Nossos contratos de concessão e a legislação brasileira estabelecem um mecanismo que admite três tipos de reajustes tarifários: (i) reajuste tarifário anual, ou RTA; (ii) revisão tarifária periódica, ou RTP; e (iii) revisão tarifária extraordinária, ou RTE. Temos o direito de requerer, a cada ano, o reajuste anual, que é destinado a compensar certos efeitos da inflação sobre as tarifas e repassar aos consumidores certas alterações de nossa estrutura de custos que estão fora do nosso controle, tais como o custo da energia elétrica que compramos e certos encargos regulatórios, incluindo encargos do uso da rede de transmissão e distribuição. Ademais, a ANEEL costuma realizar a revisão tarifária periódica a cada quatro ou cinco anos (nos termos de cada contrato de concessão). Dessa forma, ela visa identificar a variação dos nossos custos, bem como determinar um fator de redução baseado em nossa eficiência operacional que será aplicado em comparação com o índice dos nossos reajustes tarifários anuais correntes. As revisões extraordinárias das nossas tarifas podem ser realizadas a qualquer tempo, ou podem ser por nós pleiteadas. As revisões extraordinárias podem afetar negativamente os nossos resultados operacionais ou posição financeira. Outrora, todas as revisões das metodologias eram abordadas em ciclos estabelecidos, tais como as ocorridas em 2008-2010 e 2010-2014. Em 2015 a ANEEL alterou esse procedimento, para possibilitar a revisão das metodologias aplicáveis ao setor elétrico de tempos em tempos, item por item. As revisões periódicas das tarifas da Companhia Paulista de Força e Luz, ou CPFL Paulista, e RGE Sul, em abril de 2018 e para a RGE em junho de 2018, resultando em ajustes médios de 16,90% (CPFL Paulista), 22,47% (RGE Sul) e 20,58% (RGE). Não podemos prever se a ANEEL estabelecerá tarifas que nos beneficiem. Além disso, atualmente possuímos processos judiciais em andamento que discutem a revisão tarifária. Um eventual resultado desfavorável destes processos pode resultar na alteração das tarifas atualmente aplicadas, tendo um impacto adverso nos nossos negócios e nos resultados de nossas operações.

Nós somos uma holding e parte significativa do nosso caixa provém da distribuição de resultados de nossas controladas. Alguns contratos financeiros celebrados por nossas controladas impõem restrições à distribuição de dividendos

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

Parte significativa do nosso caixa provém do recebimento de dividendos e juros sobre o capital próprio pagos por nossas controladas. Desta forma, eventos que provoquem reduções nos lucros de referidas

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

sociedades ou suspensões no pagamento de dividendos poderão afetar a nossa condição financeira. As nossas subsidiárias possuem contratos de financiamento que impedem a distribuição de dividendos acima do mínimo legal e estatutariamente estabelecido e mediante a ocorrência de eventos de inadimplemento, o pagamento de quaisquer dividendos e/ou juros sobre capital próprio. A nossa decisão de distribuir os dividendos dependerá, entre outros fatores, de nossa capacidade de gerar lucros, rentabilidade, situação financeira, planos de investimento, limitações contratuais e restrições impostas pela legislação e regulamentação aplicável.

Nosso negócio de distribuição pode ser necessário para reembolsar clientes por até dez anos no caso de cobranças imprecisas.

As regulamentações aplicáveis a cobranças incorretas, especialmente aquelas referentes a períodos de prescrição, conforme estabelecido no Artigo 113, II, da Resolução Normativa ANEEL nº 414, de 9 de setembro de 2010, foram 7 suspensas por liminar concedida em 18 de dezembro de 2018, e aplicada pela ANEEL em 4 de janeiro de 2019. O texto original do Artigo 113, II, limitado ao período durante o qual as companhias de Distribuição tiveram que reembolsar os consumidores, por exigência da ANEEL, em caso de cobranças incorretas de até 36 meses. O novo período de prescrição a ser aplicado pela ANEEL é de dez anos. Se a liminar continuar em vigor, teremos que reembolsar os clientes em caso de cobranças incorretas por um período de dez anos, o que poderia representar um custo significativo e afetar negativamente nossos resultados financeiros.

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

A ANEEL pode impor-nos penalidades caso deixemos de cumprir qualquer disposição dos nossos contratos de concessão ou autorizações. Dependendo da gravidade do descumprimento, as penalidades poderiam incluir:

- advertências;
- 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;
- 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 ou autorizações por meio de desapropriação, caso entenda haver motivos de interesse público. Além disso, podemos ser parte em ações judiciais que eventualmente resultem em restrições para a contração 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 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

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

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 nossas obrigações contratuais poderão sofrer um efeito adverso relevante.

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

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

Nós não podemos garantir que iremos obter e/ou manter válidas e/ou renovar tempestivamente todas as autorizações, licenças imobiliárias e ambientais necessárias para o desenvolvimento das nossas atividades. A demora ou indeferimento, por parte dos órgãos licenciadores, na emissão ou na renovação de tais documentos, assim como a eventual impossibilidade de nós atendermos às exigências estabelecidas por tais órgãos no curso do processo de licenciamento, poderão afetar adversamente os nossos resultados operacionais. A falta de obtenção, manutenção ou renovação dessas licenças e/ou autorizações pode resultar na aplicação de multas e na interdição dos nossos estabelecimentos irregulares, com a interrupção total ou parcial de nossas atividades. Ainda, na possibilidade de fechamento ou interrupção temporária de qualquer uma de nossas unidades, os nossos negócios e resultados poderão ser afetados negativamente.

Em nosso negócio de Distribuição, somos obrigados a prever a demanda por energia no mercado. Se a demanda efetiva for diferente daquela por nós prevista, podemos ser forçados a comprar ou vender energia no mercado spot a preços que podem gerar custos adicionais, que podemos não ser capazes de repassar integralmente aos consumidores.

Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, um distribuidor de energia elétrica está obrigado a contratar antecipadamente, por meio de licitações públicas, 100% da energia elétrica que foi prevista para as suas respectivas áreas de concessão e está autorizado a repassar até 105% do custo desta energia aos consumidores. A demanda superestimada ou subestimada pode gerar impactos adversos. Se subestimarmos a demanda e comprarmos antecipadamente energia elétrica em quantidade menor do que as nossas necessidades, de forma que venhamos a ser considerados responsáveis nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico e da legislação aplicável, podemos ser forçados a comprar energia adicional no mercado *spot* a preços voláteis e que podem ser substancialmente maiores do que aqueles previstos em contratos de compra de longo prazo. Poderemos ser impedidos de repassar integralmente esses custos adicionais aos consumidores e ficaríamos também sujeitos a penalidades, nos termos da regulamentação aplicável. Por outro lado, se superestimarmos a demanda e comprarmos energia elétrica em quantidade maior do que as nossas necessidades (por exemplo, se uma parcela significativa dos nossos Consumidores Livres Potenciais migrar para a compra de energia no Mercado Livre), podemos ser obrigados a vender a energia excedente a preços substancialmente menores do que aqueles nos termos de nossas concessões. Em qualquer uma das circunstâncias, se houver diferenças significativas entre as nossas necessidades previstas e a demanda real de energia, nossos resultados das operações podem ser afetados negativamente. Desde agosto de 2017, o Decreto nº

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

9.143/17 permite que as companhias de distribuição negociem o excedente de energia com Consumidores Livres e outros agentes do Mercado Livre (geradoras, comercializadoras e autoprodutoras).

A ANEEL está revisando o regulamento sobre tarifas líquidas de metragem e distribuição e tais revisões poderiam afetar de maneira adversa nossa distribuição.

Estabelecida pela Resolução Normativa ANEEL nº 482, de 17 de abril de 2012, a regulamentação sobre medição líquida permite que os Consumidores Cativos gerem energia e injetem qualquer excedente de energia no sistema de distribuição, em troca de créditos de energia que podem ser usados para compensar o consumo futuro nos próximos 60 meses. Esta resolução foi aditada em 2015 para permitir a geração compartilhada de energia, segundo a qual um grupo de consumidores poderia gerar energia em um local remoto dentro da mesma área de concessão de distribuição e dividir os créditos de energia entre os seus membros. No momento, a ANEEL está realizando audiências públicas para revisar a Resolução Normativa ANEEL nº 482, de 17 de abril de 2012, em especial em relação às taxas de distribuição a serem pagas às concessionárias de distribuição sobre os valores líquidos da energia. A regulamentação revisada deve entrar em vigor em 2020. Se a ANEEL revisar o regulamento de uma maneira que seja desfavorável para nós, nossos resultados de operações poderão ser afetados de maneira adversa.

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

As atividades de comercialização estão sujeitas a perdas potenciais devido a variações de curto prazo nos preços de energia no mercado spot. Adicionalmente, poderemos não ser capazes de comprar energia em quantidade suficiente para honrar 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"), 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 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.

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

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

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

- incapacidade de obter e/ou renovar alvarás e aprovações governamentais necessários;
- indisponibilidade de equipamentos;
- interrupções de fornecimento;
- greves;
- paralisações trabalhistas, incluindo greves;
- perturbação social;
- interferências climáticas e hidrológicas;
- problemas ambientais, regulatórios e/ou de engenharia não previstos;
- aumento nas perdas de energia elétrica, incluindo perdas técnicas e comerciais;
- atrasos operacionais e de construção, ou custos superiores ao previsto;
- incapacidade de vencer leilões do setor de energia elétrica promovidos pela ANEEL; e
- indisponibilidade de financiamento adequado.

Se vivenciarmos esses ou outros problemas, poderemos não ser capazes de gerar e distribuir energia elétrica em quantidades compatíveis com as nossas projeções, o que pode vir a afetar de maneira adversa a nossa situação financeira e os nossos resultados operacionais e 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 dos nossos negócios poderão ser afetados de forma adversa.

Planejamos investir R\$1.028 milhões em nossas atividades de geração (R\$968 milhões em atividades de geração renovável e R\$60 milhões em atividades de geração convencional), R\$10.094 milhões em nossas atividades de distribuição, R\$175 milhões em nossas atividades de comercialização e atividades de serviços e R\$642 milhões em nossas atividades de transmissão durante o período de 2019 a 2023. Nossa capacidade de concluir esse programa de investimento depende de uma série de fatores, inclusive da nossa capacidade de cobrar tarifas adequadas pelos nossos serviços, nosso acesso aos mercados de capitais nacionais e internacionais e uma variedade de contingências operacionais e regulatórias, dentre outras. Não há certeza de que disporemos de recursos financeiros para concluir nosso programa de investimento proposto, sendo que a impossibilidade de o fazer poderá afetar de maneira adversa e relevante a nossa operação e o desenvolvimento dos nossos negócios.

Pretendemos realizar investimentos de R\$2.115 milhões em 2019 e R\$2.217 milhões em 2020. Do orçamento total dos investimentos nesse período, R\$4.012 milhões devem ser investidos em nossas atividades de distribuição, R\$203 milhões em nossas atividades de geração renovável, e R\$25 milhões em nossas atividades de geração convencional e R\$ 94 milhões em nossas atividades de comercialização e serviços. Adicionalmente, nesse período, planejamos investir R\$405 milhões em nosso segmento de transmissão. Já assumimos contratualmente compromissos em relação a parte desses investimentos, especialmente em projetos de geração.

Nossa capacidade de concluir o programa de investimento acima previsto depende de uma série de fatores, inclusive da nossa capacidade de cobrar tarifas adequadas pelos nossos serviços, nosso acesso aos mercados de capitais nacionais e internacionais e uma variedade de contingências operacionais e regulatórias, dentre outras. Não há certeza de que disporemos de recursos financeiros para concluir nosso programa de investimento proposto. Qualquer impossibilidade de completar tal programa pode surtir efeito adverso relevante a nossa operação e no desenvolvimento dos nossos negócios, bem como afetar de maneira adversa nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

Somos responsáveis por quaisquer perdas e danos decorrentes da não prestação e/ou da prestação inadequada de serviços de energia elétrica, e as nossas apólices de seguro contratadas podem não ser suficientes para cobrir totalmente tais perdas e danos.

Nos termos da legislação brasileira, temos responsabilidade objetiva por perdas e danos, diretos e indiretos, decorrentes da prestação inadequada de serviços de distribuição de energia elétrica. Além disso, nossas distribuidoras, transmissoras e geradoras poderão ser responsabilizadas por perdas e danos causados a terceiros em decorrência de interrupções ou distúrbios nos sistemas de geração, transmissão ou distribuição, sempre que essas interrupções ou distúrbios não forem atribuíveis a um integrante identificado do Operador Nacional do Sistema Elétrico ("ONS"). Podemos ser obrigados a arcar com perdas e danos resultantes da não prestação e/ou da prestação inadequada de serviços de energia, o que poderá nos causar um efeito adverso, bem como em nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

Podemos não ser capazes de criar os benefícios esperados e/ou de gerar o retorno esperado com relação aos investimentos dos nossos negócios de geração de energia renovável.

Por meio de nossa subsidiária CPFL Renováveis, fizemos investimentos de capital substanciais (de R\$ 1.825 milhões, nos últimos 3 exercícios sociais) em negócios de geração que não hidrelétrica, principalmente eólica. Algumas dessas linhas de negócios dependem de incentivos regulatórios favoráveis para apoiar o investimento contínuo, e há uma incerteza significativa sobre até que ponto esses incentivos regulatórios favoráveis estarão disponíveis no futuro. Adicionalmente, esses negócios de geração renováveis dependem de alguns fatores que fogem do nosso controle e que podem afetar significativamente esses negócios.

No segmento de biomassa, poderemos sofrer com a escassez no mercado de cana-de-açúcar, matéria-prima necessária para a geração da biomassa. Ademais, dependemos, até certo grau, do desempenho dos nossos parceiros na operação das usinas de biomassa. 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 contratados 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; e (iii) indisponibilidade de turbinas eólicas em níveis acima dos padrões esperados.

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, e 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 incipiente dessas indústrias ou à experiência limitada com as tecnologias relevantes, 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.

Nosso grau de endividamento e nossas obrigações de serviço de dívidas, bem como as disposições restritivas em nossos contratos financeiros (covenants) podem afetar

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

adversamente a nossa capacidade de conduzir as nossas atividades e de realizar os pagamentos desses financiamentos.

Em 31 de dezembro de 2018, tínhamos um endividamento total, de R\$ 20.377 milhões. O nosso grau de endividamento aumenta a possibilidade de não termos caixa suficiente para pagar pontualmente o principal, juros e outros encargos relacionados ao nosso endividamento. Adicionalmente, poderemos incorrer em endividamentos adicionais, periodicamente, para financiar aquisições, investimentos, *joint ventures* ou para outros propósitos, sujeitos às restrições aplicáveis aos nossos financiamentos atuais, tal como quando adquirimos a RGE Sul, em outubro de 2016. Caso incorramos em endividamentos adicionais, os riscos relacionados ao nosso endividamento podem aumentar.

Além disso, alguns de nossos contratos de financiamento contêm cláusulas restritivas que impõem restrições operacionais e outras restrições 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 financeiros 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.

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 refinar sua dívida tão logo vencida ou se torne devida. Caso nós incorremos 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 de gerar o retorno esperado com relação aos

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

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”.

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.

A Companhia depende de terceiros para o fornecimento de equipamentos utilizados em suas instalações, bem como para a realização de parte de suas operações, e falhas de um ou mais fornecedores poderão prejudicar as atividades, a condição financeira e os resultados operacionais da Companhia.

A Companhia depende de terceiros para fornecer os equipamentos utilizados em suas instalações e para a prestação de serviços de engenharia e, desta forma, está sujeita a aumentos de preços e falhas por parte de tais fornecedores e prestadores de serviço, como atrasos na entrega ou entrega de equipamentos avariados. Tais problemas poderão prejudicar as atividades da Companhia e ter um efeito adverso em seus resultados.

Além disso, em razão das especificações técnicas dos equipamentos e das obras da Companhia, 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, a Companhia poderá não ser capaz de adquirir tal equipamento ou serviço com outros fornecedores nas mesmas condições de preço e prazo. Neste caso, a prestação dos serviços de transmissão e geração de energia elétrica pela Companhia poderão ser prejudicados de forma significativa, o que poderá impactar negativamente a sua condição financeira e os seus resultados operacionais.

Ainda, aproximadamente 70% do capex dos projetos eólicos é composto pelo aero gerador e, 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.

Por fim, tendo em vista que a Companhia terceiriza uma parte de suas operações, caso uma ou mais das empresas prestadoras de serviços terceirizados descontinue suas atividades ou interrompa a prestação de serviços, as operações da Companhia poderão ser prejudicadas, o que acarretaria um efeito adverso em seus resultados e em sua condição financeira. Ademais, na hipótese de uma ou mais das empresas prestadoras de serviços terceirizados não cumprir com quaisquer de suas obrigações trabalhistas ou previdenciárias, a Companhia poderá ser solidária ou subsidiariamente responsabilizada por tais obrigações. Isso poderá afetar adversamente os resultados operacionais da Companhia, bem

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

como impactar negativamente sua imagem em caso de eventual aplicação de multa ou pagamento de indenização.

f. a seus clientes;

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

O nível de inadimplência de nossos consumidores pode ser afetado por variáveis como renda, emprego, taxa de juros, inflação e preço de energia. A atual situação macroeconômica brasileira, associada ao aumento das tarifas de energia elétrica nos últimos anos, pode representar um aumento no risco de inadimplência dos nossos consumidores. Não podemos assegurar que as ações de cobrança serão suficientes e efetivas para manter o atual nível de inadimplência dos nossos clientes. Caso o índice de inadimplência aumente, nosso negócio, resultados operacionais, condições financeiras e nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais poderão ser adversamente afetados.

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.

Em 31 de dezembro de 2018, 72,4% do nosso endividamento total estavam denominados em Reais e atrelados a taxas do mercado financeiro brasileiro ou índices de inflação, ou, ainda, estavam sujeitos a taxas flutuantes de juros. Em 31 de dezembro de 2018, os 27,6% restantes do nosso endividamento total estavam denominados em moeda estrangeira, principalmente dólares norte-americanos (comparados a 24,1%, em 31 de dezembro de 2017). Adicionalmente, compramos energia da usina Hidrelétrica de Itaipu, que é uma das nossas principais fornecedoras, cujo custo está atrelado à variação cambial do dólar norte-americano. Anualmente, no momento do reajuste tarifário, as nossas tarifas são reajustadas para contemplar os ganhos ou perdas dessas compras da Usina Hidrelétrica de Itaipu.

Mais informações sobre o risco de flutuações de taxas de juros e a riscos cambiais, consulte item 4.2 deste Formulário de Referência.

O governo brasileiro exerceu e continua a exercer influência significativa na economia brasileira. Esse envolvimento, além das condições políticas e econômicas brasileiras, podem afetar adversamente nossos negócios e o preço de nossas ADSs e ações ordinárias.

O governo brasileiro interfere frequentemente na economia brasileira, implementando ocasionalmente mudanças significativas em suas políticas e regulamentações. As ações do governo brasileiro para controlar a inflação e outras políticas e regulamentações frequentemente envolvem, entre outras medidas, aumentos nas taxas de juros, mudanças nas políticas fiscais, controles de preço, depreciações de moeda, controles de capital e limites às importações. Nossas atividades, situação financeira e resultados operacionais podem ser adversamente afetados por mudanças na política ou regulamentação em qualquer nível (federal, estadual ou municipal), que envolvam ou afetem fatores como:

- taxas de juros;
- política monetária;
- variações cambiais;
- inflação;
- liquidez dos mercados de capitais e empréstimos;
- políticas tributárias;
- alterações em leis trabalhistas;
- regulamentações ambientais em nosso setor;
- taxas de câmbio e controles e restrições sobre remessas para o exterior, como aquelas brevemente impostas em 1989 e começo de 1990; e

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

- outros desenvolvimentos políticos, sociais ou econômicos que afetem o Brasil.

A incerteza de que o governo brasileiro não mudará políticas ou regulamentações, que afetem esses ou outros fatores, pode contribuir para o aumento da instabilidade política e econômica no país, da volatilidade do mercado de capitais brasileiro e dos valores mobiliários emitidos no exterior por companhias brasileiras. A Standard & Poor's retirou o selo de bom pagador do Brasil, em 9 de setembro de 2015 e rebaixou novamente o risco Brasil, de BB para BB-, em 11 de janeiro de 2018, com perspectiva estável, bem como reconfirmou sua posição em 9 de agosto de 2018. A Fitch Ratings rebaixou o rating do Brasil de BBB- para BB+, em 16 de dezembro de 2015, e posteriormente para BB com perspectiva negativa, em 5 de maio de 2016 e depois para BB- em 23 de fevereiro de 2018, com perspectiva estável, bem como reconfirmou sua posição em 1º de agosto de 2018. A Moody's Investors Service rebaixou o risco Brasil para Ba2 em 24 de fevereiro de 2016, com perspectiva estável, bem como reconfirmou sua posição em 9 de abril de 2018. Esses rebaixamentos refletem as críticas condições econômicas, a manutenção de políticas fiscais adversas e o aumento da incerteza política no Brasil.

Não podemos garantir que o governo brasileiro manterá as políticas econômicas atuais, ou que esses ou outros eventos envolvendo a economia brasileira e/ou políticas governamentais não afetarão, direta ou indiretamente, os nossos negócios, e/ou os resultados de nossas operações.

Mais informações sobre os principais fatores de risco de mercado que afetam nossos negócios, consulte item 4.2 deste Formulário de Referência.

As condições políticas podem ter um impacto adverso na economia brasileira e nos nossos negócios.

A recente instabilidade econômica no Brasil contribuiu com a queda de confiança do mercado na economia brasileira, bem como o péssimo ambiente político. Apesar da lenta recuperação econômica e ainda alta vulnerabilidade fiscal, muitas questões macroeconômicas fundamentais melhoraram em 2017 – 2018. O destaque foi a desaceleração da inflação e taxas de juros historicamente baixas.

Além disso, a recente instabilidade política no Brasil contribuiu com a queda da confiança do mercado na economia brasileira. Diversas investigações envolvendo alegações de lavagem de dinheiro e corrupção estão sendo conduzidas pelo Ministério Público Federal, inclusive a maior das investigações conhecida como "Operação Lava Jato", e têm tido impactos negativos na economia brasileira e ambiente político.

Na "Operação Lava Jato", membros do Governo Federal e do legislativo, bem como altos executivos de grandes empresas privadas e estatais, estão sendo acusados e, em determinados casos, condenados ou, ainda, celebrando delações premiadas, com relação a crimes de corrupção política, envolvendo suborno, propinas em licitações de diversos contratos de infraestrutura, petróleo e gás e empreiteiras. O produto dessas propinas teria financiado campanhas políticas dos partidos do governo e contabilizadas em caixas dois, além de alegações de enriquecimento ilícito das pessoas que receberam esses valores, e ainda, favorecimento de empresas em contratos com o governo brasileiro. Além disso, algumas dessas empresas estão sendo investigadas e, em certos casos, condenadas pelas autoridades competentes, como a CVM, a SEC e o Departamento de Justiça dos Estados Unidos. Algumas dessas empresas decidiram celebrar acordos de leniência com as autoridades competentes, quando possível. O potencial resultado dessas investigações, condenações, delações e acordos de leniência ainda é incerto, mas já prejudicou a imagem e reputação das empresas implicadas, partidos políticos e a percepção geral do mercado com relação à economia brasileira e ambiente político. Não podemos prever se essas investigações levarão a uma maior instabilidade política e econômica ou se surgirão novas alegações contra servidores, executivos e/ou empresas no futuro. Além disso, não podemos prever o resultado de qualquer investigação ou alegação, tampouco seus efeitos na economia brasileira.

Em agosto de 2016, o Senado aprovou a destituição de Dilma Rousseff, então Presidente do Brasil, após um processo jurídico e administrativo de impeachment por infringir leis orçamentárias. Michel Temer, o ex-vice-presidente, que assumiu a presidência do Brasil após o impeachment de Dilma, também está sob investigação por alegações de corrupção e foi preso em 21 de março de 2019. Além disso, outro ex-presidente, Luiz Inácio Lula da Silva, começou a cumprir, em abril de 2018, uma sentença de 12 anos de prisão por corrupção e lavagem de dinheiro.

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

Em 28 de outubro de 2018, Jair Bolsonaro foi eleito presidente do Brasil e assumiu o cargo em 1º de janeiro de 2019. Nós não podemos prever com certeza como a vitória de Bolsonaro pode afetar a estabilidade geral, as perspectivas de crescimento e a saúde econômica e política do país.

Não há garantia de que Bolsonaro será bem-sucedido em executar suas promessas de campanha ou aprovar certas reformas favoráveis, particularmente ao confrontar um congresso fraturado. Além disso, seu Ministro da Economia, Paulo Guedes, propôs, durante a campanha presidencial, a revogação da isenção do imposto de renda sobre o pagamento de dividendos, o que foi recentemente reforçado em adição à manifestação de extinção dos juros sobre capital próprio, de modo que, se promulgadas, haveria um aumento das nossas despesas tributárias, o que poderia impactar a nossa capacidade de pagar e receber dividendos ou juros sobre o capital próprio. Ainda, eventual reforma tributária, se proposta e implementada, também pode influenciar significativamente o nosso negócio.

Além disso, Bolsonaro foi de modo geral uma figura polarizadora durante sua campanha pela presidência, especialmente em relação a certas visões sociais, e não podemos prever como um eleitorado dividido pode afetar sua presidência e sua capacidade de implantar políticas e reformas, o que poderia ter um efeito negativo sobre nós e sobre o preço de nossas ADSs e ações ordinárias.

O Governo Federal deve propor os termos gerais de uma reforma fiscal para estimular a economia e reduzir o déficit orçamentário previsto para 2019 e anos seguintes, mas é incerto se o Governo Federal conseguirá reunir o apoio necessário no Congresso para passar qualquer proposta de reformas. Em fevereiro de 2019, o Governo Federal apresentou ao Congresso um projeto de lei que propõe uma mudança ampla e abrangente do sistema público de seguridade social. Se o Governo Federal não conseguir reduzir as despesas públicas e as reformas esperadas não forem aprovadas, o Brasil continuará a administrar um déficit orçamentário para 2019 e anos seguintes. Não podemos prever os efeitos desse déficit orçamentário na economia brasileira, nem quais políticas o Governo Federal pode adotar ou alterar, ou o efeito que tais políticas possam ter. Quaisquer novas políticas ou mudanças nas políticas atuais podem ter um efeito adverso relevante sobre nós ou sobre o preço de nossas ações ordinárias e ADSs. Além disso, a incerteza se o atual governo brasileiro implantará mudanças na política ou regulamentações no futuro pode contribuir com a incerteza econômica no Brasil e aumentar a volatilidade dos títulos emitidos no exterior por empresas brasileiras.

A instabilidade da taxa de câmbio poderá afetar adversamente a nossa condição financeira e os nossos resultados operacionais e o preço de mercado das ADSs e das nossas ações ordinárias.

Durante as últimas décadas, 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 de R\$ 3,259, em 31 de dezembro de 2016, R\$ 3,308 em dezembro de 2017 e de R\$ 3,875 em 31 de dezembro de 2018. Em 22 de maio de 2019, a taxa de câmbio era de R\$ 4,022 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 da Hidrelétrica de Itaipu, uma 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 substancialmente e adversamente afetar o crescimento da economia brasileira e do nosso negócio, das

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

nossas condições financeiras e dos nossos resultados operacionais e a nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais, inclusive relativas às debêntures de nossa emissão.

A depreciação do real também reduz o valor em dólar norte-americano das distribuições e dividendos atribuíveis às ADSs e o equivalente em dólares norte-americanos ao preço de mercado de nossas ações ordinárias e, conseqüentemente, das ADSs.

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

A inflação e as políticas sobre taxas de juros podem impedir o crescimento da economia brasileira e afetar os nossos negócios.

O Brasil conviveu no passado com taxas de inflação extremamente elevadas e, por este motivo, adotou políticas monetárias que resultaram em uma das maiores taxas de juros reais do mundo. Entre 2009 e março de 2019, a taxa referencial do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia – SELIC no Brasil variou entre 6,5% a.a. e 14,25% a.a.

Segundo o IPCA, a taxa de inflação foi de 3,8%, 2,9% e 6,3% em 2018, 2017 e 2016, respectivamente. Em fevereiro de 2019, a inflação acumulada no período de 12 meses imediatamente anterior foi de 3,89%. 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 e ADSs. 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 14,25% em 31 de dezembro de 2015 para 6,50% em 31 de dezembro de 2018, conforme estabelecido pelo CMN. Políticas mais brandas do governo 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 líquido, afetando-nos adversamente. As pressões inflacionárias também podem afetar adversamente nossa capacidade de acessar os mercados financeiros estrangeiros.

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

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

Nosso negócio está sujeito a extensa regulação de várias autoridades regulatórias brasileiras, particularmente da Agência Nacional de Energia Elétrica, ou ANEEL. A ANEEL regula e supervisiona vários aspectos do nosso negócio e estabelece nossas tarifas. 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.

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

Caso mudanças regulatórias exijam que nós conduzamos os nossos negócios de maneira substancialmente diferente das nossas operações atuais, as nossas operações, nossos resultados financeiros e nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais podem ser adversamente afetados.

Não podemos assegurar a renovação das nossas concessões e autorizações.

Conduzimos nossas atividades de geração, transmissão e distribuição nos termos de contratos de concessão firmados com o governo brasileiro. O alcance da duração das nossas concessões é de 20 a 35 anos. A Constituição Federal da República Federativa do Brasil 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, Decreto nº 9.158/17 e 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, em nossos resultados operacionais e em nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

Não temos certeza quanto à revisão da Energia Assegurada nas nossas Usinas Geradoras de Energia.

O Decreto nº 2.655/98, estabelece que a energia assegurada das usinas de geração deve ser revista a cada cinco anos. Em 2017, esse princípio de revisão quinquenal foi estendido às usinas de biomassa, o que resultou na redução da Energia Assegurada das usinas de biomassa da CPFL Renováveis, a uma média de 25% em 2017. Como parte dessas revisões, o MME pode revisar a Energia Assegurada de uma companhia, limitado a uma variação máxima de 5% por revisão ou de 10% para todo o período do contrato de concessão. Nos termos da Portaria nº 515/2015, expedida pelo MME, a primeira revisão de Energia Assegurada sob esse regime deveria originalmente ser aplicada às Usinas Hidrelétricas (que não fossem PCHs), em janeiro de 2017. Embora a aplicação da metodologia dessa nova revisão a cada Usina Hidrelétrica não tenha ainda sido divulgada, o MME emitiu a Portaria nº 714/2016, segundo a qual a Energia Assegurada atualmente para cada Usina Hidrelétrica permaneceria em vigor até dezembro de 2017. A primeira revisão da Energia Assegurada foi implementada em janeiro de 2018, nos termos da Portaria MME nº 178/2017, resultando em uma redução média na Energia Assegurada de nossas Usinas Hidrelétricas de 2,4%. As PCHs, ao contrário de outras Usinas Hidrelétricas, estão sujeitas a revisões anuais de sua Energia Assegurada desde 2010, em conformidade com a Portaria MME nº 463/2009. Estas revisões anuais não resultaram em reduções nos níveis de Energia das PCHs da CPFL Geração, mas resultaram na redução das PCHs da CPFL Renováveis, cujo tema encontra-se em discussão judicial. A partir de 2017, o Decreto nº 564/14 estendeu essa revisão às usinas de biomassa, o que levou a um aumento da Energia Garantida das usinas de biomassa Renováveis da CPFL Renováveis em média de 8% em 2018.

Não podemos prever se e como as revisões futuras afetarão a Energia Assegurada de cada uma de nossas Usinas Hidrelétricas individualmente, e se os produtores de energia renovável lograrão êxito em seu recurso contra o processo de revisão ou se o efeito geral da revisão irá aumentar ou diminuir a Energia Assegurada. Se a Energia Assegurada de qualquer de nossas Usinas Hidrelétricas diminuir, a nossa capacidade de fornecer energia elétrica sob nossos contratos de compra de energia ficará prejudicada, o que pode levar a uma diminuição da nossa receita e aumentar os nossos custos, caso as nossas subsidiárias de geração sejam obrigadas a comprar energia em outro lugar. Esperamos que revisões de nossa Energia Assegurada sob o Decreto nº 2.655/98 continuem a ser realizadas a cada período de 5 anos em relação a nossas Usinas de Energia que não sejam PCHs.

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

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 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, haveria 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, nossos resultados financeiros e nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais podem ser adversamente afetados.

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

Nossas atividades estão sujeitas a uma abrangente legislação federal, estadual e municipal, obtenção e manutenção de licenças, bem como regulação e fiscalização por agências governamentais brasileiras responsáveis pela implementação de leis e políticas ambientais e de saúde. Essas agências podem tomar medidas contra nós caso não cumpramos a regulamentação aplicável e/ou deixemos de obter ou manter as nossas respectivas licenças. Essas medidas podem incluir, entre outras coisas, sanções nas esferas criminal e administrativa, tais como a imposição de multas e a revogação de licenças. As sanções dependem da intensidade da infração ou da extensão do dano causado, assim como de eventuais circunstâncias agravantes ou atenuantes aplicáveis ao agente violador. É possível que um aumento no rigor da regulamentação ambiental e de saúde nos force a aumentar ou direcionar os nossos investimentos para cumprir essa regulamentação e, conseqüentemente, desviar recursos de investimentos já planejados, o que pode afetar de maneira adversa a nossa situação financeira e o resultado das nossas operações.

As empresas do setor elétrico estão sujeitas a uma rigorosa legislação ambiental nas esferas federal, estadual e municipal no tocante à supressão de vegetação, gerenciamento de resíduos sólidos, intervenções em áreas especialmente protegidas, funcionamento de atividades potencialmente poluidoras, entre outros aspectos. Tais empresas necessitam de licenças e autorizações de agências governamentais para a instalação de seus empreendimentos e funcionamento de suas atividades.

Na hipótese de violação ou não cumprimento de tais leis, regulamentos, licenças e autorizações, as empresas podem sofrer sanções administrativas, tais como multas, interdição de atividades, cancelamento de licenças e revogação de autorizações, ou estarem sujeitas a sanções criminais (inclusive seus administradores), sem prejuízo do dever de reparar o dano ambiental causado na esfera civil. O Ministério Público poderá instaurar inquérito civil e/ou desde logo promover 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

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

adequação ambiental, inclusive obtenção de licenças ambientais para instalações e equipamentos que não necessitavam anteriormente dessas licenças ambientais.

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 mudanças nas legislações fiscais, interpretações das autoridades fiscais, jurisprudência administrativa ou judicial e de normas tributárias no Brasil podem resultar em um aumento da carga tributária sobre os nossos resultados, o que pode reduzir significativamente os seus lucros e fluxos de caixa operacionais. Além disso, os nossos resultados operacionais e nossa condição financeira podem reduzir se certos incentivos fiscais não forem mantidos ou renovados. Nós podemos falhar no recolhimento de impostos e taxas aplicáveis ou no cumprimento das legislações fiscais, o que poderá resultar em liquidações fiscais adicionais e penalidades para nós.

i. aos países estrangeiros onde o emissor atue.

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

j. a questões socioambientais.

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

Somos dependentes das condições hidrológicas existentes no Brasil. Em 2018, de acordo com dados do ONS 71,8% (69,9% em 2017) da energia elétrica consumida no Brasil foi fornecida por Usinas Hidrelétricas.

O Brasil está sujeito a condições hidrológicas imprevisíveis, com desvios não cíclicos da média do índice pluviométrico. Quando as condições hidrológicas estão em situação crítica, o ONS pode despachar 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" (Generation Scaling Factor), que resulta na exposição do gerador hidrelétrico ao PLD no MCP. 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 ONS despacha 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.

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

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

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\$50,00 por MWh consumido devido às más condições hidrológicas e aos preços elevados no mercado à vista. A bandeira tarifária verde foi aplicada no primeiro trimestre de 2019. Embora esse mecanismo reduza, em parte, o descompasso de fluxo de caixa, pode ser insuficiente para cobrir os custos de fornecimento de energia termoelétrica e a exposição no MCP devido às más condições meteorológicas (fator GSF), sendo que as distribuidoras ainda enfrentam o risco de descasamento no fluxo de caixa de curto prazo.

Caso as condições hidrológicas não sejam satisfatórias ou o sistema de "bandeiras tarifárias" venha a ser alterado, as nossas operações e os nossos resultados financeiros podem ser adversamente afetados, assim como nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

O impacto de uma escassez de energia elétrica e do racionamento de energia elétrica dela decorrente, a exemplo do ocorrido em 2001 e 2002, pode ter um efeito adverso substancial sobre os nossos negócios e resultados operacionais.

A capacidade operacional das usinas hidrelétricas no Brasil depende fortemente dos níveis dos reservatórios e, conseqüentemente, das chuvas. Períodos de precipitação pluviométrica severa ou constantemente abaixo da média que resultem em escassez de energia elétrica podem afetar adversamente a nossa condição financeira e os nossos resultados operacionais. As condições hidrológicas podem ser desafiadoras tanto durante o período úmido, que ocorre de dezembro a abril, quanto durante o período seco, que ocorre de maio a novembro, no Brasil. Por exemplo, durante o período de baixa precipitação pluviométrica nos anos de 2000 e 2001, o governo brasileiro instituiu o Programa de Racionamento, um programa de redução do consumo de energia elétrica que esteve em vigor de 1º de junho de 2001 a 28 de fevereiro de 2002. O Programa de Racionamento estabeleceu limites para o consumo de energia elétrica para consumidores industriais, comerciais e residenciais, que variavam de 15,0% a 25,0% de redução no consumo de energia. Esses programas de racionamento podem resultar na redução da demanda de energia elétrica em todo o Brasil, reduzindo assim a receita operacional bruta da Companhia. 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 Termelétricas, 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 nossas obrigações contratuais podem ser adversamente afetados.

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

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

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.

4.2 - Descrição Dos Principais 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.

Os principais fatores de risco de mercado que afetam os negócios são como segue:

- **Risco de Mercado de Energia:** Os negócios de distribuição, geração e comercialização de energia nos ambientes regulado e livre estão sujeitos ao risco de mercado associado a comercialização de energia.
- **Risco de sub/sobrecontratação das distribuidoras:** As distribuidoras podem sofrer perdas no repasse dos custos com aquisição de energia quando: (1) o volume de energia contratada for superior a 105% da energia demandada por seus clientes. Neste cenário, a energia contratada acima dos 105% é vendida na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE") ao valor do preço de curto prazo ("PLD") e em cenário de PLD inferior ao preço de compra desses contratos, há uma perda para a concessão; ou (2) o volume de energia contratada for inferior a 100% da energia demandada. Neste cenário, além de as distribuidoras ficarem obrigadas a adquirir energia ao valor do PLD na CCEE e não possuírem garantias de repasse integral na tarifa dos consumidores, a distribuidora fica exposta a penalidades por insuficiência de lastro contratual.
- **Risco de mercado das geradoras:** A energia vendida pelo negócio de geração é majoritariamente produzida por usinas hidrelétricas. A condição energética do Sistema Interligado Nacional ("SIN") e o regime de chuvas podem afetar a geração das usinas hidrelétricas que pertencem ao Mecanismo de Realocação de Energia ("MRE"). A razão entre a geração e a garantia física total de todas usinas do MRE caracteriza o fator do MRE. Este fator, aplicado à garantia física de nossas usinas, pode gerar exposições de energia sujeitas a variações no preço de curto prazo. Este risco também é conhecido como risco hidrológico. Em dezembro de 2015 e janeiro de 2016, o risco hidrológico dos contratos do ambiente regulado ("ACR") foi repactuado de acordo com as condições da Lei nº. 13.203/15 e resolução normativa ANEEL nº. 684/15, remanescendo a exposição ao risco hidrológico exclusivamente nos contratos de ambiente livre ("ACL").

Em função das condições hidrológicas adversas do ano de 2018, o risco de mercado das geradoras representou um impacto de R\$ 39 milhões, líquido de IR/CS, nas demonstrações consolidadas do Grupo.

- **Risco de mercado das comercializadoras:** Esse risco decorre da possibilidade das comercializadoras incorrerem em perdas em exposições de energia sujeitas a variações nos preços de curto e longo prazos.
- **Risco de crédito:** O risco surge da possibilidade das controladas virem a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes. O risco de inadimplência que gera a Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa ("PCLD") representou um impacto no exercício de 2018 em 0,6% (R\$ 169 milhões) da Receita Operacional Líquida Consolidada.

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

- **Risco de taxa de juros:** Esse risco é oriundo da possibilidade da Companhia e suas controladas virem a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos, financiamentos, debêntures e ativos e passivos financeiros setoriais. Em 2018, a exposição líquida da Companhia era passiva em R\$ 12.708 milhões indexados à CDI, R\$ 4.829 milhões à TJLP, R\$ 153 milhões ao IGP-M, R\$ 114 milhões a SELIC e R\$ 1.802 milhões ao IPCA.
- **Risco de taxa de câmbio:** Esse risco decorre da possibilidade da Companhia e suas controladas virem a incorrer em perdas e em restrições de caixa por conta de flutuações nas taxas de câmbio,

4.2 - Descrição Dos Principais Riscos de Mercado

aumentando os saldos de passivo denominados em moeda estrangeira e parcela da receita do empreendimento controlado em conjunto ENERCAN de contratos de venda de energia com correção anual de parte da tarifa baseada na variação do dólar. Adicionalmente as controladas estão expostas em suas atividades operacionais, à variação cambial na compra de energia elétrica da hidrelétrica de Itaipu. Adicionalmente, na mesma data, havia a exposição de US\$ 44 milhões à alta do dólar, relacionados a derivativos do tipo zero-cost collar.

- **Risco de aceleração de dívidas:** A Companhia e suas controladas possuem contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures, com cláusulas restritivas (*covenants*) normalmente aplicáveis a esses tipos de operação, relacionadas ao atendimento de índices econômico-financeiros. A apuração de *covenant* prevê um limite máximo de razão 3,75 do indicador de Dívida Líquida / EBITDA e mínimo de razão 2,25 do indicador EBITDA / Resultado financeiro, apurados semestralmente na controladora CPFL Energia, sob pena de eventual aceleração da dívida em caso de descumprimento do limite. Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2018, a Companhia fechou a apuração do indicador de Dívida Líquida / EBITDA em 3,05 e indicador EBITDA / Resultado financeiro 7,58.

A Companhia não pode garantir que continuará cumprindo com todos os índices econômico-financeiros e que, caso um descumprimento venha a ocorrer, que as suas dívidas não serão aceleradas, causando um impacto adverso negativos em seus negócios e resultados operacionais.

Caso as dívidas da Companhia sejam aceleradas, suas operações e seus resultados financeiros podem ser adversamente afetados, assim como sua capacidade de adimplir com suas obrigações contratuais.

- **Risco regulatório:** As tarifas de fornecimento de energia elétrica cobradas pelas controladas de distribuição dos consumidores cativos são fixadas pela ANEEL, de acordo com a periodicidade prevista nos contratos de concessão celebrados com o Governo Federal e em conformidade com a metodologia de revisão tarifária periódica estabelecida para o ciclo tarifário. Uma vez homologada essa metodologia, a ANEEL determina as tarifas a serem cobradas pelas distribuidoras dos consumidores finais. As tarifas assim fixadas, conforme disposto na Lei nº 8.987/1995, devem assegurar o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão no momento da revisão tarifária, mas podem gerar reajustes menores em relação ao esperado pelas controladas de distribuição.

4.3 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Não Sigilosos E 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 2018. 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 2018.

PROCESSOS FISCAIS

Plano de pensão – CPFL Paulista

A CPFL Paulista está envolvida em um processo fiscal que contesta a dedutibilidade de despesas reconhecidas em 1997, relacionadas a um déficit do fundo de pensão da FUNCESP. Com base em uma opinião favorável da Receita Federal, a CPFL Paulista deduziu tais despesas para os fins da apuração de valores devidos a título de imposto de renda. Foram realizados depósitos judiciais no valor de R\$360 milhões em 2007 e R\$54 milhões em 2011 (ajustado monetariamente para R\$ 746 milhões em 31 de dezembro de 2015) de forma a prevenir qualquer penhora de bens pela Receita Federal, permitindo a CPFL Paulista apelar. Em janeiro de 2016, a CPFL Paulista obteve decisões judiciais que autorizaram a substituição dos depósitos judiciais por garantias financeiras (carta de garantia e garantia de execução), em razão das quais as retiradas em nome da CPFL Paulista ocorreram em 2016. Em fevereiro de 2017, seguindo uma determinação judicial, foram depositados judicialmente R\$206 milhões, relacionado à atualização monetária do depósito original. Este processo fiscal também levou a diversos outros processos, os quais totalizam R\$ 1.226.965 em 31 de dezembro de 2018 e permanecem aguardando decisão das instâncias judiciais superior. A Companhia acredita que a chance de perda é possível, sendo que os principais processos estão destacados abaixo:

(Valores em R\$ mil)

Execução Fiscal nº 0014813-89.2004.4.03.6105 (2004.61.05.014813-3) – IRPJ	
a) Juízo	3ª Vara Federal de Campinas
b) Instância	3ª Instância (judicial)
c) Data de instauração	19/11/2004
d) Partes no processo	Fazenda Nacional x CPFL Paulista de Força e Luz
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 542.145
f) Principais fatos	Ação de natureza fiscal ajuizada pela Fazenda Nacional objetivando contestar a dedutibilidade de despesas reconhecidas em 1997, relacionadas a um déficit do fundo de pensão da FUNCESP, operação esta objeto do Mandado de Segurança nº 0005656-29.2003.4.03.6105, o qual aguarda julgamento de Recurso Especial da Companhia possuindo apenas decisões desfavoráveis. Toda a operação se baseia em uma opinião favorável recebida da Receita Federal que autorizou que a controlada CPFL Paulista deduzisse tais despesas para fins da apuração de valores devidos a título de imposto de renda.

4.3 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Não Sigilosos E Relevantes

	<p>Durante o trâmite da cobrança desse procedimento, em 2007, foi realizado um depósito judicial no valor de R\$ 360 milhões para evitar a penhora de ativos pelas autoridades fiscais. Em janeiro de 2016, a controlada obteve decisão judicial que autorizou a substituição do depósito judicial por garantia financeira (seguro garantia), permitindo a realização do levantamento do valor depositado em favor da controlada em 2016, mantendo-se desta maneira até a presente data.</p> <p>Nesta execução fiscal, houve sentença determinando a manutenção do débito, contra a qual a CPFL Paulista interpôs apelação. O referido recurso teve seu provimento negado, em 12 de janeiro de 2015. A CPFL Paulista ingressou com os recursos especial e extraordinário, sendo o primeiro admitido e encaminhado ao Superior Tribunal de Justiça (STJ), para julgamento e o segundo inadmitido. Em função da inadmissão do recurso extraordinário, ingressamos com agravo de despacho denegatório de recurso extraordinário no Supremo Tribunal Federal (STF). Em fevereiro de 2017, a Companhia teve que realizar um depósito judicial de R\$ 206.874 relacionado aos juros do antigo depósito. Aguarda-se o julgamento: (i) do recurso especial da Empresa; (ii) do agravo em recurso extraordinário.</p>
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada CPFL Paulista no valor de R\$ 542.145, que representa 1,93% da Receita Líquida consolidada da Companhia.

(Valores em R\$ mil)

Execução Fiscal nº 0014812-07.2004.4.03.6105 (2004.61.05.014812-1) – CSLL	
a) Juízo	3ª Vara Federal de Campinas
b) Instância	2ª Instância (judicial)
c) Data de instauração	19/11/2004
d) Partes no processo	Fazenda Nacional x CPFL Paulista de Força e Luz
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 209.431
f) Principais fatos	Ação de natureza fiscal ajuizada pela Fazenda Nacional objetivando contestar a dedutibilidade de despesas reconhecidas em 1997, relacionadas a um déficit do fundo de pensão da FUNCESP. Com base em uma opinião favorável recebida da Receita Federal, a controlada CPFL Paulista deduziu tais despesas para fins da apuração de valores devidos a título de imposto de renda. Para garantia desse processo, a controlada obteve fiança bancária. Foi proferida sentença determinando a manutenção do débito. Posteriormente, a controlada CPFL Paulista interpôs Apelação. O Recurso foi parcialmente provido, apenas para determinar o sobrestamento dos presentes embargos até o julgamento definitivo do mandado de segurança nº 0005656-29.2003.4.03.6105 A Fazenda apresentou embargos infringentes, o qual aguarda julgamento.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada CPFL Paulista no valor de R\$ 209.431, que

4.3 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Não Sigilosos E Relevantes

representa 0,74% da Receita Líquida consolidada da Companhia, sem maiores impactos nas operações do grupo.

(Valores em R\$ mil)

Execução Fiscal nº 0000330-78.2009.4.03.6105 (2009.61.05.000330-0) – IRPJ, CSLL	
a) Juízo	3ª Vara Federal de Campinas
b) Instância	2ª Instância (judicial)
c) Data de instauração	08/01/2009
d) Partes no processo	Fazenda Nacional x CPFL Paulista de Força e Luz
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 102.635
f) Principais fatos	Ação de natureza fiscal ajuizada pela Fazenda Nacional objetivando contestar a dedutibilidade de despesas reconhecidas em 1997, relacionadas a um déficit do fundo de pensão da FUNCESP. Com base em uma opinião favorável recebida da Receita Federal, a controlada CPFL Paulista deduziu tais despesas para fins da apuração de valores devidos a título de imposto de renda. Para garantia desse processo, a controlada obteve fianças bancárias e ingressou com embargos à execução. O embargo foi julgado improcedente. Assim, a CPFL Paulista apresentou recurso de apelação, o qual, atualmente, aguarda julgamento.
G) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada CPFL Paulista no valor de R\$ 102.635, que representa 0,36% da Receita Líquida consolidada da Companhia, sem maiores impactos nas operações do grupo.

(Valores em R\$ mil)

Execução Fiscal nº 0004593-90.2008.4.03.6105 (2008.61.05.004593-3) – IRPJ, CSLL, PIS e COFINS	
a) Juízo	5ª Vara Federal de Campinas
b) Instância	3ª Instância (judicial)
c) Data de instauração	05/05/2008
d) Partes no processo	Fazenda Nacional x CPFL Paulista
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 74.268
f) Principais fatos	Ação de natureza fiscal ajuizada pela Fazenda Nacional objetivando contestar a dedutibilidade de despesas reconhecidas em 1997, relacionadas a um déficit do fundo de pensão da FUNCESP. Com base em uma opinião favorável recebida da Receita Federal, a controlada CPFL Paulista deduziu tais despesas para fins da apuração de valores devidos a título de imposto de renda. Para garantia desse processo, a controlada obteve fiança bancária, contudo em 2011, foi necessário ser substituída por depósito no valor de R\$ 54 milhões, evitando o risco de ter qualquer ativo penhorado pelas autoridades fiscais. Em janeiro de 2016, a controlada obteve decisão judicial que autorizou a substituição do depósito judicial por garantia financeira (carta de fiança), permitindo o levantamento do respectivo valor depositado em favor da controlada em 2016. Foi proferida sentença determinando a manutenção do débito. Posteriormente, a controlada CPFL Paulista interpôs Apelação, o qual foi julgado improcedente Assim, a

4.3 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Não Sigilosos E Relevantes

	CPFL Paulista ingressou com os recursos especial e extraordinário, os quais aguardam julgamento.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Valor depositado em juízo e registro no resultado contábil da controlada CPFL Paulista no valor de R\$ 74.268 , que representa 0,3% de nossa Receita Líquida consolidada, sem maiores impactos nas operações do grupo.

(Valores em R\$ mil)

Processo Fiscal nº 0023157-39.2016.4.03.6105 (10830.720420/2007-71)– IRPJ, CSLL, PIS e COFINS	
a) Juízo	Delegacia da Receita Federal
b) Instância	1ª Instância (Judicial)
c) Data de instauração	06/12/2016
d) Partes no processo	Companhia Paulista de Força e Luz X Receita Federal
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 91.973
f) Principais fatos	Ação de natureza fiscal ajuizada pela Receita Federal do Brasil objetivando contestar a dedutibilidade de despesas reconhecidas em 1997, relacionadas a um déficit do fundo de pensão da FUNCESP. Com base em uma opinião favorável recebida da Receita Federal, a Companhia deduziu tais despesas para fins da apuração de valores devidos a título de imposto de renda. Ocorre que a Receita Federal, por intermédio da Delegacia de Campinas, modificou o entendimento anteriormente emitido pelo Secretário de Receita Federal, não reconhecendo a novação e, consequentemente negando a sua dedutibilidade. Houve a fiscalização e lavratura de vários Autos de Infração contra a dedutibilidade tomada pela CPFL. No presente caso, foi lavrado auto de infração em virtude de suposta compensação de saldo negativo de IRPJ/99 com IRPJ (set. a out/03), CSLL (out/03), COFINS (nov/03), PIS (nov/03). Após o desfecho desfavorável do contencioso administrativo, os Autos de Infração foram inscritos em dívida ativa, sendo que Execução Fiscal relacionada a tais Autos de Infração tem por objeto a cobrança de suposto débito de PIS/COFINS, IRPJ e CSLL do período de 2003. Foram apresentados Embargos à Execução, os quais foram julgados improcedentes em 1ª instância. A Companhia ingressou com Embargos de Declaração que foram rejeitados em fevereiro de 2019, sendo apresentada Apelação. Aguarda-se o julgamento da apelação da Companhia.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil no valor de R\$ 91.973 que representa 0,33% da Receita Líquida da Companhia, sem maiores impactos nas operações da Companhia.

(Valores em R\$ mil)

Processo Fiscal nº 0005997-98.2016.4.03.6105 (10830.007956/2007-06, 10830.010220/2010-11,10830.720.004/2009-35,10830.720149/2007-74, 10830.720372/2007-11 e 10830.901327/2006-85.) – IRPJ, CSLL, PIS e COFINS.	
a) Juízo	3ª Vara federal de Campinas/SP
b) Instância	1ª Instância (Judicial)
c) Data de instauração	28/03/2016
d) Partes no processo	CPFL Paulista X Receita Federal

4.3 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Não Sigilosos E Relevantes

e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 180.461
f) Principais fatos	Ação de natureza fiscal ajuizada pela Receita Federal do Brasil objetivando contestar a dedutibilidade de despesas reconhecidas em 1997, relacionadas a um déficit do fundo de pensão da FUNCESP. Com base em uma opinião favorável recebida da Receita Federal, a Companhia deduziu tais despesas para fins da apuração de valores devidos a título de imposto de renda. Ocorre que a Receita Federal, por intermédio da Delegacia de Campinas, modificou o entendimento anteriormente emitido pelo Secretário de Receita Federal, não reconhecendo a novação e, conseqüentemente negando a sua dedutibilidade. Houve a fiscalização e lavratura de vários Autos de Infração contra a dedutibilidade tomada pela CPFL. Após discussão administrativa infrutífera, os autos de infração foram inscritos em dívida ativa e ajuizados. A execução fiscal em tela tem por objeto a cobrança de diversos supostos débitos. A CPFL Paulista apresentou embargos à execução. Foi proferida sentença determinando a manutenção do débito. Posteriormente, a CPFL Paulista recorreu, interpondo apelação, o qual aguarda julgamento.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil no valor de R\$ 180.461, que representa 0,64% da Receita Líquida consolidada da Companhia, sem maiores impactos nas operações da Companhia.

- **Plano de Pensão: CPFL Piratininga**

(Valores em R\$ mil)

Processo Fiscal nº 0014567-73.2016.4.03.6105 (10830.001019/2007-39) – IRPJ/CSLL (Ação Ordinária vinculada nº 0013251-25.2016.4.03.6105).	
a) Juízo	5ª Vara Federal de Campinas/SP
b) Instância	1ª Instância (judicial)
c) Data de instauração	12/08/2016
d) Partes no processo	CPFL Piratininga x Fazenda Nacional
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 265.319
f) Principais fatos	A controlada CPFL Piratininga recebeu uma autuação fiscal relacionada à dedutibilidade de despesas provenientes dos pagamentos previstos no acordo financeiro firmado para o equacionamento do déficit com o fundo de pensão da FUNCESP. Foi indeferida a Impugnação apresentada pela empresa. Assim, a CPFL Piratininga ingressou com recurso voluntário, o qual foi indeferido. A Companhia ingressou com recurso especial, o qual foi indeferido. Finalizada a discussão da esfera administrativa, a Companhia ingressou com Ação Anulatória nº 0013251-25.2016.4.03.6105, objetivando o cancelamento do débito e, paralelamente, a Fazenda ajuizou execução fiscal. Foi determinada a suspensão da execução fiscal, até que a Ação Anulatória apresentada pela CPFL seja julgada. Nesta ação anulatória, a Companhia obteve sentença favorável, porém sem a concessão do pedido de suspensão da exigibilidade do débito nesta execução e sem

4.3 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Não Sigilosos E Relevantes

	condenação de custas, portanto a Companhia apresentou recurso de Apelação, assim como a Fazenda, mas esta busca a reforma integral da sentença. Atualmente, a Companhia aguarda o julgamento das Apelações e do pedido de tutela reativação da suspensão.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda em esfera judicial, o impacto será de desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada CPFL Piratininga no valor de R\$ 265.319, que representa 0,94% da Receita Líquida consolidada da Companhia, sem maiores impactos nas operações do grupo.

- **Processo fiscal IRPJ/CSLL – RGE**

(Valores em R\$ mil)

Processo Fiscal n.º 5012003-49.2012.404.7107 – IRPJ / CSLL	
a) Juízo	5ª Vara Federal de Caxias do Sul
b) Instância	1ª Instância (Judicial)
c) Data de instauração	16/08/2012
d) Partes no processo	RGE x União - Fazenda Nacional
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 535.119
f) Principais fatos	A Fazenda Nacional ajuizou ação de natureza fiscal em face da controlada RGE referente a supostos débitos fiscais, relativos a fatos geradores ocorridos no período de 1999 a 2003, decorrentes de: (1) excesso de amortização de ágio; (2) excesso de depreciação de bens submetidos a reavaliação; e (3) valores relacionados a atualização monetária da Conta de Compensação de Variação de itens da Parcela A ("CVA"), que foram excluídos da base de cálculo do IRPJ e da CSLL, anteriormente discutidos no processo administrativo nº 11080.009008/2004-47. A controlada RGE ofereceu seguro garantia, interpondo embargos à execução, tendo sido deferida a realização de perícia contábil, cujo resultado foi favorável à RGE. Atualmente, aguarda-se sentença.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda na esfera judicial, ocorreria desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada RGE no valor de R\$ 535.119, que representa 1,9% da Receita Líquida consolidada da Companhia, sem maiores impactos nas operações do grupo.

(Valores em R\$ mil)

Processo nº 5010363-98.2018.4.04.7107 (Ação Ordinária vinculada nº 5007595-05.2018.4.04.7107 (nº antigo 0043678-60.2015.4.01.3400) – IRPJ	
a) Juízo	5ª Vara Federal de Caxias do Sul
b) Instância	1ª Instância (judicial)
c) Data de instauração	07/08/2015
d) Partes no processo	RGE Sul X Receita Federal do Brasil
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 131.631
f) Principais fatos	Execução Fiscal ajuizada para cobrança dos processos administrativos que estavam suspensos por meio da Ação Ordinária 5007595-05.2018.4.04.7107 (nº antigo 0043678-60.2015.4.01.3400), quais sejam nºs

4.3 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Não Sigilosos E Relevantes

	<p>11020.722512/2011-70 e 11080.007273/2009-03, finalizados na esfera administrativa por haver conexão entre esta ação e a Execução Fiscal nº 5012003-49.2012.4.04.7107.</p> <p>Estes processos administrativos visam a cobrança dos valores de IRPJ dos anos de 2004, 2006, 2007, decorrentes da não homologação de compensações realizadas pela Companhia por suposta insuficiência dos prejuízos fiscais apurados.</p> <p>A insuficiência do prejuízo fiscal se dá pela compensação de ofício promovida pela Receita Federal destes créditos com débitos de IRPJ/CSLL objeto de discussão na Execução Fiscal nº 5012003-49.2012.4.04.7107, glosa de despesas de amortização de ágio, de excesso de depreciação de bens submetidos à reavaliação e de atualizações monetárias da conta de CVA.</p> <p>A RGE Sul apresentou exceção de pré-executividade requerendo a extinção da execução por força da existência de causa suspensiva da exigibilidade desses débitos (decisão judicial proferida na ação ordinária 5007595-05.2018.4.04.7107), o que impede o ajuizamento do executivo fiscal. Aguarda-se a análise da exceção de pré-executividade apresentada. Na ação ordinária, há decisão determinando que os débitos permaneçam suspensos até que haja decisão final nos autos da Execução Fiscal nº 5012003-49.2012.4.04.7107, onde discute-se o processo administrativo nº 11080.009008/2004-47, do qual decorrem estes processos administrativos em pauta. Diante disso, a Fazenda Nacional interpôs o Agravo de Instrumento contra a decisão que deferiu a tutela de urgência concedida à Companhia, que apresentou contrarrazões. Atualmente, aguarda-se julgamento.</p>
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda em esfera judicial, o impacto será de desembolso de caixa e registro no resultado contábil da Companhia no valor de R\$ 131.631, que representa cerca de 0,47% da Receita Líquida consolidada da Companhia.

(Valores em R\$ mil)

Processo Fiscal n.º 11020.721188/2017-68– IRPJ / CSLL	
a) Juízo	Receita Federal do Brasil
b) Instância	2ª Instância (Administrativa)
c) Data de instauração	17/08/2017
d) Partes no processo	RGE x Receita Federal
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 91.123
f) Principais fatos	A Delegacia da Receita Federal autuou a Companhia pela exclusão supostamente indevida de valores da base de cálculo ajustada do IR e CSLL decorrente das aquisições da RGE pelas Empresas do Grupo CPFL, relativos aos anos-base 2012 e 2013, cumulados com juros de mora e multa agravada, pelo suposto aproveitamento indevido do ágio pago na aquisição de 67% da RGE pela CPFL Paulista, em razão de ausência de razões econômicas ou negociais que

4.3 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Não Sigilosos E Relevantes

	<p>acarretaram a transferência de ágio à CPFL Serra, antiga Ipê Energia. Apresentada impugnação ao débito, a qual foi julgada improcedente. A Companhia apresentou Recurso Voluntário, que aguarda julgamento.</p> <p>A autuação possui o mesmo objeto do processo nº 11020.721280/2013-02, porém referente ao período de 2012 e 2013.</p>
g) Chance de perda	Possível, contudo existe uma parcela que é remota pois, parte do débito foi alcançado pela decadência e a jurisprudência é favorável quanto a possibilidade de aplicação da multa agravada.
h) Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda, ocorreria desembolso de caixa e registro no resultado contábil da Companhia no valor de R\$ 91.123, que representa 0,32% da Receita Líquida consolidada da Companhia, sem maiores impactos nas operações do grupo.

(Valores em R\$ mil)

Processo Fiscal n.º 11020.721280/2013-02 – IRPJ / CSLL	
a) Juízo	Conselho de Administração de Recursos Fiscais (CARF)
b) Instância	3ª Instância (Administrativa)
c) Data de instauração	09/05/2013
d) Partes no processo	RGE x Receita Federal
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 299.478
f) Principais fatos	<p>A Delegacia da Receita Federal autuou a RGE pela exclusão supostamente indevida de valores da base de cálculo ajustada do IR e CSLL decorrente das aquisições da RGE pelas Empresas do Grupo CPFL, relativos aos anos-base 2007 a 2011, cumulados com juros de mora e multa agravada, pelo suposto aproveitamento indevido do ágio pago na aquisição de 67% da RGE pela CPFL Paulista, em razão de ausência de razões econômicas ou negociais que acarretaram a transferência de ágio à CPFL Serra, antiga Ipê Energia. Apresentada impugnação ao débito, que restou parcialmente acolhida. O recuso voluntário da CPFL foi integralmente procedente, para anular a autuação. A Fazenda apresentou recurso especial relativo apenas à parte da autuação, o qual foi parcialmente admitido. Em decorrência desta decisão, a Fazenda interpôs Agravo, que foi rejeitado. Após a análise do Recurso Especial interposto pela Fazenda, bem como das Contrarrações apresentadas pela RGE, foi dado provimento ao Recurso Especial, de modo que os autos retornaram ao colegiado de origem. Em face desta decisão, a RGE apresentou Embargos de Declaração, os quais aguardam julgamento.</p> <p>A parcela da autuação que não foi objeto de recurso da Fazenda já se considera definitivamente anulada.</p>
g) Chance de perda	Possível, contudo existe uma parcela que é remota, equivalente a R\$ 124.823 relativa à tese da Impossibilidade de aplicação da multa qualificada de 150%, bem como da tese da decadência dos créditos tributários relativos ao ano-calendário de 2007 além da tese do erro na apuração das bases de cálculo do IRPJ e CSLL, mantendo-se somente como POSSÍVEL, correspondente à R\$ 172.839, relativos à

4.3 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Não Sigilosos E Relevantes

	tese da amortização do ágio gerado na aquisição da RGE pelo Grupo CPFL.
h) Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda, ocorreria desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada RGE no valor de R\$ 172.839 que representa 1,1% de nossa Receita Líquida consolidada, sem maiores impactos nas operações do grupo.

- **ICMS Subvenção – RGE Sul**

(Valores em R\$ mil)

Processos n.º 42238374 e 42238382	
a) Juízo	Secretaria da Fazenda Estadual do RS
b) Instância	2ª Instância (Administrativa)
c) Data de instauração	24 e 26/12/2018
d) Partes no processo	RGE Sul x Fazenda do Estado do Rio Grande do Sul
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 430.558
f) Principais fatos	<p>A Fazenda do Estado do Rio Grande do Sul autuou a RGE Sul (e antiga RGE) sob o argumento de que deveria integrar a base de cálculo do ICMS a parte subvencionada de algumas contas de energia elétrica de consumidores que possuem o benefício tarifário. Na autuação, a Fazenda do Estado desconsidera que as parcelas de subvenção recebidas pelas distribuidoras de energia elétrica do Governo Federal são realizadas à título de indenização do valor total cobrado, em razão do desequilíbrio contratual resultante da fixação de descontos para determinadas classes de consumidores, bem como de que o valor das contas não integra o valor subvencionado.</p> <p>Processo administrativo foi instaurado e se encontra em fase recursal, aguardando julgamento dos recursos voluntários apresentados pela RGE e RGE Sul, em face das decisões de primeira instância que mantiveram integralmente as atuações.</p>
(g) Chance de perda	Possível
(h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil no valor de R\$ 430.558 que representa 1,53% da Receita Líquida consolidada da Companhia no exercício social findo em 31 de dezembro de 2018, sem maiores impactos nas operações da Companhia.

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

(Valores em R\$ mil)

Processo 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	Delegacia da Receita Federal x CPFL Geração
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 416.451
f) Principais fatos	A controlada CPFL Geração recebeu auto de infração lavrado para cobrança da diferença dos valores recolhidos a título de PIS e COFINS, do período de abril de 2007 a dezembro de 2010. A CPFL Geração recolheu o PIS e a COFINS nos

4.3 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Não Sigilosos E Relevantes

	<p>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 março de 2018, foi proferida decisão favorável à CPFL Geração na primeira instância. O governo federal brasileiro recorreu dessa decisão e estamos atualmente aguardando uma decisão na segunda instância.</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 controlada CPFL Geração no valor de R\$ 416.451, que representa 1,48% da Receita Líquida consolidada da Companhia, sem maiores impactos nas operações do grupo.

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

(Valores em R\$ mil)

Processo Fiscal nº 16643.720027/2012-39 – IRPJ / CSLL	
a) Juízo	Secretaria da Receita Federal
b) Instância	2ª Instância (Administrativa)
c) Data de instauração	12/11/2012
d) Partes no processo	CPFL Geração x Receita Federal
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 303.864
f) Principais fatos	A controlada 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. A CPFL Geração interpôs recurso voluntário, o qual foi rejeitado. Em decorrência desta decisão, foi apresentado Recurso Especial, o qual aguarda admissão.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Processo em esfera administrativa: Em caso de perda, é passível de julgamento em esfera judicial, sendo que nesta segunda hipótese, o impacto será de desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada CPFL Geração no valor de R\$ 303.864, sem maiores impactos nas operações do grupo, pois o montante representa 1,08% da Receita Líquida consolidada da Companhia.

4.3 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Não Sigilosos E Relevantes*(Valores em R\$ mil)*

Processo 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	CPFL Geração x Receita Federal
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 414.470
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.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Ainda em esfera administrativa, passível de discussão judicial ainda. Em caso de perda na esfera judicial, desembolso de caixa e registro no resultado contábil da CPFL Geração no valor de R\$ 414.470, sem maiores impactos nas operações da Companhia, pois o montante representa 1,47% da Receita Líquida consolidada da Companhia.

- INDEDUTIBILIDADE DA CSLL – CPFL Piratininga**

(Valores em R\$ mil)

Processo Fiscal nº 0002005-38.2002.4.03.6100 – IRPJ	
a) Juízo	19ª Vara Federal de São Paulo
b) Instância	1ª Instância (judicial)
c) Data de instauração	30/01/2002
d) Partes no processo	CPFL Piratininga x Receita Federal do Brasil
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 169.125
f) Principais fatos	Mandado de Segurança com o objetivo de assegurar a CPFL Piratininga o direito à dedução integral do valor da Contribuição Social sobre o Lucro (CSLL) da base de cálculo do Imposto sobre a Renda (IR), referente ao ano-base de 2002 e nos seguintes, afastando, desta forma, o artigo 1º da Lei nº 9.316/96. Para suspensão da exigibilidade do crédito tributário controvertido, a CPFL Piratininga realizou o depósito judicial dos valores relativos aos períodos de 2004 a 2015. O pedido do Mandado de Segurança foi julgado improcedente, com a denegação da ordem, ao fundamento de que o artigo 1º da Lei nº 9.136/96 não padece de inconstitucionalidade. A CPFL Piratininga ingressou com

4.3 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Não Sigilosos E Relevantes

	<p>Recurso de Apelação, ao qual foi negado provimento. A CPFL Piratininga apresentou recursos especial e extraordinário, aos quais foi negado seguimento. O processo transitou em julgado e os autos retornaram ao juízo de origem, para cumprimento de sentença.</p> <p>A CPFL Piratininga apresentou ao juízo laudo produzido pelos auditores independentes, em conjunto com manifestação, a fim de demonstrar que a conversão em renda do montante depositado não poderia ser levada a termo com base na integralidade dos depósitos judiciais, tendo em vista que os depósitos relativos aos períodos de 2004 a 2015 foram realizados com base no valor apurado no regime de lucro real com base em estimativa mensal. Conseqüentemente, o montante depositado teria superado o valor do Imposto de Renda efetivamente devido no exercício. Atualmente, aguarda-se decisão referente a tal pedido.</p>
g) Chance de perda	Provável
h) Análise do impacto em caso de perda	Conversão em renda do depósito judicial efetuado pela empresa para quitação dos tributos exigidos.

IRPJ/CSLL – Sul Geradora

(Valores em R\$ mil)

Processo Fiscal nº 0023094-29.2016.4.03.6100 (19515.001221/2004-65) – IRPJ/CSLL	
a) Juízo	9ª Vara Federal de São Paulo/SP
b) Instância	1ª Instância (judicial)
c) Data de instauração	25/06/2004 (auto de infração)
d) Partes no processo	Sul Geradora Participações S/A x Receita Federal do Brasil
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 109.557
f) Principais fatos	<p>Trata-se de Ação Anulatória de Débito Fiscal, para que seja determinado o cancelamento definitivo do lançamento formalizado no Processo Administrativo nº 19515.001221/2004-65.</p> <p>Foi lavrado auto de infração que visa obter valores de IRF sobre o pagamento de juros decorrente de uma operação de pré-pagamento de exportação. O Fisco alega que a empresa utilizou os recursos obtidos na operação para adquirir créditos contra empresas do próprio grupo econômico e não para o financiamento de suas exportações. A Sul Geradora apresentou Impugnação, a qual foi julgada improcedente. Ingressamos com recurso voluntário, sendo tal julgado procedente. A Receita Federal interpôs recurso especial. Referido recurso foi provido, mantendo-se a autuação. Em face desta decisão, a Sul Geradora opôs Embargos de Declaração, que foram rejeitados. Finalizada a discussão na esfera administrativa, a empresa ingressou com ação ordinária visando o cancelamento do débito. Atualmente, o processo se encontra em perícia judicial.</p>
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada Sul Geradora no valor de R\$ 109.557, que

4.3 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Não Sigilosos E Relevantes

representa 0,39% da Receita Líquida consolidada da Companhia, sem maiores impactos nas operações do grupo.

- IRPJ, CSLL, PIS e COFINS – CPFL Geração**

Processo Fiscal nº 10830.001530/2009-01 - IRPJ, CSLL, PIS e COFINS	
a) Juízo	Secretaria da Receita Federal
b) Instância	3ª Instância (administrativa)
c) Data de instauração	31/03/2009
d) Partes no processo	CPFL Geração x Receita Federal de Campinas
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 117.661
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 CPFL Geração apresentou impugnação administrativa, cuja decisão manteve a exigência fiscal. A CPFL Geração apresentou recurso voluntário, o qual foi julgado improcedente. Em face desta decisão, a Companhia apresentou Recurso Especial, o qual aguarda julgamento.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda, ocorreria desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada CPFL Geração no valor de R\$ 117.661, que representa 0,42% da Receita Líquida consolidada da Companhia, sem maiores impactos nas operações do grupo.

PROCESSOS CÍVEIS

1) Ministério Público do Estado de São Paulo x CPFL Paulista e outros

(Valores em R\$ mil)

Ação Civil Pública nº 1000942-66.2018.8.26.0072	
a) Juízo	2ª Vara Judicial de Bebedouro
b) Instância	1ª Instância
c) Data de instauração	19/02/2018
d) Partes no processo	Ministério Público do Estado de São Paulo x CPFL Paulista
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	Neste momento, não é possível estimar os valores envolvidos no processo.
f) Principais fatos	Trata-se de Ação Civil Pública de responsabilidade por ato de improbidade administrativa, fundamentada no Inquérito Civil nº 14.0208.0001135/2016-7. Por meio desta ação, o Ministério Público requer (i) a condenação do prefeito do Município de Bebedouro, Fernando Galvão (correu nesta ação), com a aplicação das sanções previstas no art. 12, III da Lei 8.429/92 (Lei de Improbidade Administrativa); (ii) declaração incidental da inconstitucionalidade da cobrança e recolhimento da Contribuição para o Custeio da Iluminação Pública – CIP; (iii) declaração da ineficácia de certas disposições do Convênio nº 006/DPCP/2017. O Município e Fernando Galvão apresentaram as suas manifestações e ambos pugnam pela inclusão da CPFL Paulista na lide. O

4.3 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Não Sigilosos E Relevantes

	pedido apresentado em relação à CPFL Paulista refere-se à alteração do contrato de convênio para arrecadação da CIP, a fim de impedir o recolhimento do tributo. Tal pedido foi acolhido e a companhia foi intimada para prestar as suas informações. A CPFL Paulista se manifestou e, dentre outros pedidos, pugnou pelo não recebimento da inicial.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Eventual desembolso de caixa e registro no resultado contábil da Companhia, com incertos impactos na operação da Companhia.

2) Procon Campinas – CPFL Paulista

Ação Civil Pública nº 0004689-71.2009.403.6105 (61.05.004689-9)	
a) Juízo	8ª Vara Federal de Campinas
b) Instância	2ª Instância
c) Data de instauração	16/04/2009
d) Partes no processo	PROCON Campinas x CPFL Paulista
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	Indeterminado
f) Principais fatos	Ação civil pública objetivando a suspensão dos efeitos do reajuste tarifário autorizado pela ANEEL à controlada CPFL Paulista para o ano de 2009. Foi deferida, liminarmente, a antecipação dos efeitos da tutela jurisdicional determinando o reajuste apenas com base no índice inflacionário medido pelo IGP-M na ordem de 6,27%. A controlada obteve, perante o TRF, a cassação da determinação. Houve sentença julgando improcedente o pedido, sobre a qual foram opostos embargos para o fim de confirmar a revogação da liminar, permanecendo, então, vigentes os índices homologados pela ANEEL. A CPFL Paulista aguarda julgamento da apelação interposta pela parte contrária.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Imensurável, por se tratar de reajuste pretérito na tarifa, sem possibilidade de estimativa de como seria o recálculo da tarifa aplicada pela controlada CPFL Paulista.

3) ABRADDEE – ANEEL

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

4.3 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Não Sigilosos E Relevantes

	os autos se encontram aguardando o julgamento da apelação interposto pela ABRADDEE.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Eventual pagamento de custas processuais e honorários de sucumbência arbitrados pelo tribunal, visto que a ABRADDEE atua no polo ativo em defesa dos interesses da Companhia.

4) Sebastião José Ismael – CPFL Paulista

(Valores em R\$ mil)

Processo Cível n.º 0001126-16.2001.8.26.0434	
a) Juízo	Vara Única
b) Instância	Execução
c) Data de instauração	13/06/2001
d) Partes no processo	Sebastião José Ismael X CPFL Paulista
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 149.281
f) Principais fatos	Trata-se de ação de indenização por danos materiais e lucros cessantes, decorrente de corte indevido, que afetou o sistema de irrigação, acarretando a perda de produção da fazenda do autor. Sentença que aponta parte líquida e parte a liquidar. A parte líquida já foi quitada pela empresa. Atualmente o processo encontra-se em fase de liquidação por arbitramento, aguardando a concretização de perícia técnica para se chegar ao valor da condenação por lucros cessantes arbitrados na fase de conhecimento. Foi ajuizada ação rescisória pela Companhia (processo nº 2035332-43.2013.8.26.0000) objetivando a desconstituição de todo julgado supramencionado, tendo sido julgada improcedente. Atualmente aguarda-se julgamento de Agravo Interno para admissão de Recurso Extraordinário.
g) Chance de perda	Provável/Possível/Remoto, sendo: Provável R\$ 6.604, Possível R\$ 110.971 e Remoto R\$ 31.705.
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil no valor de R\$ 149.281, que representa 0,53% da Receita Líquida consolidada da Companhia, sem maiores impactos nas operações da Companhia.

5) Estado do Rio Grande do Sul

(Valores em R\$ mil)

Processo nº 3709601-03.2005.8.21.0001	
a) Juízo	7ª Vara da Fazenda
b) Instância	1ª Instância
c) Data de instauração	22/02/2001
d) Partes no processo	RGE e outros X Estado do Rio Grande do Sul
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 368.791
f) Principais fatos	Trata-se de ação de responsabilização por atos de improbidade administrativa ajuizada pelo Estado do Rio Grande do Sul em face de diversas pessoas físicas (servidores e funcionários de empresas e órgãos públicos), além das empresas (i) AES-SUL Distribuidora Gaúcha de Energia S.A.; (ii) AES Florestal Ltda.; e (iii) RGE.

4.3 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Não Sigilosos E Relevantes

	<p>Alega o Estado a existência de diversas contratações fraudulentas durante o processo de reformulação e privatização do setor energético. Requerer o Autor em sede liminar (i) a desocupação imediata dos imóveis pertencentes supostamente à CEEE, ocupados pela AES SUL e AES Florestal; alternativamente (ii) o sequestro dos bens; além da quebra de sigilo bancário dos Réus pessoas físicas. Ao final, requereu a declaração de nulidade (i) dos atos que importaram em indevida e ilegal entrega de bens públicos; (ii) atos societários praticados à época; (iii) dos laudos de avaliação que embasaram as negociações; e (iv) e desfazimento das transações bancária; além do ressarcimento de todos os prejuízos causados ao erários e aos órgãos públicos relacionados ao caso. Atribuiu à causa o valor de R\$ 1.000.000,00. Deferida a liminar determinando-se o sequestro dos bens, assim como a quebra do sigilo bancário e fiscal de dois dos Réus. Processo em fase instrutória, aguardando realização de perícia, sendo o valor de contingência estimado, sendo classificado R\$ 58.905 como Possível, referente à AES Sul, e R\$ 308.764 como Remoto, referente à RGE.</p>
g) Chance de perda	Possível e Remota, conforme o valor de integralizaçãodo capital da empresa que originou a concessão.
h) Análise do impacto em caso de perda	Eventual desembolso de caixa e registro no resultado contábil da Companhia, com incertos impactos na operação da Companhia.

6) Despacho nº 288

(Valores em R\$ mil)

Processos 0026448-59.2002.4.01.3400 / 0002231-15.2003.4.01.3400	
(a) Juízo	15ª Vara Federal (Cível) de Brasília
(b) Instância	2ª Instância
(c) Data de instauração	23/08/2002
(d) Partes no processo	RGE Sul Distribuidora de Energia S.A x ANEEL e Distribuidoras
(e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 194.367
(f) Principais fatos	<p>Em 16 de maio de 2002, a ANEEL publicou o Despacho ANEEL nº 288, que introduziu alterações em certas regras de comercialização do então existente Mercado Atacadista de Energia – MAE. Tais alterações reconheciam a Companhia como devedora no mercado de curto prazo. A Companhia ajuizou ação anulatória em relação a tal Despacho (processo nº 0026448-59.2002.4.01.3400), requerendo que as regras de exposição no MAE fossem mantidas, mantendo-se a sua contabilização e permitindo-se sua liquidação.</p> <p>A última atualização referente ao processo foi em 15 de janeiro de 2016, data em que foi publicada uma nova decisão de segunda instância negando os recursos de embargos de declaração opostos pela</p>

4.3 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Não Sigilosos E Relevantes

	Companhia, demais agentes de mercado e ANEEL contra a decisão favorável de mérito à RGE Sul. Ainda no Tribunal Regional Federal da 1ª Região, as partes requeridas apresentaram recurso de embargos infringentes, visando à modificação do mérito da decisão anterior. Os recursos aguardam julgamento. Em relação ao mesmo fato, há também o processo 0002231-15.2003.4.01.3400 que ataca as ilegalidades da forma de liquidação do mercado (Despacho 346). Portanto, o objeto desta demanda (ilegalidade do procedimento) está contido no objeto geral do processo nº 0026448-59.2002.4.01.3400).
(g) Chance de perda	Remoto
(h) Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda, a "AES Brasil" suportará o ônus dos impactos, bem como, em caso de ganho, a "AES Brasil" receberá os montantes decorrentes da liquidação dos montantes suspensos pelo Despacho 288, considerando que as partes estabeleceram que o desfecho dessa ação ficaria excepcionado no instrumento de aquisição da AES Sul.

PROCESSOS CÍVEIS - Ambiental

1) Semesa x Alberto Vieira Borges

(Valores em R\$ mil)

Ação Indenizatória nº 0003354-76.2011.8.09.0113	
a) Juízo	2ª Vara Cível de Niquelândia/GO667-7
b) Instância	1ª Instância
c) Data de instauração	21/01/2011
d) Partes no processo	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\$ 2.098.939
f) Principais fatos	Alegam os Autores que foram desapropriados de parte de uma de suas propriedades em 28/12/1987, para a construção da Usina Hidrelétrica de Serra da Mesa - Goiás, tendo figurado como desapropriante Furnas Centrais Elétricas. A título de indenização receberam o valor de Crz\$ 4.300.000,00, supostamente excluindo-se a madeira proveniente das árvores da área expropriada. Acreditando estarem diante de uma oportunidade de negócios, com a extração da madeira da área a ser inundada, os Autores investiram no setor madeireiro e em outros segmentos, contudo, tiveram suas expectativas frustradas devido a não demarcação de sua propriedade por parte de Furnas, bem como devido ao embate realizado entre a Furnas e os órgãos ambientais, que perdurou por anos e culminou com o alagamento da região sem que pudessem extrair a madeira a que faziam jus. Assim, pleiteiam indenização por danos materiais, morais e lucros cessantes. Em setembro de 2018, foi proferida uma decisão determinando que os pedidos dos autores eram infundados

4.3 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Não Sigilosos E Relevantes

	e reconhecendo que o prazo de prescrição havia expirado em suas reivindicações. Os Autores apresentaram recurso em janeiro de 2019, ao qual apresentaremos recurso.
g) Chance de perda	Remota
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil da Companhia no valor de que representa 7,46% da Receita Líquida consolidada, sem maiores impactos nas operações da Companhia.

2) Semesa X Apego

(Valores em R\$ mil)

Processo Cível nº 0018587-42.2004.4.01.3500: Ambiental	
a) Juízo	8ª Vara Federal de Goiás
b) Instância	1ª 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\$ 329.502
f) Principais fatos	Ação visando à condenação das requeridas em obrigações de fazer consistentes na adoção de medidas reparadoras e mitigadoras dos impactos ambientais causados pela construção e operação da Usina Hidrelétrica Serra da Mesa. Foi deferida liminar determinando a adoção de medidas para reduzir os impactos ambientais causados pela construção e operação da Usina Hidrelétrica Serra da Mesa, bem como a elaboração do EIA/RIMA, como condição para a renovação da Licença de Operação. Contra essa decisão, a SEMESA interpôs o Agravo de Instrumento nº 2006.01.00.029015-7 perante o Tribunal Regional Federal da 1ª Região, no qual foi deferida em 13/10/2006, pelo desembargador relator, a suspensão de parte da liminar, que condicionava o funcionamento da usina à elaboração de EIA-Rima. Houve parecer do IBAMA favorável que colabora com os argumentos da CPFL, VBC e FURNAS de que não há necessidade da elaboração de EIA/RIMA e que há os empreendedores estão cumprindo os requisitos para a emissão da licença de operação. Após houve sentença que julgou improcedente a demanda e desobrigou as partes réis da elaboração do EIA/RIMA. Atualmente estamos aguardando o julgamento em 2ª instância do recurso interposto. Possível R\$28.312 e Remota R\$301.190.
g) Chance de perda	Possível e remota
h) Análise do impacto em caso de perda	Adotar medidas mitigadoras dos impactos ambientais e desembolso de caixa e registro no resultado contábil da Companhia.

3) AÇÃO AMBIENTAL – PARQUE DA SERRA DO MAR

4.3 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Não Sigilosos E Relevantes

Ação Civil Pública nº 0001673-23.2015.8.26.0157	
a) Juízo	3ª Vara da Comarca de Cubatão – SP
b) Instância	1ª Instância
c) Data de instauração	09/03/2015
d) Partes no processo	Ministério Público do Estado de São Paulo X CPFL Piratininga
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	Neste momento, não é possível estimar os valores envolvidos no processo.
f) Principais fatos	Ação Civil Pública Ambiental ajuizada pelo Ministério Público do Estado de São Paulo que questiona as supressões de vegetação nas faixas de domínio das 10 Linhas de transmissão situadas no Parque Estadual da Serra do Mar, sob o argumento de que vegetação suprimida se caracterizaria como sendo do bioma Mata Atlântica e que a supressão de vegetação estaria em desacordo com os padrões e recomendações técnicas consideradas adequadas pelo Autor. Pretende que a CPFL seja obrigada a: (i) não realizar o corte raso para a manutenção das faixas de servidão das linhas de transmissão objeto desta ação; (ii) promover o corte seletivo de vegetação; (iii) obter licença para desmate junto à CETESB e não intervenha em APP, salvo mediante autorização do órgão ambiental; (iv) implantar estrutura para impedimento de pouso de aves, mediante a instalação de "bird flapper" a cada 10m; e (v) providencie a fiscalização permanente das faixas da LTs. Processo em fase instrutória e aguarda-se a realização de prova pericial.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Adotar medidas mitigadoras dos impactos ambientais supostamente causados.

PROCESSOS TRABALHISTAS

- **Terceirização – RGE**

(Valores em R\$ mil)

Ação civil pública nº0020876-43.2015.5.04.0024	
a) Juízo	24ª Vara do Trabalho de Porto Alegre
b) Instância	3ª Instância (recursal)
c) Data de instauração	03/07/2015
d) Partes no processo	Ministério Público do Trabalho x RGE
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 219.798
f) Principais fatos	Ação Civil Pública, proposta pelo Ministério Público do Trabalho, a qual requer a condenação da RGE devido à utilização de terceirização ilícita de mão de obra por fazer parte da atividade-fim da empresa. Pede em caráter provisório, a antecipação dos efeitos da tutela para a imediata cessação da intermediação de mão de obra para a realização da atividade fim sob pena de multa fixa no valor de R\$ 50.000,00 por trabalhador utilizado. Em caráter definitivo, requer a confirmação da antecipação dos efeitos da tutela para não utilizar intermediação de mão de obra relacionada à atividade fim da reclamada, sob pena de multa de R\$ 50.000,00 por trabalhador utilizado. Condenação da

4.3 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Não Sigilosos E Relevantes

	<p>ré ao pagamento de R\$ 150.000.000,00 a título de dano moral coletivo. Em 18/08/2015 foi indeferido o pedido de antecipação de tutela formulado pelo Ministério Público. Em 01/02/2017 foi publicada sentença que julgou a ação procedente em parte para condenar a RGE a abster-se de utilizar intermediação de mão de obra para a realização de sua atividade-fim, assim consideradas somente aquelas expressamente indicadas na inicial, sob pena de pagamento de multa de R\$ 50.000,00 (cinquenta mil reais) por trabalhador utilizado nessas atividades não contratado diretamente como empregado, a partir de 180 dias após o trânsito em julgado da decisão. Ainda, condenada a empresa a publicar em jornal de circulação nacional, no prazo de 15 dias após o trânsito em julgado desta ação, de extrato da condenação (parte dispositiva do julgado), sob pena de multa de R\$ 5.000,00 (cinco mil reais) por dia. Em março de 2018, o tribunal proferiu uma decisão nos recursos apresentados por ambas as partes, negando provimento ao Recurso Ordinário da RGE e deu provimento parcial ao Recurso Ordinário do Ministério Público, para condenar a RGE ao pagamento de indenização por dano moral coletivo no montante de R\$ 1.000.000. A RGE opôs Embargos de Declaração contra a decisão, os quais não foram acolhidos pelo tribunal. Por fim, em julho de 2018, a RGE interpôs Recurso de Revista, os quais estão aguardando julgamento. Uma nova lei de Reforma Trabalhista promulgada em 11 de novembro de 2017 agora permite as atividades de terceirização que deram origem ao pedido inicial.</p>
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Proibição da terceirização – primarização da totalidade da mão de obra envolvida na operação, especialmente nas atividades descritas, bem como pagamento de indenização e multa pela terceirização ilegal.

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

O valor total provisionado referente aos processos descritos no item 4.3 em 31 de dezembro de 2018 é de R\$ 175.729, sendo os valores de R\$ 169.125 e R\$ 6.604 referentes aos processos tributário e cível, respectivamente, cuja chance de perda é provável.

4.4 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Não Sigilosos Cujas Partes Contrárias Sejam Administradores, Ex-administradores, Controladores, Ex-controladores ou Investidores

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:

a. Juízo

Não aplicável em função de não haver qualquer processo cujas partes contrárias sejam administradores ou ex-administradores, controladores ou ex-controladores ou investidores da Companhia ou de suas controladas.

b. Instância

Não aplicável em função de não haver qualquer processo cujas partes contrárias sejam administradores ou ex-administradores, controladores ou ex-controladores ou investidores da Companhia ou de suas controladas.

c. Data da instauração

Não aplicável em função de não haver qualquer processo cujas partes contrárias sejam administradores ou ex-administradores, controladores ou ex-controladores ou investidores da Companhia ou de suas controladas.

d. Partes no processo

Não aplicável em função de não haver qualquer processo cujas partes contrárias sejam administradores ou ex-administradores, controladores ou ex-controladores ou investidores da Companhia ou de suas controladas.

e. Valores, bens ou direitos envolvidos

Não aplicável em função de não haver qualquer processo cujas partes contrárias sejam administradores ou ex-administradores, controladores ou ex-controladores ou investidores da Companhia ou de suas controladas.

f. Principais fatos

Não aplicável em função de não haver qualquer processo cujas partes contrárias sejam administradores ou ex-administradores, controladores ou ex-controladores ou investidores da Companhia ou de suas controladas.

g. Chance de perda

Não aplicável em função de não haver qualquer processo cujas partes contrárias sejam administradores ou ex-administradores, controladores ou ex-controladores ou investidores da Companhia ou de suas controladas.

h. Análise do impacto em caso de perda do processo

Não aplicável em função de não haver qualquer processo cujas partes contrárias sejam administradores ou ex-administradores, controladores ou ex-controladores ou investidores da Companhia ou de suas controladas.

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

Não aplicável em função de não haver qualquer processo cujas partes contrárias sejam administradores ou ex-administradores, controladores ou ex-controladores ou investidores da Companhia ou de suas controladas.

4.5 - Processos Sigilosos Relevantes

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

A CPFL Renováveis, CPFL Brasil, CPFL Bio Pedra, CPFL Bio Buriti e CPFL Bio Ipê são partes passivas de um procedimento arbitral, de natureza cível, com valor de causa total atualizado de R\$ 190.619.399,83, sendo que foi requerida a exclusão da CPFL Brasil do polo passivo, por não ser parte legítima. O prognóstico de perda deste procedimento foi classificado como possível. O impacto desta arbitragem é apenas financeiro e somente para a CPFL Renováveis. Não há impacto financeiro para a CPFL Brasil em razão do termo de responsabilidade e assunção de dívidas assinado pela CPFL Renováveis. O risco de perda para a CPFL Brasil está classificado como remoto e para a CPFL Renováveis o risco de perda está classificado como possível.

4.6 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Repetitivos ou Conexos, Não Sigilosos E Relevantes em Conjunto

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

Encontram-se identificados neste item do Formulário de Referência todos os processos em andamento, nos quais a Companhia e/ou suas controladas figuram como parte, que não estão classificados como sigilosos e que, quando considerados em conjunto, são considerados relevantes para a Companhia, com a posição atualizada até 31 de dezembro de 2018. No processo de análise de relevância, a Companhia e suas controladas não se detiveram somente nos potenciais efeitos econômicos e financeiros de uma decisão desfavorável, considerando, também, aqueles processos que poderiam influenciar a decisão do público investidor, como, por exemplo, os processos em que a imagem da Companhia ou de suas controladas possa ser afetada de maneira adversa.

Apresentamos a seguir os detalhes dos processos repetitivos ou conexos em que somos parte (seja por meio da Companhia ou de suas controladas), que não estão sob sigilo e que, quando considerados em conjunto, são relevantes para os nossos negócios em 31 de dezembro de 2018.

Trabalhistas	
Valores envolvidos	
Consolidado	R\$ 2.796.564
CPFL Paulista	R\$ 967.004
RGE	R\$ 1.282.397
CPFL Piratininga	R\$ 354.096
CPFL Serviços	R\$ 89.028
CPFL Santa Cruz*	R\$ 66.668
CPFL Atende	R\$ 12.886
CPFL Geração	R\$ 4.391
CPFL Eficiência	R\$ 1.103
CPFL Energia	R\$ 4.761
CPFL Morro Agudo	R\$ 3.235
Nect	R\$ 5.126
CPFL Renováveis	R\$ 1.678
Outros	R\$ 4.191
* entidade que sofreu processos de reestruturação societária	
Práticas do emissor ou de controlada que causaram respectiva contingência:	
Ações coletivas	Ações nas quais os ex-empregados buscam reintegração aos quadros da Companhia, em razão de suposta inobservância de condição de estabilidade, ou irregularidades na dispensa.
Acidentes	Ações que têm como causa de pedir acidentes de trabalho ocorridos na rede elétrica, envolvendo lesão, morte ou pagamento de pensão bem como doenças ocupacionais equiparadas a acidente de trabalho.
Equiparação salarial	Ações nas quais o reclamante pleiteia a igualdade salarial com outro colaborador em cargo superior, ou com mesmo cargo e diferente remuneração, sob alegação de exercício das mesmas atividades/ atribuições. Acarreta pagamento das diferenças salariais e reflexos sobre as demais verbas do contrato de trabalho.

4.6 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Repetitivos ou Conexos, Não Sigilosos E Relevantes em Conjunto

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

Cível (Acidentes / Eletroplessão)

Valores envolvidos

Consolidado R\$ 155.880

RGE R\$ 80.088

CPFL Paulista R\$ 58.991

CPFL Piratininga R\$ 12.381

CPFL Santa Cruz* R\$ 4.420

* entidades que sofreram processos de reestruturação societária

Práticas do emissor ou de controlada que causaram tal contingência

Acidentes com lesão / acidentes com mortes e eletroplessão

Pleiteiam os autores o recebimento de indenização por danos materiais e morais em razão de acidentes com energia elétrica

Cível (Majoração Tarifária)

Valores envolvidos

Consolidado R\$ 204.975

CPFL Paulista R\$ 84.060

CPFL Piratininga R\$ 68.847

RGE R\$ 51.007

CPFL Santa Cruz* R\$ 1.061

*entidades que sofreram processos de reestruturação societária

Prática do emissor ou de controlada que causou tal contingência.

Trata-se de pedidos de restituição dos valores pagos a título de majoração tarifária em decorrência da aplicação das Portarias DNAEE nº 38 e 45, de 1986.

Tributários

Valores envolvidos

Consolidado R\$ 373.649

CPFL Renováveis R\$ 373.649

Prática do emissor ou de controlada que causou tal contingência.

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

4.6 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Repetitivos ou Conexos, Não Sigilosos E Relevantes em Conjunto

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

O valor total provisionado referente aos processos descritos no item 4.6 em 31 de dezembro de 2018 é conforme segue:

	<u>Trabalhistas</u>	<u>Cível (Acidentes/ Eletroplessão)</u>	<u>Cível (Majoração Tarifária)</u>	<u>Tributárias</u>
RGE *	91.848	2.043	9.265	-
CPFL Paulista	80.522	3.819	20.832	-
CPFL Piratininga	33.586	345	17.943	-
CPFL Santa Cruz*	4.493	111	61	-
CPFL Serviços	4.361	-	-	-
CPFL Geração	270	-	-	-
CPFL Atende	629	-	-	-
CPFL Brasil	102	-	-	-
Nect	140	-	-	-
CPFL Renováveis	3.302	-	-	-
Outras	62	-	-	-
Consolidado	219.314	6.318	48.101	-
Controladas em conjunto¹				
EPASA	978	760	750	-
Foz do Chapecó	693	-	-	2.268

*entidade que sofreu processo de reestruturação societária

¹ Valor da provisão nas empresas (sem considerar a participação societária), uma vez que estas não são consolidadas, conforme detalhado nas Informações Financeiras relativas ao período de três meses findo em 31 de dezembro de 2018.

4.7 - Outras Contingências Relevantes

4.7 Descrever outras contingências relevantes não abrangidas pelos itens anteriores.

Processos Relacionados ao nosso Conselho Fiscal

Um membro suplente de nosso Conselho Fiscal, Reginaldo Ferreira Alexandre, está envolvido em um processo com a CVM envolvendo membros do conselho executivo, conselho de administração e conselho fiscal da Petróleo Brasileiro S.A., ou Petrobras, e em relação a irregularidades e inconsistências na preparação de determinados testes de recuperabilidade de ativos (*impairment*) refletidos nas demonstrações financeiras da Petrobras para 2013. Reginaldo Ferreira Alexandre atuou no conselho fiscal da Petrobras durante o período em questão. A CVM declarou que o conselho fiscal deveria ter emitido um parecer contra a aprovação das demonstrações financeiras de 2013, citando a possibilidade dessas irregularidades e inconsistências. Esse processo está atualmente aguardando sentença.

Todas as contingências relevantes foram abrangidas pelos itens anteriores.

Processos Relacionados ao nosso Conselho de Administração

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

Termos de Ajustamento de Conduta

Em 23 de agosto de 2005, a Companhia Paulista de Força e Luz celebrou o Termo de Ajustamento de Conduta (TAC) nº 1936, relacionado à Peça de Informação nº 21908/2005-13. De acordo com este TAC, a companhia compromete-se a não submeter, permitir ou tolerar a exposição dos seus empregados ao assédio moral, bem como se compromete a promover cursos periódicos, com profissionais habilitados em psicologia, no mínimo uma vez ao ano, a fim de capacitar seu setor de recursos humanos para identificar e resolver conflitos que caracterizem assédio moral, além de promover uma campanha interna, a ser desenvolvida através de reuniões da CIPA, visando estimular o respeito mútuo entre os superiores e subordinados, estabelecendo normas de conduta de comportamento no ambiente de trabalho.

Em 7 de outubro de 2008, a Rio Grande Energia S/A celebrou o Termo de Compromisso de Ajuste de Conduta (TAC), relacionado ao Inquérito Civil nº 392/2006 e ao Inquérito Civil No. 166/2007. De acordo com este TAC, a companhia se compromete a cumprir as normas atinentes à saúde, medicina e segurança no trabalho.

Em 28 de março de 2011, a AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S/A (atual RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.) celebrou acordo com o Ministério Público do Trabalho – Procuradoria Regional do Trabalho da 4ª Região, relacionado ao Processo nº 0000957-16.2010.5.04.0001. Nos termos deste acordo, a companhia se compromete a contratar pessoas portadoras de deficiência/reabilitadas, no percentual determinado na legislação, sem que isto implique em dispensa de empregados não portadores de deficiência ou criação de novos postos de trabalho. Tal acordo apresenta, ainda, compromissos relacionados às contratações para fins de cumprimento da cota que devem ser observados pela companhia.

Em 01 de abril de 2013, a Companhia Paulista de Força e Luz celebrou acordo com o Ministério Público do Trabalho – Procuradoria Regional do Trabalho da 15ª Região, relacionado à Ação Civil Pública nº 0001575-69.2012.5.15.0005. Nos termos deste acordo, a companhia se compromete a abster-se de prorrogar a jornada de trabalho de seus empregados eletricitas além do limite legal de duas horas

4.7 - Outras Contingências Relevantes

diárias (salvo em casos de conclusão de serviços inadiáveis ou de força maior), a abster-se de solicitar ou exigir, a seus empregados eletricitas, trabalho durante o intervalo para descanso entre jornadas de trabalho estabelecido em lei, e abster-se de solicitar ou exigir, a seus empregados eletricitas, trabalho durante o repouso semanal remunerado previsto em lei.

Em 30 de março de 2015, a AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S/A (atual RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.) celebrou o Termo de Ajuste de Conduta nº 129.2014, relacionado ao Inquérito Civil nº 000058.2008.04005/1. De acordo com este TAC, a companhia se compromete a abster-se de prorrogar a jornada de trabalho de seus empregados (salvo nos casos previstos em lei), abster-se de ultrapassar o limite máximo de 12 horas para a jornada de trabalho, assegurar a todo empregado o descanso semanal estabelecido em lei e conceder o intervalo para descanso entre duas jornadas de trabalho estabelecido em lei.

Em 13 de junho de 2018, a companhia celebrou o Termo de Ajuste de Conduta Aditivo ou Retificador nº 2.2018, cujas obrigações substituíram aquelas constantes do TAC nº 129.2014. Em decorrência deste termo, a RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. comprometeu-se a pagar o valor de R\$ 2.000.000,00, referente à quitação da multa por descumprimento do TAC nº 129.2014.

Em 30 de setembro de 2015, a Rio Grande Energia S/A celebrou o Termo de Ajustamento de Conduta (TAC) nº 67.2015, relacionado ao Inquérito Civil nº 000436.2014.04.001/9-050. De acordo com este TAC, a companhia compromete-se a cumprir, no que couber, as obrigações previstas na Norma Regulamentadora nº 10 do Ministério do Trabalho e Emprego, em especial o item 10.7.4, bem como a adotar as providências necessárias para acompanhar o cumprimento pelas empresas contratadas acerca das medidas de segurança e saúde no trabalho, nos termos do item 5.50 da Norma Regulamentadora nº 5 do Ministério do Trabalho e Emprego. Em 28 novembro de 2016, o Inquérito Civil nº 000436.2014.04.001/9-050 foi arquivado, em virtude do cumprimento do TAC.

Em 19 de março de 2019, a Companhia Paulista de Força e Luz celebrou o Termo de Ajustamento de Conduta (TAC) nº 48/2019, relacionado ao Inquérito Civil nº 001044.2012.15.000/3. De acordo com este TAC, a companhia se obriga a realizar campanha publicitária de conscientização (em massificação) social sobre o risco do choque elétrico, que complemente minimamente as diretrizes e prazos ali previstos. Ademais, a título de indenização por dano moral coletivo, a companhia compromete-se a pagar a quantia de R\$ 50.000,00 (cinquenta mil reais) a título de indenização por dano moral coletivo.

4.8 - Regras do País de Origem e do País em Que os Valores Mobiliários Estão Custodiados

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:

a. Restrições impostas ao exercício de direitos políticos e econômicos

Considerando que a Companhia é um emissor nacional, este item não é aplicável.

b. Restrições à circulação e transferência dos valores mobiliários

Considerando que a Companhia é um emissor nacional, este item não é aplicável.

c. Hipóteses de cancelamento de registro, bem como os direitos dos titulares de valores mobiliários nessa situação

Considerando que a Companhia é um emissor nacional, este item não é aplicável.

d. Hipóteses em que os titulares de valores mobiliários terão direito de preferência na subscrição de ações, valores mobiliários lastreados em ações ou valores mobiliários conversíveis em ações, bem como das respectivas condições para o exercício desse direito, ou das hipóteses em que esse direito não é garantido, caso aplicável.

Considerando que a Companhia é um emissor nacional, este item não é aplicável.

e. Outras questões do interesse dos investidores

Considerando que a Companhia é um emissor nacional, este item não é aplicável.

5.1 - Política de Gerenciamento de Riscos

5. Política de gerenciamento de riscos e controles internos
5.1 Em relação aos riscos indicados no item 4.1, informar:

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

A CPFL Energia possui uma Política de Gestão Corporativa de Riscos aprovada pelo Conselho de Administração em reunião realizada em julho de 2009, devidamente atualizada em 2015, 2016, 2017 e 2018 e encontra-se disponível no site da CPFL Energia em www.cpfl.com.br/ri.

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

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

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;

5.1 - Política de Gerenciamento de Riscos

- Aumento de obrigações e investimentos em decorrência de novas regulamentações ambientais ou de saúde; e
- Efeitos adversos de más condições hidrológicas sobre os resultados operacionais.

Para mais informações sobre esses riscos, vide o item 4.1.

ii. os instrumentos utilizados para proteção

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

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

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

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

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

iii. a estrutura organizacional de gerenciamento de riscos

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

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

Cabe aos Comitês de Assessoramento ao Conselho de Administração auxiliarem o Conselho de Administração na implementação e revisão da Política de Gestão Corporativa. Em especial ao Comitê de Processos de Gestão, Riscos e Sustentabilidade, desempenhando seu papel de órgão técnico, tomar

5.1 - Política de Gerenciamento de Riscos

conhecimento (i) dos modelos de monitoramento dos riscos, (ii) das exposições aos riscos e (iii) dos níveis de controle (incluindo sua eficácia), apoiando o Conselho de Administração no desempenho do seu papel estatutário relativo à gestão de riscos. Cabe ainda a este Comitê orientar os trabalhos de Auditoria Interna e elaboração de propostas de aprimoramento.

Ao Conselho Fiscal da CPFL Energia compete, entre outros, certificar que a Administração tem meios para identificar os riscos sobre a elaboração e divulgação das demonstrações financeiras aos quais o Grupo CPFL está exposto, tomar conhecimento dos relatórios da Auditoria Interna, dos auditores independentes e da controladoria, analisando as suas respectivas recomendações e pareceres bem como monitorar a eficácia do ambiente de controles e recomendar mudanças, caso necessárias.

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

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

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

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

Além do papel na melhoria da gestão de riscos do Grupo CPFL, a Gerência de Auditoria, Riscos e *Compliance*, por meio da atuação da Gerência de Riscos, 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, Conselho de Administração, Comitês de Assessoramento e outros fóruns de governança; (vi) gestão do sistema de avaliação dos controles internos (ferramenta tecnológica); e (vii) coordenação do processo de certificação ascendente, cujo procedimento de validação dos resultados dos controles internos sobre os relatórios financeiros, realizado de forma eletrônica, é iniciada pelos gestores concluindo-se pelo Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores e pelo Diretor Presidente.

Os resultados dos trabalhos desempenhados dão subsídio ao Diretor Presidente e ao Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores para atestarem seu estado de responsabilidade sobre a efetividade do ambiente de controles internos, conforme requerido pelas seções 302 e 404 da Lei *Sarbanes-Oxley*, as quais a Companhia está sujeita por ser uma empresa listada na NYSE (New York Stock Exchange).

O Grupo CPFL conta ainda com a atuação da Gerência de Auditoria Interna, subordinada hierarquicamente ao Conselho de Administração, que através da execução do seu Plano Anual de Auditoria, acompanha e monitora a execução das práticas, políticas e procedimentos vigentes na Companhia.

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.

5.2 - Política de Gerenciamento de Riscos de Mercado

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

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

A CPFL Energia possui uma Política de Gestão Corporativa de Riscos aprovada pelo Conselho de Administração em reunião realizada em julho de 2009, devidamente atualizada em 2015, 2016, 2017 e 2018 e encontra-se disponível no site da CPFL Energia em www.cpfl.com.br/ri.

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

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

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

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

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

i. riscos de mercado para os quais se busca proteção

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

1. Risco de Mercado de Energia

- 1.1. **Risco de Sub/Sobrecontratação das Distribuidoras:** alterações nas previsões da demanda e nas expectativas de preços são regularmente monitoradas pela Companhia. As distribuidoras do Grupo CPFL fazem uso dos mecanismos regulatórios disponíveis para ajuste de contratos a fim de manter os níveis de contratação dentro dos limites regulatórios. Além disso, a CPFL Energia acompanha eventuais alterações na regulação que possam, de alguma forma, impactar este risco.
- 1.2. **Risco de mercado das geradoras:** as condições hidrológicas, níveis de GSF e expectativa de preços são acompanhados regularmente pela Companhia. A proteção a este risco é feita através da compra de energia para minimizar exposição de balanço.
- 1.3. **Risco de mercado das comercializadoras:** as posições de balanço das comercializadoras da CPFL, as condições de mercado e as expectativas de preços de curto, médio e longo prazo são monitoradas regularmente. Previamente à sua aprovação, todas as propostas de compra e venda de energia são avaliadas em relação ao limite de risco.

5.2 - Política de Gerenciamento de Riscos de Mercado

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, ações de cobrança, negativação e corte no fornecimento de energia de clientes inadimplentes. No que tange os segmentos de Geração, Comercialização e Serviços, a proteção ocorre através da exigência de garantias financeiras.

3. Risco de Juros e Câmbio:

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

Com relação ao risco cambial, a exposição relativa à captação de recursos em moeda estrangeira está substancialmente 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. A exposição relativa à receita da ENERCAN foi protegida com a contratação de instrumento financeiro do tipo *zero cost collar*, descrito em nossas demonstrações financeiras. 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. Adicionalmente, o risco da alta de taxa de juros pode ser parcialmente compensado pela posição de ativos financeiros da concessão indexada ao IPCA.

4. Risco Regulatório:

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

5. Risco de Aceleração de dívidas

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

Além disso, a Companhia e suas controladas atendem aos requisitos da Lei *Sarbanes-Oxley* tendo, portanto, 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

5.2 - Política de Gerenciamento de Riscos de Mercado

caráter especulativo. Adicionalmente, a controlada CPFL Geração contratou, em 2015, derivativo do tipo *zero-cost collar*.

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, a Companhia e suas controladas utilizam-se de sistema de *software* (Luna e Bloomberg), tendo condições de calcular o *Mark to Market*, *Stress Testing* e *Duration* dos instrumentos, e avaliar os riscos aos quais a Companhia e suas controladas estão expostas. Historicamente, os instrumentos financeiros contratados pela Companhia e controladas suportados por estas ferramentas, têm apresentado resultados adequados para mitigação dos riscos. Ressalta-se que a Companhia e suas controladas têm 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 - PCLD.

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

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

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

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

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

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

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

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

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.

5.3 - Descrição Dos Controles Internos

5.3 Em relação aos controles adotados pelo emissor para assegurar a elaboração de demonstrações financeiras confiáveis, indicar:

a) as principais práticas de controles internos e o grau de eficiência de tais controles, indicando eventuais imperfeições e providências adotadas para corrigi-las

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

Baseada nesses critérios de avaliação, a Administração da Companhia concluiu que os controles internos sobre a elaboração e divulgação das demonstrações financeiras para o exercício findo em 31 de dezembro de 2018 são eficazes.

Controles Internos de Informações Financeiras

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

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

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

b) as estruturas organizacionais envolvidas

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

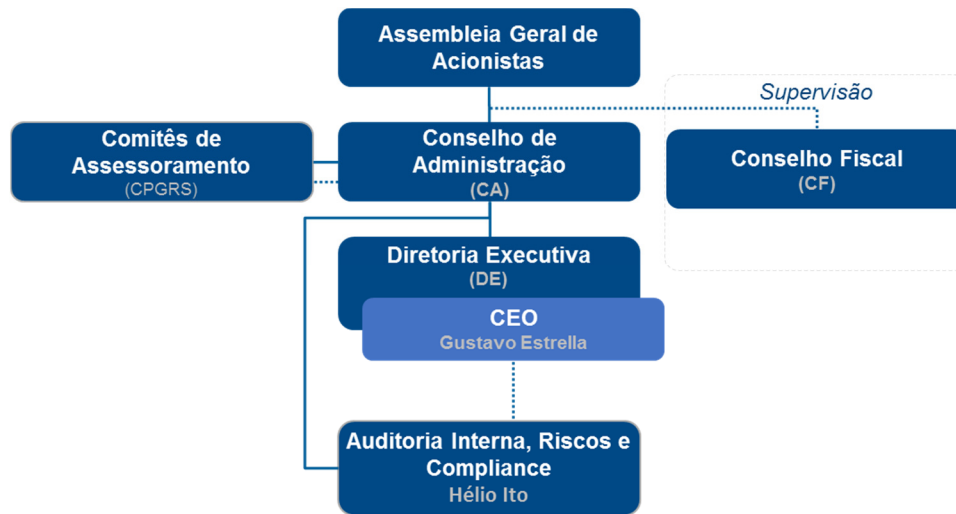
A Gerência de Riscos, Ética e *Compliance* é responsável pelo processo anual de avaliação e certificação dos controles internos sobre a elaboração e divulgação das demonstrações financeiras.

Os resultados obtidos dão subsídio ao Diretor Presidente e ao Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores para atestarem sua responsabilidade sobre a efetividade do ambiente de controles internos, conforme requerido pelas seções 302 e 404 da Lei *Sarbanes-Oxley*, as quais a Companhia está sujeita por ser uma empresa listada na NYSE (*New York Stock Exchange*).

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

5.3 - Descrição Dos Controles Internos

As estruturas organizacionais envolvidas estão representadas na figura abaixo:



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

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

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

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

Ao Conselho Fiscal da CPFL Energia compete:

- Avaliar a eficácia dos controles internos da Companhia e recomendar mudanças, caso necessárias, para os controles no nível da entidade (*Entity Level Controls*) e para os controles dos processos (*Process Level Controls*), certificando-se de que a Administração tem meios para identificar preventivamente e por meio de um sistema de informações adequado, (a) os principais riscos aos quais a Companhia está exposta; (b) sua probabilidade de materialização; e (c) as medidas e os planos adotados;
- Discutir, com os auditores independentes, Gerência de Auditoria, Riscos e *Compliance*, Diretoria Executiva da CPFL Energia e Diretor Vice-Presidente Financeiro, o resultado da avaliação do sistema de controles internos, visando seu aprimoramento e certificando-se de que as recomendações efetuadas e aprovadas pela diretoria executiva sejam implementadas no prazo programado;
- Ter ciência das deficiências significativas e fraquezas materiais encontradas no ambiente de controles internos da CPFL Energia;
- Tomar conhecimento das denúncias relacionadas às demonstrações financeiras, recebidas pela Companhia através do canal de denúncias, o qual estabelece os procedimentos utilizados pela

5.3 - Descrição Dos Controles Internos

Companhia para processar e tratar denúncias relacionadas a questões contábeis, de controles contábeis e matérias de auditoria, assegurando mecanismos que garantam o sigilo e anonimato das informações; e

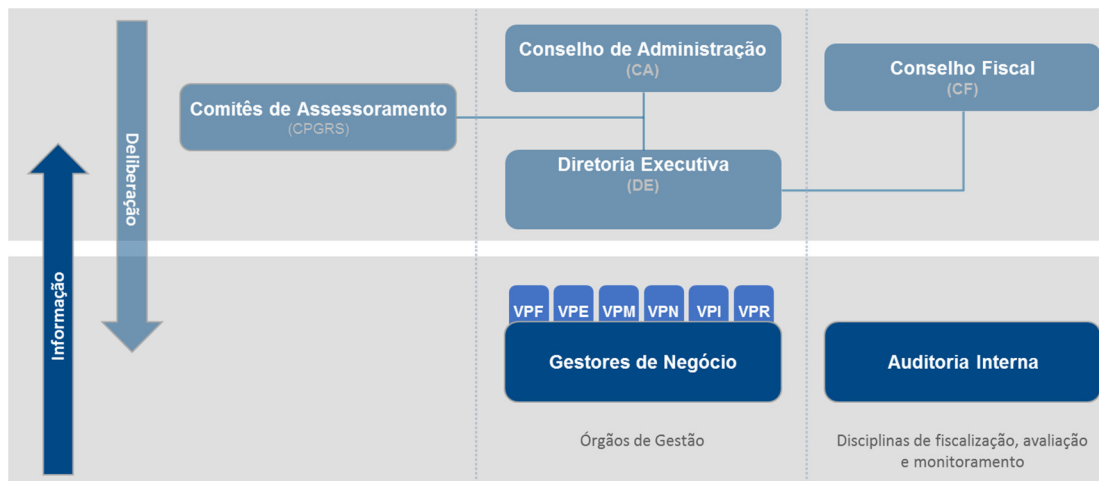
- Ter ciência dos riscos bem como dos apontamentos identificados pelos auditores da CPFL Energia através da Carta de Controles Internos emitida pela firma de auditoria independente.

À Diretoria Executiva da CPFL Energia compete:

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

A Auditoria Interna realiza tanto revisões regulares como *ad hoc* para assegurar o alinhamento dos processos às diretrizes e estratégias da Administração.

Esta governança pode ser ilustrada pela figura abaixo:



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

Os auditores não reportaram deficiências significativas em seu relatório circunstanciado sobre controles internos sobre a elaboração e divulgação das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2018.

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

5.3 - Descrição Dos Controles Internos

por nosso Conselho Fiscal, órgão independente da Administração e da auditoria externa, que desempenha as funções do Comitê de Auditoria.

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 2018. Ainda assim, as demais deficiências identificadas são encaminhadas aos diretores responsáveis para definição dos planos de ação. A Gerência de Auditoria, Riscos e *Compliance* realiza o acompanhamento e verificação do atendimento do plano de ação ao longo do exercício fiscal.

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

Um dos mecanismos de integridade adota pela Companhia é o Sistema de Gestão e Desenvolvimento da Ética – SGDE, que visa tornar preocupações com comportamento ético em práticas efetivas, mantendo o foco em impedir violações e promover o desenvolvimento de qualidade ética por todos os atos do Grupo CPFL, e é composto pelos seguintes 7 elementos:

- **Código de Conduta Ética:** É o coração do sistema onde encontra-se toda as diretrizes éticas a serem seguidas por colaboradores e terceiros com relacionamento direto com o Grupo CPFL (Holding e Controladas);
- **Comitê de Ética e Conduta Empresarial:** É formado por cinco membros, sendo três vice-presidentes executivos da Holding CPFL Energia e dois Membros Externos e Independentes;
- **Regimento Interno do Comitê de Ética:** Define os fluxos de processos e procedimentos a serem adotados desde o recebimento de registros éticos até a sua conclusão;
- **Comissão de Processamento de Denúncias (CPD):** Implantada para apoiar o Comitê de Ética e Conduta Empresarial na apuração de denúncias recebidas dos colaboradores e demais públicos de relacionamento do Grupo CPFL;
- **Canal Externo de Ética:** Empresa independente especializada no recebimento de registros éticos (denúncias, consultas e sugestões), reconhecida pela qualidade de seus controles, e por assegurar a integridade e confidencialidade das informações, o anonimato dos usuários e independência durante todo o processo;
- **Plano de Divulgação:** Abrange as atividades de comunicação dos princípios éticos e das ações realizadas pelo Comitê no âmbito das empresas do Grupo; e
- **Capacitação:** Treinamentos (e-learning e presenciais) disponibilizados para todos seus stakeholders.

O SGDE é composto de um conjunto de disposições, implementadas em todas as nossas subsidiárias com administração direta. O SGDE visa impedir, monitorar, avaliar, revisar e melhorar atos individuais e institucionais da sociedade que impliquem, direta ou indiretamente, em comportamento ético, parcial ou total, de nossas partes interessadas.

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

5.4 - Programa de Integridade

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.

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

Podemos destacar a nova versão do Sistema de Gestão e Desenvolvimento da Ética (SGDE) aprovado pela Diretoria Executiva da CPFL Energia em dezembro de 2015. As propostas constantes na reunião da Diretoria foram aprovadas pelo Conselho de Administração da CPFL na 283ª. Reunião do Conselho de Administração, realizada em 27 de janeiro de 2016.

Em nossa diretriz nº 34 Comitê de Ética e Conduta Empresarial (Comitê) estabelece:

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

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

O Código de Ética do Grupo CPFL foi elaborado, a fim de perpetuar a atuação dos colaboradores do grupo, segundo princípios que assegurem a ética, a integridade, a responsabilidade, a transparência e a eficiência, 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.

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

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

Encontra-se disponível em nosso website em <https://www.cpfl.com.br/institucional/etica-na-rede/o-codigo-de-etica/Paginas/default.aspx>.

5.4 - Programa de Integridade

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

O Código de Conduta Ética aplica-se a toda a Companhia, bem como a terceiros, fornecedores, agentes intermediários e associados.

- **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**

A CPFL se vale de seus canais tradicionais de comunicação interna, tais como cartazes, banners, Intranet, e-mails, por meio dos quais são divulgadas recorrentemente peças alusivas ao tema. Além disso, anualmente é realizada a Semana da Integridade, em período próximo ao Dia Internacional de Combate da Corrupção (9 de dezembro), concentrando palestras, exibição de filmes e outras ações que visam promover a reflexão sobre o tema. Buscando ir além dos limites de suas relações contratuais, a CPFL mantém programação aberta a toda a sociedade, inclusive com transmissão pela internet e veiculação em canal de televisão aberta, denominado "Café Filosófico", voltada à reflexão sobre diversos valores sociais, incluindo a ética e a integridade.

Eventualmente, são estabelecidas estratégias de comunicação com finalidades específicas, tais como o Plano de Comunicação de Integridade com o envio de pílulas sobre o tema para reflexão a todos os colaboradores.

Realização e divulgação da mensagem do Presidente da CPFL Energia, Membros do Comitê de Ética e Conduta Empresarial e profissionais do Grupo, refletindo sobre o Programa de Integridade na CPFL. O vídeo está disponível na intranet, acessível para os colaboradores do Grupo CPFL.

Realização de workshops e eventos de divulgação e discussão sobre a importância da integridade e da ética na CPFL. Em 2018 realizamos treinamentos contemplando todo o público sensível, CPFL Atende e o projeto piloto de Integridade para os eletricitistas, realizados nas bases de Campinas, Sumaré e Paulínia.

Realização de um treinamento específico para os executivos da CPFL com um *Compliance Officer* de mercado para reflexão do tema e a importância do comprometimento dos líderes das grandes empresas com a Integridade.

Adicionalmente é importante ressaltar que todos novos colaboradores em sua integração contam com o treinamento obrigatório sobre o Programa de Integridade em sua grade de conhecimentos, bem como, para os novos líderes no programa Decola Líder.

- **as sanções aplicáveis na hipótese de violação ao código ou a outras normas relativas ao assunto, identificando o documento onde essas sanções estão previstas**

O Código de Conduta Ética estabelece em sua diretriz nº 12, em seu item "d" que "*condutas não alinhadas com o Código serão passíveis de medidas disciplinares*".

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

- **órgão que aprovou o código, data da aprovação e, caso o emissor divulgue o código de conduta, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado**

5.4 - Programa de Integridade

O Código de Ética foi aprovado pela Diretoria Executiva em dezembro de 2015 e está disponível no site da CPFL Energia, através do link: <https://www.cpfl.com.br/institucional/etica-na-rede/o-codigo-de-etica/Paginas/default.aspx>.

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 está a cargo de terceiros, gerenciado pela empresa Contato Seguro.

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

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

• se há mecanismos de anonimato e de proteção a denunciantes de boa-fé

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

Canal Executivo nº 433 A CPFL assegura a confidencialidade dessas informações e a proteção dos profissionais contra eventuais medidas de retaliação ou perseguição.

• órgão do emissor responsável pela apuração de denúncias

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

A CPD é gerida pelo Diretor Jurídico (Coordenador) – Diretor de RH (Vice Coordenador) e a área de Auditoria Interna.

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

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

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

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

Não se aplica.

5.5 - Alterações significativas

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

Em relação ao último exercício social findo em 31 de dezembro de 2017, não houve alterações significativas nos riscos acompanhados pela Companhia em 2018. Entretanto, alguns pontos continuam sendo monitorados devido ao nível de exposição.

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

Quanto a alterações na Política de Gestão Corporativa de Riscos, o Conselho de Administração da CPFL atualizou a Política de Gestão Corporativa de Riscos em 2018. As alterações realizadas objetivaram refletir os avanços do Modelo de Gerenciamento de Riscos da Companhia. Dentre as principais modificações, destaca-se a atualização da estrutura organizacional: a criação da Gerência de Riscos, Ética e *Compliance* que está alocada na Gerência de Auditoria, Riscos e *Compliance* e contempla as seguintes disciplinas (i) Riscos Corporativos, que identifica, avalia e gerencia o risco na estratégia de negócios da organização, incluindo ações de mitigação e define os níveis toleráveis de risco como um guia para a tomada de decisões estratégicas; (ii) Controles Internos, que verifica a eficácia dos controles internos e a necessidade de implementar novos controles para identificar, combater e prevenir erros ou fraudes nas demonstrações contábeis; e (iii) Ética e *Compliance*, que garante que os processos sejam feitos em conformidade com a regulamentação e as regras da empresa.

5.6 - Outras inf. relev. - Gerenciamento de riscos e controles internos

5.6 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

Todas as informações pertinentes foram divulgadas nos itens 5.1 a 5.5 deste formulário de referência.

6.1 / 6.2 / 6.4 - Constituição do Emissor, Prazo de Duração E Data de Registro na Cvm

Data de Constituição do Emissor	20/03/1998
Forma de Constituição do Emissor	Sociedade por ações.
País de Constituição	Brasil
Prazo de Duração	Prazo de Duração Indeterminado
Data de Registro CVM	18/05/2000

6.3 - Breve Histórico

6.3 Breve histórico do emissor

CPFL Energia

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

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

Em setembro de 2004, a Companhia efetivou a Oferta Pública de Ações, através da emissão de novas ações e simultaneamente a venda de ações dos acionistas controladores. Esta oferta ocorreu tanto no âmbito nacional como internacional, sendo que as ações da Oferta Brasileira foram listadas na B3, enquanto que a Oferta Internacional, na forma de ADS, foi listada na NYSE ("*New York Stock Exchange*").

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

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

6.3 - Breve Histórico

- A CPFL Bionergia S.A. (anteriormente Makelele Participações S.A.) foi adquirida pela Semesa S.A. em 2006, sendo esta incorporada pela CPFL Geração em 2007;
- Em setembro de 2009 adquiriu as empresas Santa Clara I – Energias Renováveis Ltda., Santa Clara II Energias Renováveis Ltda., Santa Clara III Energias Renováveis Ltda., Santa Clara IV Energias Renováveis Ltda., Santa Clara V Energias Renováveis Ltda., Santa Clara VI Energias Renováveis Ltda., Eurus VI Energias Renováveis Ltda. e Centrais Elétricas da Paraíba S.A. (EPASA) através da CPFL Geração;
- Em outubro de 2009 constituiu a CPFL Bio Formosa através da CPFL Brasil;
- Em 2010 constituiu a CPFL Bio Buriti, a CPFL Bio Ipê e a CPFL Bio Pedra através da CPFL Brasil;
- Em abril de 2010 constituiu a CPFL Bio Anicuns S.A. e a CPFL Bio Itapaci S.A. pela CPFL Brasil;
- Em agosto de 2011 adquiriu a CPFL Renováveis através da CPFL Brasil e CPFL Geração;
- Em dezembro de 2011, concluiu a aquisição da Santa Luzia Energética S.A. ("Santa Luzia") através da CPFL Renováveis;
- Em 31 de outubro de 2016 foi concluída a aquisição da RGE Sul Distribuidora de Energia, pela CPFL Jaguariúna; e
- Em 15 de dezembro de 2017, a administração da RGE Sul e sua controladora CPFL Jaguariúna Participações Ltda., CPFL Jaguariúna, aprovaram a incorporação da CPFL Jaguariúna na RGE Sul. Em decorrência dessa incorporação, a CPFL Jaguariúna foi extinta.

Aquisição acionária da Companhia pela State Grid International Development Limited

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

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

Em Fato Relevante e Comunicado ao Mercado divulgados em 30 de novembro e em 5 de dezembro de 2017, a Companhia informou que foi efetuado com sucesso o leilão da OPA no sistema de negociação da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão. Como resultado do leilão, a State Grid adquiriu 408.357.085 ações ordinárias de emissão da Companhia, representativas de 88,44% do total de ações objeto da OPA e 40,12% do capital social da Companhia. As ações ordinárias foram adquiridas pelo preço de R\$ 27,69, totalizando o valor de R\$ 11.307.408.

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

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

Em 2 de abril de 2019, a Companhia informou à B3 sobre sua intenção de aumentar o seu número de ações em circulação no mercado (*free float*), em cumprimento às regras do Novo Mercado, através da realização de uma oferta subsequente das suas ações ordinárias e, em 18 de abril de 2019, a B3 aprovou

6.3 - Breve Histórico

seu pedido de extensão do prazo para atingir um percentual mínimo de ações em circulação no mercado (*free float*) de 15% de seu capital total até 31 de outubro de 2019.

6.5 - Informações de Pedido de Falência Fundado em Valor Relevante ou de Recuperação Judicial ou Extrajudicial

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.

Não houve pedido de falência, nem de recuperação judicial ou extrajudicial da CPFL Energia.

6.6 - Outras Informações Relevantes

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.

7.1 - Descrição Das Principais Atividades do Emissor E Suas Controladas

7. Atividades do emissor

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

Visão Geral

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

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

Nós somos uma das maiores distribuidoras de eletricidade do Brasil, com base nos 43.658 GWh de eletricidade que distribuímos a 9,6 milhões de consumidores em 2018. Em geração de eletricidade, nossa Capacidade Instalada em 31 de dezembro de 2018 era de 3.272 MW. Por meio de nossa participação na CPFL Renováveis, nós também estamos envolvidos na construção de uma pequena central hidrelétrica (PCH) e quatro usinas eólicas, e, como resultado disso, nós esperamos aumentar nossa Capacidade Instalada para 3.322 MW durante os próximos cinco anos, à medida que esses projetos forem concluídos.

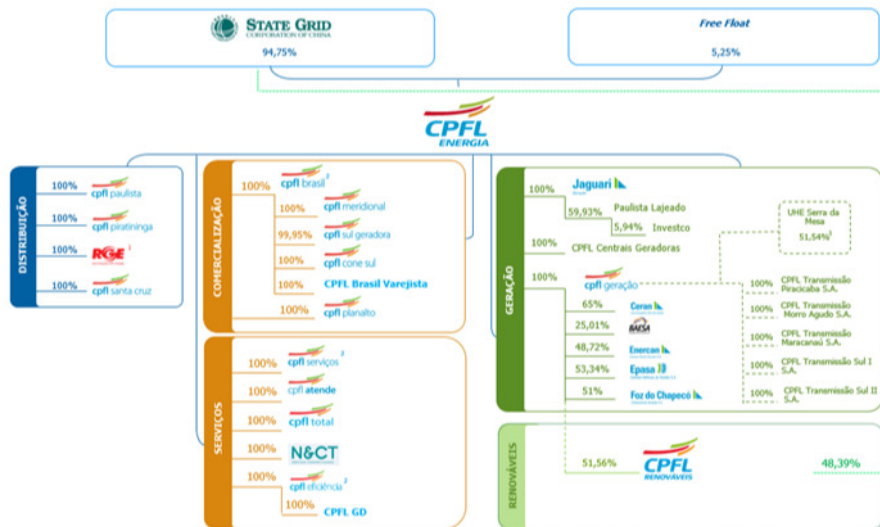
Nós também estamos envolvidos na comercialização de energia, comprando e vendendo eletricidade a produtores de energia, Consumidores Livres e companhias de comercialização de energia. Nós também prestamos serviços de agenciamento a Consumidores Livres perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE") e outros agentes, bem como serviços relacionados a eletricidade a suas afiliadas e não afiliadas. Em 2018, a quantidade total de eletricidade vendida pelas nossas subsidiárias de comercialização da Companhia foi de 81,3 GWh e 20.133 GWh a afiliadas e não afiliadas, respectivamente. Nós também estamos desenvolvendo no momento nosso negócio de transmissão de eletricidade, tendo sido vitoriosos em três leilões de transmissão para projetos novos da ANEEL em 2018, que exigirão um investimento de R\$ 817 milhões (conforme estimativa da ANEEL) e exigirão a construção por nós de aproximadamente 407 km em linhas de transmissão para acrescentar 2.344 MVA ao nosso portfólio.

No dia 2 de setembro de 2016, a nossa ex-acionista, Camargo Correa S.A., celebrou um contrato para a venda da participação acionária de 23,6% detida por ela em nós à State Grid. Após o anúncio, outros membros do então bloco de nossos acionistas controladores decidiram vender suas participações acionárias à State Grid. Como resultado, a State Grid adquiriu 54,64% do nosso capital votante. A State Grid Brazil Power Participações S.A. é uma subsidiária indireta da State Grid Corporation of China, empresa estatal da República Popular da China. A aquisição foi aprovada pelo CADE, o órgão regulador de defesa da concorrência brasileiro, em setembro de 2016, e pela ANEEL em dezembro de 2016. A aquisição foi concluída e, como resultado, o controle nosso controle foi transferido à State Grid em 23 de janeiro de 2017. Em novembro de 2017, a State Grid lançou uma oferta pública de aquisição das ações emitidas por nós. Após o fechamento dessa oferta em 5 de dezembro de 2017, a State Grid, direta e indiretamente por meio da ESC Energia S.A. (subsidiária integral da State Grid) detinha 964.521.902 ações ordinárias de nossa emissão, equivalente a 94,75% do nosso capital social. No dia 2 de abril de 2019, nós informamos a B3 de nossa intenção de deixar nosso *free float* (ações em circulação) em conformidade com as regras do *Novo Mercado* por meio de uma oferta subsequente de nossas ações ordinárias, e no dia 18 de abril de 2019, a B3 aprovou a solicitação de prorrogação de prazo feita por nós para atingir um *free float* (ações em circulação) de 15% do nosso capital total até 31 de outubro de 2019.

Negócio da Companhia

O gráfico abaixo fornece uma visão geral da estrutura societária da Companhia em 31 de março de 2019:

7.1 - Descrição Das Principais Atividades do Emissor E Suas Controladas



Observações:

- (1) A RGE é detida 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 garantia física e de energia da UHE Serra da Mesa, com relação ao Contrato de Compra e Venda de Energia (PPA) entre a CPFL Geração e a Furnas Centrais Elétricas S.A. ("Furnas").

Os nossos segmentos de negócio são divididos da seguinte forma:

Distribuição. Nós somos uma das maiores distribuidoras de eletricidade do Brasil, com base na quantidade de eletricidade que fornecemos em 2018. Nossas quatro subsidiárias de distribuição juntas fornecem eletricidade para uma região que abrange 300.593 quilômetros quadrados, principalmente nos estados de São Paulo e Rio Grande do Sul. Suas áreas de concessão incluem 687² municípios e uma população de 22,0 milhões de pessoas. Juntas, elas forneceram eletricidade a 9,6 milhões de consumidores em 2018. Com vigência a partir de 1º de janeiro de 2019, a RGE, uma das nossas cinco subsidiárias de distribuição existentes em 2018, foi incorporada pela RGE Sul e a RGE Sul começou a operar sob a denominação RGE. Como resultado dessa incorporação e da transferência correlata dos ativos da RGE à RGE Sul, a RGE não existe mais e, a partir de 1º de janeiro de 2019, nós temos quatro subsidiárias de distribuição. As subsidiárias de distribuição da companhia distribuíram 14,2% da eletricidade total distribuída no Brasil em 2018, com bases em dados da EPE. Em 2018, as nossas subsidiárias de distribuição consolidadas forneceram 45,589 GWh de eletricidade a 9,6 milhões de consumidores.

Geração Convencional. Em 31 de dezembro de 2018, as nossas subsidiárias de geração convencional tinham uma Capacidade Instalada de 2.172 MW. Nós geramos 7.167 GWh de eletricidade durante o ano de 2018, e tivemos 9.591 GWh de Energia Assegurada em 31 de dezembro de 2018, que consiste na quantidade de energia representativa da produção média de longo prazo da Companhia, conforme estabelecido pela ANEEL, que é o principal fator responsável pelas nossas receitas oriundas de atividades de geração. Nós detemos atualmente participações societárias em oito Usinas Hidrelétricas: Serra da Mesa, Monte Claro, Barra Grande, Campos Novos, Luiz Eduardo Magalhães-Lajeado, Castro Alves, 14 de Julho e Foz do Chapecó. Embora a concessão para a Usina Hidrelétrica Serra da Mesa seja detida por outra parte, a Furnas, nós temos direito a 51,54% de sua Energia Assegurada. Nós também detemos duas Usinas Termoeletricas, a Termonordeste e a Termoparaíba. Além disso, 10 das nossas 50 Pequenas Centrais Hidrelétricas permanecem sob gestão de duas de

² Esse total se refere ao número total de municípios situados em áreas de concessão das nossas subsidiárias. Além disso, nós atendemos consumidores localizados em municípios fora de suas áreas de concessão, em casos em que esses consumidores não são atendidos pela concessionária local.

7.1 - Descrição Das Principais Atividades do Emissor E Suas Controladas

nossas subsidiárias de geração convencional, a CPFL Geração e a CPFL Centrais Geradoras, e relatam seus resultados dentro do nosso segmento de Geração Convencional.

Em 2017, nós começamos a relatar dentro desse ramo as atividades de dois de nossos ativos de transmissão detidos por meio da CPFL Geração, da CPFL Piracicaba e da CPFL Morro Agudo, ambos operacionais. As nossas subsidiárias de transmissão, tão logo operacionais, prestarão serviços de transmissão de eletricidade à rede elétrica brasileira. No dia 29 de junho de 2018, nós obtivemos o direito de conduzir atividades de transmissão no Leilão de Transmissão nº 2/2018 realizado pela ANEEL por meio da concessão para a Subestação Maracanaú II (Lote 9) e segmentos de linhas de transmissão, localizados no estado do Ceará. O Lote 9 possui receitas anuais permitidas, ou RAP, de R\$ 7,9 milhões, um investimento estimado de R\$ 102,2 milhões (conforme estimativa da ANEEL) e sua operação comercial regulatória está programada para março de 2022. Em dezembro de 2018, a Companhia obteve o Lote 5 (subestação Itá, em Santa Catarina) e o Lote 11 (subestações Osório 3, Porto Alegre 1 e Vila Maria, no Rio Grande do Sul) no Leilão de Transmissão de ativos novos da ANEEL nº 4/2018. O Lote 5 possui RAP de R\$ 26,4 milhões, um investimento estimado de R\$ 366,0 milhões (conforme estimativa da ANEEL) e sua operação comercial regulatória está programada para março de 2024. O Lote 11 possui RAP de R\$ 33,9 milhões, um investimento estimado de R\$ 348,9 milhões (conforme estimativa da ANEEL) e sua operação comercial regulatória está programada para março de 2023. Além de sua remuneração como ativos independentes, espera-se que essa nova linha de negócios tenha um efeito positivo sobre a confiabilidade e qualidade das nossas redes de distribuição, já que algumas estão localizadas em suas áreas de concessão para distribuição ou têm um impacto direto sobre elas.

Geração Renovável. Nossa subsidiária indireta, CPFL Renováveis, na qual nós detemos uma participação de 51,56% por meio da CPFL Geração, concentra as nossas atividades em geração de energia por meio de fontes renováveis. A CPFL Renováveis opera todas as usinas eólicas da Companhia e Usinas Termoelétricas Movidas à Biomassa, bem como 40 das nossas 50 Usinas Pequenas Centrais Hidrelétricas. Essas 40 Pequenas Centrais Hidrelétricas, todas as quais são operacionais, estão localizadas nos estados de São Paulo, Santa Catarina, Rio Grande do Sul, Minas Gerais, Mato Grosso e Paraná, e possuem uma Capacidade Instalada total de 453,1 MW. Uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH Lucia Cherobim) está sendo construída, programada para iniciar as operações até 2024, e espera-se que tenha uma Capacidade Instalada de 28 MW. A CPFL Renováveis também possui 49 usinas eólicas, localizadas nos estados do Ceará, Rio Grande do Norte e Rio Grande do Sul, (i) 45 das quais estão operacionais e possuem uma Capacidade Instalada total de 1.309 MW, e (ii) quatro das quais compõem o complexo eólico Gameleira e estão sendo construídas com operações programadas para iniciarem até 2024, e espera-se que tenham uma Capacidade Instalada de 69,3 MW. A CPFL Renováveis também possui oito Usinas Termoelétricas Movidas à Biomassa, com Capacidade Instalada total de 370 MW, localizadas nos estados de Minas Gerais, Paraná, São Paulo e Rio Grande do Norte. A CPFL Renováveis também opera a Usina Solar Tanquinho, que está localizada no estado de São Paulo e possui uma Capacidade Instalada de 1,1 MW. Em 31 de dezembro de 2018, a nossa Capacidade Instalada consolidada total através de nosso segmento de Geração Renovável (calculada com base em nossa participação de 51,56% na CPFL Renováveis) era de 1.100 MW, e nós esperamos que nosso segmento de Geração Renovável atingirá uma Capacidade Instalada de 1.250 MW até 2024. Esses valores relativos à capacidade não incluem diminuições eventuais no lastro de nossa Capacidade Instalada (limite de energia produzido em nossas usinas elétricas que nós temos permissão para vender). Essas diminuições são calculadas pelo MME, para usinas elétricas que participem do MRE. Vide "Encargos Tarifários - Mecanismo de Realocação de Energia" no item 7.9 este Formulário de Referência, para obter mais informações sobre o MRE.

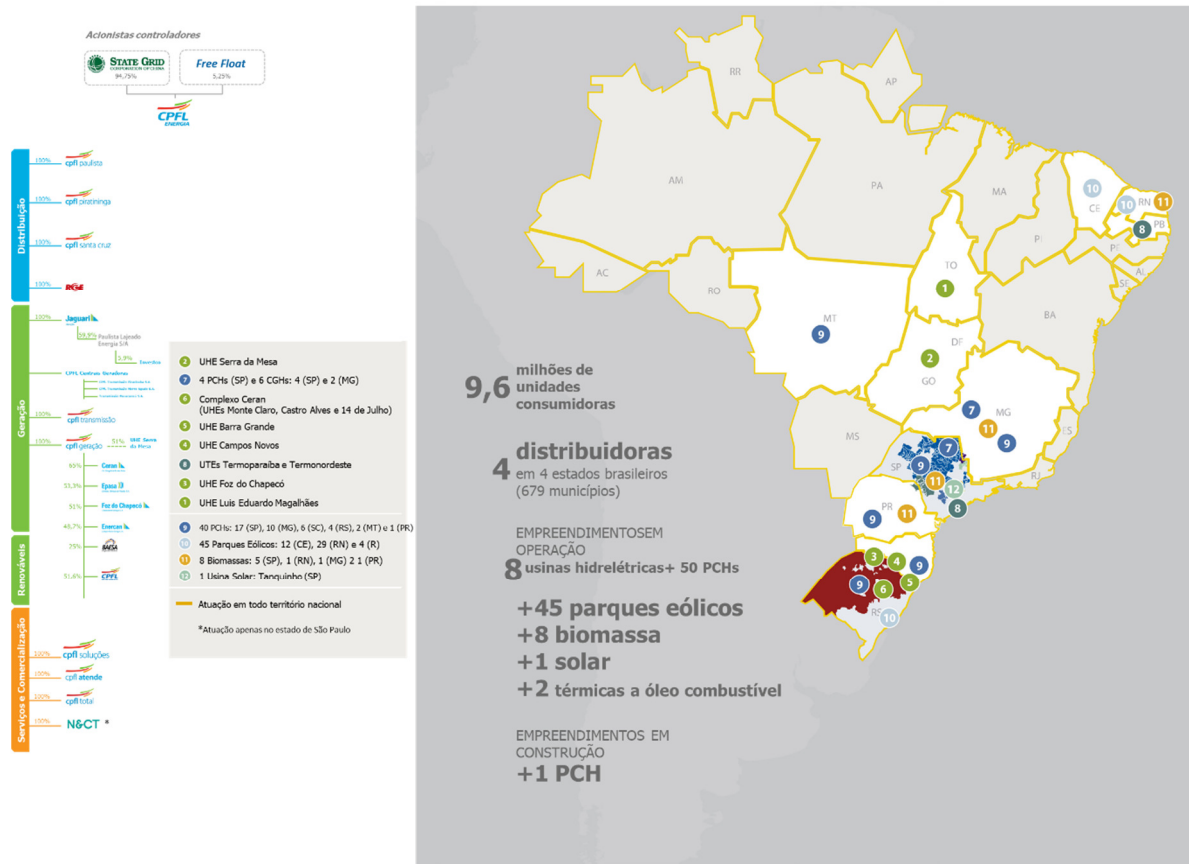
Comercialização. Nossas subsidiárias de comercialização lidam com nossas operações de comercialização e prestam serviços de agenciamento a Consumidores Livres perante a CCEE e outros agentes, incluindo orientação sobre suas exigências operacionais. A CPFL Brasil, a nossa maior subsidiária de comercialização, compra e vende eletricidade a Consumidores Livres, outras companhias de geração e comercialização e instalações de distribuição. A Companhia vendeu 20.215 GWh de eletricidade em 2018, dos quais 20.133 GWh foram vendidos a terceiros não afiliados.

Serviços. Nós relatamos os resultados de nossas atividades de serviços como um segmento operacional separado. Nossas atividades nesse setor incluem a prestação de serviços relacionados à eletricidade, como design de projeto e construção, a nossas afiliadas e não afiliadas.

7.1 - Descrição Das Principais Atividades do Emissor E Suas Controladas

Além de seus cinco segmentos operacionais, nós consolidamos várias atividades denominadas como "Outros". As atividades consolidadas em Outros consiste (i) na CPFL Telecom e (ii) nas despesas da nossa holding.

O diagrama a seguir mostra o nosso território de serviços em 31 de março de 2019:



Concessões

Nós operamos sob concessões outorgadas pelo governo brasileiro por meio da ANEEL para nossos negócios de geração, transmissão e distribuição. Nós possuímos as seguintes concessões com relação a nossos negócios de geração, distribuição e transmissão:

Nº da Concessão.	Concessionária	Estado	Prazo
Distribuição			
014/1997	CPFL Paulista	São Paulo	30 anos a partir de novembro de 1997
09/2002	CPFL Piratininga	São Paulo	30 anos a partir de outubro de 1998
012/1997	RGE	Rio Grande do Sul	30 anos a partir de novembro de 1997
015/1999	CPFL Santa Cruz	São Paulo, Minas Gerais e Paraná	30 anos a partir de julho de 2015
Transmissão			
003/2013	CPFL Piracicaba	São Paulo	30 anos a partir de fevereiro de 2013
006/2015	CPFL Morro Agudo	São Paulo	30 anos a partir de março de 2015

7.1 - Descrição Das Principais Atividades do Emissor E Suas Controladas

Nº da Concessão.	Concessionária	Estado	Prazo
020/2018	CPFL Maracanaú	Ceará	30 anos a partir de setembro de 2018
005/2019	CPFL Sul I	Santa Catarina	30 anos a partir de março de 2019
011/2019	CPFL Sul II	Rio Grande do Sul	30 anos a partir de março de 2019

A tabela abaixo apresenta um resumo das concessões do nosso negócio de geração. Além dessas concessões, a CPFL Centrais Geradoras, na qualidade de produtora de energia independente com capacidade de geração inferior a 5.000 kW, opera nos termos de um registro regulatório e não nos termos de um contrato de concessão.

Geração convencional

Usinas hidrelétricas	Nº da Concessão	Concessionária / Produtoras de Energia Independentes	Usina	Estado	Prazo	Período de renovação máximo
	005/2004	CPFL Geração	Serra da Mesa	Goiás	35 anos a partir de novembro de 2004	
	008/2001	CERAN	14 de Julho, Castro Alves e Monte Claro	Rio Grande do Sul	35 anos a partir de março de 2001	A critério da ANEEL
	036/2001	BAESA	Barra Grande	Rio Grande do Sul	35 anos a partir de maio de 2001	A critério da ANEEL
	043/2000	ENERCAN	Campos Novos	Santa Catarina	35 anos a partir de maio de 2000	A critério da ANEEL
	005/1997	Investco	Luiz Eduardo Magalhães	Tocantins	35 anos a partir de dezembro de 1997	A critério da ANEEL
	128/2001	Foz do Chapecó	Foz do Chapecó	Santa Catarina e Rio Grande do Sul	35 anos a partir de novembro de 2001	A critério da ANEEL
Pequenas Centrais Hidrelétricas		CPFL Centrais Geradoras	Lavrinha (Micro Usina Hidrelétrica)	São Paulo		-
	009/1999	CPFL Geração	Macaco Branco (Pequena Central Hidrelétrica)	São Paulo	30 anos (a partir de dezembro de 2012)	
		CPFL Centrais Geradoras	Pinheirinho (Micro Usina Hidrelétrica)	São Paulo		-
	010/1999	CPFL Geração	Rio do Peixe I e II (Pequenas Centrais Hidrelétricas)	São Paulo	30 anos (a partir de dezembro de 2012)	
		CPFL Centrais Geradoras	Santa Alice (Micro Usina Hidrelétrica)	São Paulo		-
		CPFL Centrais Geradoras	São José (Micro Usina Hidrelétrica)	São Paulo		-
		CPFL Centrais Geradoras	São Sebastião (Micro Usina Hidrelétrica)	São Paulo		-
		CPFL Centrais Geradoras	Turvinho (Micro Usina Hidrelétrica)	São Paulo		-

7.1 - Descrição Das Principais Atividades do Emissor E Suas Controladas

Geração renovável

Pequenas Centrais Hidrelétricas	Nº da Concessão	Concessionária / Produtoras de Energia Independentes	Fábrica	Estado	Prazo	Período de renovação máximo
	003/2011 Despacho nº 1990	Jayaditya CPFL Sul Centrais	Americana Andorinhas	São Paulo Rio Grande do Sul	até novembro de 2027	30 anos
	002/2011	Chimay	Buritis	São Paulo	até novembro de 2027	
	002/2011	Chimay	Capão Preto	São Paulo	até novembro de 2027	
	002/2011	Chimay	Chibarro	São Paulo	até novembro de 2027	
	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 Despacho nº 1.987/2005	Chimay CPFL Sul Centrais	Gavião Peixoto Guaporé	São Paulo Rio Grande do Sul	até novembro de 2027 indeterminado	-
	004/2011	Mohini	Jaguari	São Paulo	até novembro de 2027	30 anos
	002/2011	Chimay	Lençóis	São Paulo	até novembro de 2027	
	004/2011	Mohini	Monjolinho	São Paulo	até novembro de 2027	
	004/2011 Despacho nº 1989	Mohini CPFL Sul Centrais	Pinhal Pirapó	São Paulo Rio Grande do Sul	até novembro de 2027	30 anos
	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	
	003/2011	Jayaditya	Santana	São Paulo	até novembro de 2027	
	2011/003	Jayaditya	Três Saltos	São Paulo	até novembro de 2027	

Estratégia da Companhia

Nosso objetivo geral é ser a principal empresa de serviços públicos em energia da América do Sul, fornecendo energia elétrica confiável e serviços confiáveis a seus clientes ao mesmo tempo em que criamos valor para nossos acionistas. Nós buscamos atingir esses objetivos em todos os nossos setores (distribuição, geração convencional, geração renovável, transmissão, comercialização e serviços) pela busca de eficiência operacional (por meio de inovação e tecnologia) e crescimento (por meio de sinergias comerciais e novos projetos). As nossas estratégias têm por base disciplina financeira, responsabilidade social e governança corporativa aprimorada. Mais especificamente, nossa abordagem envolve as seguintes estratégias comerciais-chave:

Concluir o desenvolvimento de nossos projetos de geração renovável existentes, expandir nosso portfólio de geração por meio do desenvolvimento de novos projetos de geração de energia convencional e renovável e manter nossa posição de líder de mercado em fontes de energia renováveis. Em 31 de dezembro de 2018, a nossa Capacidade Instalada total (calculada com base em sua participação de 51,56% na CPFL Renováveis) era de 3.272 MW, dos quais

7.1 - Descrição Das Principais Atividades do Emissor E Suas Controladas

2.172 MW eram por meio de fontes convencionais e 1.100 MW por meio de fontes renováveis. Por meio da CPFL Renováveis, em agosto de 2011, nós nos tornamos o maior grupo de geração de energia renovável do Brasil em termos de Capacidade Instalada e capacidade em construção, de acordo com a ANEEL. Hoje, nós continuamos sendo 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 Contratos de Compra e Venda de Energia (PPAs) de longo prazo aprovados pela ANEEL, que nós acreditamos que garantirá a nós uma taxa de retorno sobre investimento atraente. Em 31 de dezembro de 2018, nós Companhia possuímos um portfólio de 1.100 MW (calculado com base em nossa participação de 51,56% na CPFL Renováveis). Nós também possuímos 97 MW em construção e um portfólio total de 2,9 GW de projetos de geração renovável a serem desenvolvidos pela CPFL Renováveis nos próximos anos. Quando o consumo de eletricidade no Brasil voltar a crescer, a Companhia acredita que continuará havendo novas oportunidades para ela explorar investimentos em projetos de geração convencional e renovável adicionais.

Foco em melhorar ainda mais nossa eficiência operacional. A distribuição de eletricidade em nossas áreas de concessão de distribuição é o nosso maior segmento de negócios, representando 64,3% de nossa receita líquida consolidada em 2018 e 81,5. Nós continuamos tendo por foco melhorar a qualidade de nosso serviço e manter custos operacionais eficientes por meio da exploração de sinergias e tecnologias. Nós também nos esforçamos para padronizar e atualizar nossas operações regularmente, introduzindo sistemas automatizados quando possível. Nós também reconhecemos a necessidade de investir em ativos digitais, como a tecnologia Smart Grid, e em 2018 nós implantamos 1.430 religadores automáticos ou ACRs, levando o número total de ACRs em nossas áreas de concessão a 9.889. Esses ACRs permitem maior flexibilidade na operação do sistema elétrico e recebem suporte de nossa robusta infraestrutura de comunicação exclusiva, incluindo sistemas de comunicação por rádio digital, malha de radiofrequência e rede de fibra ótica, bem como nossa parceria com prestadores de serviços públicos em telecomunicações.

Para tanto, a Companhia planeja fazer dispêndios de capital (*capital expenditures*) totalizando R\$ 2.115 milhões em 2019, R\$ 2.217 milhões em 2020, R\$ 2.229 milhões em 2021, R\$ 2.391 milhões em 2022 e R\$ 2.341 milhões em 2023. Do total de dispêndios de capital orçados durante esse período, espera-se que R\$ 10.094 milhões, ou 84,5%, sejam investidos em nosso segmento de Distribuição, R\$ 968 milhões, ou 8,1%, em nosso segmento de Geração Renovável, R\$ 60 milhões, ou 0,5%, em nosso segmento de Geração Convencional, e R\$ 175 milhões, ou 1,5%, em nossas atividades de comercialização e serviços. Ademais, durante esse período, nós planejamos investir R\$ 642 milhões, ou 5,4%, em nosso negócio de transmissão. Nós já nos comprometemos contratualmente com parte desses gastos, especialmente em projetos de geração. Consulte a seção "c) capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos - Liquidez e Recursos de Capital" no item 10.1 deste Formulário de Referência, e o Fator de Risco "Se formos incapazes de concluir nosso programa de investimento proposto, no cronograma previsto, a operação e o desenvolvimento dos nossos negócios poderão ser afetados de forma adversa" no item 4.1 deste Formulário de Referência. Os dispêndios de capital planejados para o desenvolvimento da nossa capacidade de geração, e os acordos de financiamento correlatos, são discutidos em mais detalhes na seção "a. características do processo de produção – Geração de Energia Elétrica" no item 7.3 deste Formulário de Referência.

Expandir e Fortalecer a comercialização da Companhia. Consumidores Livres compõem um segmento significativo do mercado de eletricidade no Brasil, representando mais de 30% do mercado. Esse percentual pode aumentar no futuro em virtude da Portaria nº 514/2018, emitida pelo MME em 28 de dezembro de 2018, que diminui as exigências para ser um Consumidor Livre de energia convencional, diminuindo a demanda de energia contratada mínima de 3,0 MW para 2,5 MW, com vigência em 1º de julho de 2019, e de 2,5 MW para 2,0 MW, com vigência em 1º de janeiro de 2020. Por meio de nossa subsidiária de comercialização, a CPFL Brasil, nós temos por foco a assinatura de contratos bilaterais com antigos clientes de suas companhias de distribuição que se tornaram Consumidores Livres, além de atrair Consumidores Livres adicionais de áreas de concessão que não aquelas cobertas por suas companhias de distribuição. Para atingir esse objetivo, nós estimulamos relações positivas com clientes ao fornecer gerentes de conta-chave dedicados, suporte operacional da CCEE e Contratos de Compra e Venda de Energia (PPAs) personalizados para cada perfil de consumidor.

7.1 - Descrição Das Principais Atividades do Emissor E Suas Controladas

Nos posicionar de forma a tirar proveito da consolidação na nossa indústria ao utilizar nossa experiência na integração e reestruturação bem-sucedida de outras operações. Nós acreditamos que uma maior estabilização do ambiente regulatório na indústria de energia brasileira no futuro pode levar a uma consolidação substancial nos setores de geração, transmissão e, especificamente, distribuição. Nos últimos anos, nós integramos com sucesso a RGE Sul (adquirida da AES Guaíba II Empreendimentos Ltda. em 2016), explorando sinergias operacionais com nossa concessão sucessora vizinha RGE, e incorporamos nossas subsidiárias de distribuição menores em uma (CPFL Santa Cruz) para nos beneficiar de uma estrutura societária mais enxuta. Além disso, nossa expansão para o ramo de transmissão dá suporte às nossas operações de distribuição com qualidade e confiabilidade agregada das novas subestações que colocaremos em funcionamento.

Devido à nossa força financeira e conhecimento técnico em gestão, nós acreditamos que estamos bem posicionados para tirar proveito dessa consolidação no mercado de eletricidade brasileiro. Se ativos promissores estiverem disponíveis a termos atraentes, especialmente nas áreas em que já operamos, nós poderemos fazer aquisições que complementem nossas operações existentes e concedam a nós e a nossos clientes oportunidades adicionais para tirar proveito de economias de escala.

Estratégia e gestão para 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. Em 2018, nós investimos R\$ 11,1 milhões em projetos que impactaram aproximadamente 230.000 pessoas, beneficiando diretamente 44 municípios e atingindo indiretamente outros 84 municípios.

Seguir padrões de governança corporativa aprimorados. Nós estamos dedicados a manter os mais elevados níveis de transparência em gestão e governança corporativa, fornecendo direitos de acionistas equitativos e, por meio de várias medidas, incluindo o aumento do seu volume de ações em circulação e da liquidez de nossas ações, buscando valor para nossos acionistas.

7.1.a - Informações específicas de sociedades de economia mista**7.1-A Indicar, caso o emissor seja sociedade de economia mista:****a. interesse público que justificou sua criação****b. atuação do emissor em atendimento às políticas públicas, incluindo metas de universalização, indicando:**

- os programas governamentais executados no exercício social anterior, os definidos para o exercício social em curso, e os previstos para os próximos exercícios sociais, critérios adotados pelo emissor para classificar essa atuação como sendo desenvolvida para atender ao interesse público indicado na letra "a"
- quanto às políticas públicas acima referidas, investimentos realizados, custos incorridos e a origem dos recursos envolvidos – geração própria de caixa, repasse de verba pública e financiamento, incluindo as fontes de captação e condições
- estimativa dos impactos das políticas públicas acima referidas no desempenho financeiro do emissor ou declarar que não foi realizada análise do impacto financeiro das políticas públicas acima referidas

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.

7.2 - Informações Sobre Segmentos Operacionais

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

a. produtos e serviços comercializados;

Nossas atividades essenciais são:

- **Distribuição.** Nossas quatro distribuidoras integralmente consolidadas entregaram 43.658 GWh em 2018, 43.586 GWh em 2017 e 39.611 GWh em 2016 de energia elétrica para 9,6, 9,4 e 9,2 milhões de consumidores, respectivamente, principalmente nos Estados de São Paulo e Rio Grande do Sul.
- **Geração de energia convencional.**

Em 31 de dezembro de 2018, nossa participação na Capacidade Instalada de nossas subsidiárias e controladas em conjunto de geração convencional era de 2.172 MW.

Ao longo de 2018, geramos 7.167 GWh de energia elétrica e tínhamos 9.591 GWh de Energia Assegurada em 31 de dezembro de 2018, que é o valor de energia representativo de nossa produção média de energia elétrica de longo prazo, conforme estabelecido pela ANEEL, fonte primária das nossas receitas das atividades de geração. Detemos participação em oito usinas hidrelétricas; Serra da Mesa, Monte Claro, Barra Grande, Campos Novos, Luiz Eduardo Magalhães - Lajeado, Castro Alves, 14 de Julho e Foz do Chapecó. Ainda que a concessão da usina hidrelétrica de Serra da Mesa seja de propriedade de outra parte, Furnas, temos direito a 51,54% de sua energia assegurada. Nós também possuímos três usinas termelétricas, Termonordeste, Termoparaíba e Carioba embora a Usina Termelétrica Carioba tenha sido desativada desde 19 de outubro de 2011 conforme previsto na Portaria nº 4.101 de 2011. Além disso, 10 de nossas 50 Pequenas Centrais Hidrelétricas em operação permanecem sob a gestão de duas de nossas subsidiárias de geração convencional, CPFL Geração e CPFL Centrais Geradoras, e reportam seus resultados dentro do segmento de Geração Convencional. A partir de 31 de dezembro de 2017, começamos a reportar neste segmento as atividades de nossos ativos de transmissão detidos através da CPFL Geração, dos quais dois (CPFL Piracicaba e CPFL Morro Agudo) estão em operação.

Em 31 de dezembro de 2017, nossas subsidiárias de geração convencional tinham uma Capacidade Instalada de 2.198 MW. Ao longo de 2017, geramos um total de 6.642 GWh de energia elétrica e tínhamos 9.952 GWh de Energia Assegurada em 31 de dezembro de 2017.

Em 31 de dezembro de 2016, nossas subsidiárias de geração convencional tinham uma Capacidade Instalada de 2.198 MW. Ao longo de 2016, geramos um total de 9.216 GWh de energia elétrica e tínhamos 9.952 GWh de Energia Assegurada em 31 de dezembro de 2016.

Geração de Energia Renovável. Nossa subsidiária indireta, CPFL Renováveis, na qual possuímos participação de 51,56%, por meio da CPFL Geração, concentra as nossas atividades de geração de energia provenientes de fontes renováveis. A CPFL Renováveis opera todos os nossos Parques Eólicos e Usinas Termelétricas a Biomassa, assim como 40 das nossas 50 Pequenas Centrais Hidrelétricas. Essas 40 Pequenas Centrais Hidrelétricas, localizadas nos Estados de São Paulo, Santa Catarina, Rio Grande do Sul, Minas Gerais, Paraná e Mato Grosso, estão em operação e gerando receitas e com total de Capacidade Instalada de 453,1 MW. Em construção, a CPFL Renováveis tem 1 projeto de PCH, que totaliza 28 MW, localizado no Estado do Paraná, cuja entrada em operação está prevista para 2024. A CPFL Renováveis também possui 49 parques eólicos, localizados nos estados do Ceará, Rio Grande do Norte e Rio Grande do Sul, (i) 45 dos quais estão em operação e possuem capacidade instalada total de 1.309 MW, e (ii) quatro dos quais constituem o complexo eólico Gameleira, em construção, com capacidade instalada de 69,3 MW cuja entrada em operação está prevista para 2024. A CPFL Renováveis possui oito Usinas Termelétricas de Biomassa em operação, com capacidade instalada total de 370 MW, localizadas nos estados de Minas Gerais, Paraná, São Paulo e Rio Grande do Norte. A CPFL Renováveis também opera a Usina Solar Tanquinho, localizada no estado de São Paulo e com capacidade instalada de 1,1 MWp.

7.2 - Informações Sobre Segmentos Operacionais

Em 31 de dezembro de 2018, nossa participação na capacidade instalada por meio do segmento de Geração Renovável (calculada com base em nossa participação de 51,56% na CPFL Renováveis) era de 1.100 MW, e esperamos que nosso segmento de Geração Renovável atinja Capacidade Instalada de 1.250 MW em 2024. Esses valores de capacidade não incluem eventuais reduções em nosso lastro de Capacidade Instalada (limite de energia produzido em nossas próprias usinas que podemos vender). Essas diminuições são calculadas pelo MME, para as usinas participantes do MRE.

Em 31 de dezembro de 2017, nossa participação na Capacidade Instalada por meio de nosso segmento de Geração Renovável (calculado com base em nossa participação de 51,60% na CPFL Renováveis) foi de 1.085 MW.

Em 31 de dezembro de 2016, nossa participação na Capacidade Instalada por meio de nosso segmento de Geração Renovável (calculado com base em nossa participação de 51,60% na CPFL Renováveis) foi de 1.060 MW.

- **Comercialização.** Nossas subsidiárias de comercialização gerenciam nossas operações de comercialização e fornecem serviços de agenciamento para Consumidores Livres perante a CCEE e outros agentes, incluindo orientação sobre as exigências operacionais. A CPFL Brasil, nossa maior subsidiária de comercialização, contrata e vende energia elétrica a Consumidores Livres, outras empresas de comercialização, geradoras e distribuidoras. Em 2018, vendemos 20.215 GWh de energia elétrica, dos quais 20.133 GWh foram vendidos para partes não relacionadas.

Em 2017, vendemos 20.131 GWh de energia elétrica, dos quais 20.066 GWh foram vendidos para partes não relacionadas.

Em 2016, vendemos 12.381 GWh de energia elétrica, dos quais 12.291 GWh foram vendidos para partes não relacionadas.

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

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

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

2018	Receita líquida	Vendas entre segmentos	Venda total	% em relação Receita líquida
Distribuição	22.457.079	10.238	22.467.318	79,9%
Geração - fonte convencional	661.831	482.548	1.144.379	4,1%
Geração - fonte renovável	1.468.254	468.065	1.936.319	6,9%
Comercialização	3.491.300	5.152	3.496.452	12,4%
Serviços	58.163	474.646	532.809	1,9%
Outros	-	-	-	-
Eliminações	-	(1.440.650)	(1.440.650)	(5,1%)
TOTAL	28.136.627	-	28.136.627	100,0%
2017	Receita líquida	Vendas entre segmentos	Venda total	% em relação Receita líquida

7.2 - Informações Sobre Segmentos Operacionais

Distribuição	21.068.435	8.182	21.076.617	78,8%
Geração - fonte convencional	741.842	448.427	1.190.263	4,5%
Geração - fonte renovável	1.489.932	469.152	1.959.084	7,3%
Comercialização	3.402.804	11.297	3.414.101	12,8%
Serviços	40.611	444.935	485.546	1,8%
Outros	1.281	-	1.281	-
Eliminações	-	(1.381.993)	(1.381.993)	(5,2%)
TOTAL	26.744.905	-	26.744.905	100,0%
2016	Receita líquida	Vendas entre segmentos	Venda total	% em relação Receita líquida
Distribuição	15.017.166	22.526	15.039.692	78,7%
Geração - fonte convencional	593.775	409.338	1.003.113	5,2%
Geração - fonte renovável	1.334.571	338.357	1.672.928	8,8%
Comercialização	2.024.350	62.757	2.087.107	10,9%
Serviços	81.595	318.770	400.365	2,1%
Outros	60.633	8.661	69.294	0,4%
Eliminações	-	(1.160.410)	(1.160.410)	(6,1%)
TOTAL	19.112.089	-	19.112.089	100,00%

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

Segmentos:	2018		2017		2016	
	Lucro líquido	% em relação ao lucro líquido do emissor	Lucro líquido	% em relação ao lucro líquido do emissor	Lucro líquido	% em relação ao lucro líquido do emissor
Distribuição	1.432.416	64,3%	664.837	53,5%	407.202	46,3%
Geração - fonte convencional	769.810	34,5%	654.117	52,6%	504.894	57,4%
Geração - fonte renovável	118.805	5,3%	19.665	1,6%	(141.041)	(16,0%)
Comercialização	53.104	2,4%	90.290	7,3%	112.357	12,8%
Serviços	42.924	1,9%	54.852	4,4%	53.813	6,1%
Outros	(251.065)	(8,5%)	(240.717)	(19,4%)	(58.167)	(6,6%)
TOTAL	2.165.995	100,0%	1.243.042	100,0%	879.057	100,0%

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

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

a. características do processo de produção;

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

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

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

Geração de Energia Elétrica

Estamos expandindo ativamente a nossa capacidade de geração no segmento de energias renováveis. De acordo com as regulamentações brasileiras, as receitas de geração dependem, principalmente, da energia assegurada de cada usina, e não de sua capacidade instalada ou energia efetivamente gerada. A energia assegurada é a quantidade fixa de energia elétrica estabelecida pelo governo brasileiro no respectivo contrato de concessão. 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 maioria das nossas usinas hidrelétricas faz parte do MRE, um sistema pelo qual as unidades geradoras hidrelétricas compartilham os riscos hidrológicos do Sistema Interligado de Energia. Nossa Capacidade Instalada total em nossos segmentos de Geração Renovável e Geração Convencional era de 3.272 MW em 31 de dezembro de 2018. A maior parte da energia elétrica que produzimos vem das nossas Usinas Hidrelétricas. Nós geramos um total de 10.648 GWh no exercício findo em 31 de dezembro de 2018 (10.137 GWh e 12.568 GWh, respectivamente, nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e 2016).

Caso seja gerada menos energia do que o total de Energia Assegurada (ou seja, se o Fator de Geração em Escala, ou GSF, for menor do que 1,0), as geradoras hidrelétricas devem adquirir energia no mercado de curto prazo para cobrir a escassez de energia e suprir o volume de Energia Assegurada no âmbito do MRE. De 2005 a 2012, o GSF permaneceu acima de 1,0. Contudo, a partir de 2013, esse cenário começou a mudar, o que levou o GSF a permanecer abaixo de 1,0 durante todo o ano de 2014. Em 2015, ele variou de 0,783 a 0,987, o que resultou na compra de energia, pelos geradores, no mercado de curto prazo, incorrendo, portanto, custos significativos. Não obstante, em dezembro de 2015, nós renegociamos, nos termos da Lei nº 13.203, os termos dos nossos contratos de energia do Mercado Regulado, limitando o custo do GSF a um risco de prêmio de R\$ 9,50/MWh por ano, até o final da vigência dos contratos de compra de energia ou término das concessões, o que ocorrer primeiro.

Geração Convencional

Usinas Hidrelétricas

Em 31 de dezembro de 2018, nossa subsidiária CPFL Geração possuía participação de 51,54% na energia assegurada da Usina de Serra da Mesa. Por meio de suas subsidiárias CERAN, BAESA, ENERCAN e Chapecoense, a CPFL Geração também possui participação nas Usinas de Monte Claro, Barra Grande,

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

Campos Novos, Castro Alves, 14 de Julho e Foz do Chapecó, que estão operacionais desde dezembro de 2004, novembro de 2005, fevereiro de 2007, março de 2008, dezembro de 2008 e outubro de 2010, respectivamente. Por meio da CPFL Jaguari Geração, nós possuímos participação de 4,15% (59,93% de 6,93%) na Energia Assegurada da Usina elétrica de Luiz Eduardo Magalhães.

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

Serra da Mesa. Nossa maior usina hidrelétrica em operação é a usina de Serra da Mesa, que adquirimos em 2001 da ESC Energia S.A. (anteriormente VBC) uma de nossos acionistas. Furnas começou a construção da usina de Serra da Mesa em 1985. Em 1994, a construção foi suspensa em razão de falta de recursos, o que levou a uma licitação pública a fim de retomar a construção. A Usina Hidrelétrica de Energia ("UHE") de Serra da Mesa possui três unidades geradoras localizadas no Rio Tocantins, no Estado de Goiás. A usina de Serra da Mesa iniciou operações em 1998 e tem uma Capacidade Instalada total de 1.275 MW. A concessão para a operação da UHE de Serra da Mesa é detida por Furnas, que também a opera, e parte das instalações pertence à nossa companhia (por meio de nossa controlada CPFL Geração). Um contrato celebrado por Furnas, conosco, com duração de 30 anos, iniciado em 1998, assegura-nos o recebimento de 51,54% da energia assegurada da usina até o ano de 2028, ainda que, na vigência da concessão, ocorra encampação, caducidade ou vencimento de seu prazo. Vendemos a totalidade da energia elétrica a Furnas nos termos de um contrato de compra e venda de energia elétrica que foi renovado em março de 2014 e cujo preço é reajustado anualmente com base no IGP-M. Este contrato tem vencimento para 2028. Nossa parcela da capacidade instalada e da energia assegurada da usina hidrelétrica de Serra da Mesa é de 657 MW e de 2.878 GWh/ano, respectivamente. Em 30 de maio de 2014, a concessão detida por Furnas foi formalmente prorrogada para 12 de novembro de 2039. Em 2016, devido à repactuação do GSF, a concessão de Serra da Mesa foi estendida até 30 de setembro de 2040, de acordo com a Resolução Autorizativa da ANEEL nº 6.055/2016.

Complexo Hidrelétrico CERAN. Detemos uma participação de 65,0% na CERAN, uma subsidiária à qual foi outorgada, em março de 2001, uma concessão de 35 anos para a construção, o financiamento e a operação do Complexo Hidrelétrico CERAN. Os demais acionistas são a CEEE (com 30,0%) e a Desenvix (com 5,0%). O Complexo Hidrelétrico CERAN consiste de três usinas hidrelétricas: Monte Claro, Castro Alves e 14 de Julho. O Complexo Hidrelétrico CERAN está localizado no Rio das Antas, 120 km ao norte de Porto Alegre, próximo à cidade de Bento Gonçalves, no Estado do Rio Grande do Sul. Todo o Complexo Hidrelétrico CERAN tem Capacidade Instalada de 360 MW e energia assegurada estimada em 1.450 GWh por ano, dos quais a nossa participação é de 942 GWh/ano. Vendemos a nossa participação na energia assegurada deste Complexo a afiliadas do nosso grupo. Essas unidades são operadas pela CERAN, sob a supervisão da CPFL Geração.

Monte Claro (Complexo CERAN). A primeira unidade de geração da usina de Monte Claro que entrou em operação em 2004, possui Capacidade Instalada de 65 MW e a segunda unidade de geração, que entrou em operação em 2006, também possui Capacidade Instalada de 65 MW, resultando em uma Capacidade Instalada total de 130 MW e Energia Assegurada de 491 GWh por ano.

Castro Alves (Complexo CERAN). Em março de 2008, a primeira unidade de geração da Usina de Castro Alves entrou em operação, com Capacidade Instalada total de 43,4 MW. Em abril de 2008, a segunda unidade de geração entrou em operação, com Capacidade Instalada de 43,4 MW. A usina tornou-se completamente operacional em junho de 2008 (quando a terceira unidade de geração iniciou as operações), resultando em uma Capacidade Instalada total de 130 MW e energia assegurada de 542 GWh por ano.

14 de Julho (Complexo CERAN). A primeira unidade de geração da Usina de 14 de Julho se tornou operacional em dezembro de 2008 e a segunda unidade de geração tornou-se completamente operacional em março de 2009. Esta usina tem uma capacidade total instalada de 100 MW e uma energia assegurada de 416 GWh por ano.

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

Estamos constantemente avaliando medidas alternativas para melhoria de nossos resultados. Atualmente, estão em andamento discussões com a ANEEL e outras entidades do setor de transmissão, referentes às condições sob as quais iremos transferir a Subestação Monte Claro à Rede Básica, o que eliminaria os custos de manutenção e a nossa responsabilidade pela operação da Subestação.

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

Campos Novos. Detemos participação de 48,72% na ENERCAN, uma *joint-venture* formada por um consórcio de empresas dos setores público e privado ao qual foi outorgada, em maio de 2000, uma concessão de 35 anos para construção, financiamento e operação da Usina Hidrelétrica de Campos Novos. A usina foi construída no Rio Canoas, no Estado de Santa Catarina e se tornou completamente operacional em maio de 2007, com uma Capacidade Instalada de 880 MW e energia assegurada estimada de 3.326 GWh por ano, da qual nossa participação é de 1.620 GWh por ano. Os demais acionistas da ENERCAN são a CBA (33,14%), Votorantim Metais Níqueis S.A. (11,63%) e a CEEE (6,51%). A usina é operada pela ENERCAN, sob a supervisão da CPFL Geração. Vendemos nossa participação na energia assegurada deste complexo para as afiliadas de nosso grupo.

Foz do Chapecó. Detemos participação de 51,0% na Chapecoense, uma *joint-venture* formada por um consórcio de empresas dos setores privado e público, à qual foi concedida uma concessão de 35 anos em novembro de 2001 para construir, financiar e operar as Usina Hidrelétrica Foz do Chapecó. Os demais 49,0% de participação na *joint-venture* estão divididos entre Furnas, que detém uma participação de 40,0% e a CEEE, que detém uma participação de 9,0%. A hidrelétrica Foz do Chapecó está localizada no Rio Uruguai, na divisa entre os Estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul. A Usina Foz do Chapecó se tornou plenamente operacional em março de 2011 com 855 MW de Capacidade Instalada total e Energia Assegurada de 3.742 GWh por ano. Vendemos 40% da nossa parcela de energia assegurada deste projeto para afiliadas do nosso grupo e 60% por meio de contratos de comercialização de energia no ambiente regulado, ou CCEARs. Em janeiro de 2013, a pedido da ANEEL, começamos o processo de transferência da subestação Foz de Chapecó e linhas de transmissão exclusivas à Rede Básica, dessa maneira eliminando os custos de manutenção e a responsabilidade pela operação desses ativos, assim como reduzindo o fator de perda de energia da linha de transmissão (perda regulatória). A transferência foi concluída em outubro de 2016.

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

Usinas Termelétricas

Nós operamos três usinas termelétricas. A Termonordeste, que começou as operações em dezembro de 2010, e a Termoparaíba, que começou as operações em janeiro de 2011, nos termos das autorizações da ANEEL, são supridas por óleo combustível do complexo EPASA, com Capacidade Instalada total de 341,5 MW e energia assegurada de 2.169,9 GWh.

Em 31 de dezembro de 2018, possuíamos uma participação total de 53,34% na Termonordeste e Termoparaíba. As usinas Termonordeste e a Termoparaíba estão localizadas na cidade de João Pessoa, no Estado da Paraíba. A energia elétrica dessas usinas foi vendida por meio de CCEARs, e parte dessa energia foi adquirida por nossas próprias distribuidoras. Em 2018, a ANEEL aprovou a Resolução nº 822/2018, permitindo que as usinas termelétricas realizassem e fossem compensadas pela recuperação das reservas operacionais do sistema para controle de frequência como um serviço auxiliar. Assim, a

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

partir de outubro de 2018, a cada semana, usinas termelétricas podem oferecer preços de até 130% do seu custo de despacho atual e o ONS programa o despacho considerando o menor custo para o sistema elétrico. A Resolução nº 822/2018 representa o reconhecimento por parte da ANEEL das despesas adicionais incorridas por usinas termelétricas para responder aos despachos intermitentes do ONS devido à variação na geração de energia pelos parques eólicos em conexão com restrições operacionais em usinas hidrelétricas. O aumento de 30% no preço sobre o custo operacional das usinas está sendo testado pela ANEEL enquanto a agência examina os preços oferecidos pelas Usinas Termelétricas, e tem como objetivo compensar a manutenção e o consumo de combustível decorrente das necessidades das usinas de iniciar e interromper as operações em vários momentos ao longo de qualquer semana específica. Antes da Resolução nº 822/2018, tais custos adicionais eram pagos pelas usinas termelétricas com o objetivo de prestar um serviço auxiliar aos clientes para controle de frequência. Nosso complexo EPASA optou por prestar esse serviço auxiliar, resultando em receitas adicionais de R\$ 21,7 milhões em 2018.

A instalação remanescente, Carioba, possui uma capacidade instalada de 36 MW. Entretanto, está oficialmente desativada desde 19 de outubro de 2011 conforme previsto na Portaria nº 4.101 de 2011. Solicitamos o encerramento da concessão da Carioba, uma vez que a ANEEL reduziu o subsídio associado com a Conta de Consumo de Combustível, ou CCC. A ANEEL recomendou ao MME o encerramento da concessão da Carioba. O MME está analisando o pedido. Desde 2016, deixamos de incluir a usina Carioba em nossa capacidade instalada, uma vez que suas instalações estão inativas.

Pequenas Centrais Hidrelétricas

Em 31 de dezembro de 2018, 10 de nossas 50 Pequenas Centrais Hidrelétricas em operação estavam sob a gestão de duas de nossas subsidiárias de geração convencional, CPFL Geração e CPFL Centrais Geradoras. Essas dez Pequenas Centrais Hidrelétricas reportaram seus resultados no segmento de Geração Convencional. Consistem em dois grupos de instalações:

- Nove dessas usinas eram originalmente gerenciadas conjuntamente com suas empresas de distribuição associadas dentro de nosso segmento de Distribuição. A Lei nº 12.783/13, de 11 de janeiro de 2013, especificou as condições para a renovação das concessões de geração, transmissão e distribuição obtidas nos termos dos artigos 17, 19 ou 22 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Sob a Lei nº 12.783/13, estas concessões podem ser prorrogadas uma vez, a critério do governo brasileiro, por até 30 anos, a fim de garantir a continuidade e a eficiência dos serviços prestados e de baixas tarifas. Além disso, a Lei nº 12.783/13 previu que os titulares de concessões que estavam prestes a expirar em 2015, 2016 e 2017 poderiam requisitar a renovação antecipada em 2013, sob certas condições. No entanto, a Resolução nº 521/12 publicada pela ANEEL, em 14 de dezembro de 2012, estabeleceu que as concessões de geração a serem renovadas nos termos da Lei nº 12.783/13 devem ser divididas em entidades operacionais separadas de empresas de distribuição, nos casos onde a Capacidade Instalada da entidade concessionária original exceda 1 MW. Em 10 de outubro de 2012, em antecipação da Lei nº 12.783/13, requisitamos a renovação antecipada das concessões detidas por nossas subsidiárias de distribuição CPFL Santa Cruz, CPFL Jaguari, CPFL Mococa, CPFL Leste Paulista e CPFL Sul Paulista (atualmente, todas elas incorporadas pela CPFL Santa Cruz), que foram originalmente concedidas em 1999 por um prazo de 16 anos. Em conformidade com o requisito de divisão nos termos da Resolução nº 521/12, fomos obrigados a separar as atividades de geração e distribuição de três usinas, Rio do Peixe I e II e Macaco Branco, cujas instalações de geração foram transferidas para a CPFL Centrais Geradoras em 29 de agosto de 2013. Naquela época, nossa administração decidiu, por razões operacionais, segregar as atividades de geração e distribuição das seis instalações restantes detidas pelas cinco subsidiárias de distribuição (Santa Alice, Lavrinha, São José, Turvinho, Pinheirinho e São Sebastião), cujas instalações de geração também foram transferidas para a CPFL Centrais Geradoras. Em 4 de dezembro de 2012, as concessões das Pequenas Centrais Hidrelétricas Rio do Peixe I e II e Macaco Branco foram renovadas para um período de 30 anos sob a Lei nº 12.783. Os contratos de concessão desses empreendimentos foram transferidos da CPFL Centrais Geradoras para a CPFL Geração em 30 de setembro de 2015.
- A instalação remanescente, Cariobinha, é detida pela CPFL Geração, desde a assinatura do contrato de concessão. Desde 2016, deixamos de incluir a Cariobinha em nossa capacidade instalada e dados de Energia Garantida, já que a instalação está inativa. Também requeremos a encerrar a concessão da Cariobinha. Em resposta à nossa solicitação de rescisão, em 17 de julho de 2018, o MME publicou o Despacho nº 304/2018, que encerrou a concessão de Cariobinha, sem reversão de ativos. De

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

acordo com a lei local que nos permitiu incluir Cariobinha em nossa concessão, estamos organizando a devolução das instalações de Cariobinha ao município de Americana, onde está instalada.

Em 4 de dezembro de 2012, as concessões das Pequenas Centrais Hidrelétricas Rio do Peixe I e II e Macaco Branco foram renovadas para um período de 30 anos sob a Lei nº 12.783/13. As renovações dessas concessões ficaram sujeitas às seguintes condições:

- (i) A energia gerada deve ser vendida para todas as empresas de distribuição no Brasil de acordo com as cotas definidas pela ANEEL (anteriormente, a energia era vendida somente para a subsidiária de distribuição relacionada);
- (ii) A receita anual da concessionária é definida pela ANEEL, sujeita a revisões tarifárias (anteriormente, os preços de energia eram definidos contratualmente e ajustados de acordo com o IPCA); e
- (ii) Os ativos que permaneceram não amortizados na data de renovação seriam indenizados, e o pagamento de indenização não seria considerado como receita anual. A remuneração relativa a novos ativos ou ativos existentes que não foram indenizados seria considerada como receita anual. Rio do Peixe I e II receberam um total de R\$34,4 milhões em pagamento de indenização. Os ativos de Macaco Branco tinham sido totalmente amortizados e, portanto, não geraram pagamento de indenização.

A tabela a seguir define certas informações relativas às nossas instalações de geração convencional em operação e às Pequenas Centrais Hidrelétricas que reportaram seus resultados no segmento de Geração Convencional em 31 de dezembro de 2018:

	Controladoras	Partic.	Capacidade (MW)		Energia Assegurada (GWh)		Colocada em funcionamento	Término da Concessão
			Nossa Partic.	TOTAL	Nossa Partic.	TOTAL		
Usinas hidrelétricas								
Serra da Mesa	CPFL Geração	51,54%	657,1	1.275,0	2.878,3	5.584,5	1998	2040 ⁽¹⁾
Monte Claro	CPFL Geração	65%	84,5	130,0	319,4	491,4	2004	2036
Barra Grande	CPFL Geração	25,01%	172,5	690,0	816,6	3.265,7	2005	2036
Campos Novos	CPFL Geração	48,72%	428,8	880,0	1.620,5	3.326,2	2007	2035
Castro Alves	CPFL Geração	65%	84,5	130,0	351,9	541,4	2008	2036
14 de Julho	CPFL Geração	65%	65,0	100,0	270,5	416,2	2008	2036
Luis Eduardo Magalhães	CPFL Jaquari de Geração	4,15	37,5	902,5	183,8	4.424,7	2001	2032
Foz do Chapecó	Chapecoense	51%	436,1	855,0	1.908,6	3.742,3	2010	2036
SUBTOTAL – Usinas hidrelétricas			1.966		8.350			
Usinas termelétricas								
Carioba	CPFL Geração	100%	-	-	-	-	1954	2027 ⁽²⁾
Instalações EPASA:								
Termonordeste	CPFL Geração	53,34%	91,1	170,8	578,5	1.084,5	2010	2042
Termoparaíba	CPFL Geração	53,34%	91,1	170,8	578,9	1.084,5	2011	2042
SUBTOTAL – Usinas termelétricas			182		1.157			
Pequenas Centrais Hidrelétricas								
Cariobinha	CPFL Geração	100%	-	-	-	-	N/A	2027 ⁽²⁾
Lavrinha	CPFL Centrais Geradoras	100%	0,3	0,3	2,1	2,1	N/A	⁽³⁾
Macaco Branco	CPFL Geração	100%	2,4	2,4	14,5	14,5	N/A	2042
Pinheirinho	CPFL Centrais Geradoras	100%	0,7	0,7	4,2	4,2	N/A	⁽³⁾
Rio do Peixe I	CPFL Geração	100%	3,1	3,1	3,9	3,9	N/A	2042
Rio do Peixe II	CPFL Geração	100%	15,0	15,0	48,6	48,6	N/A	2042
Santa Alice	CPFL Centrais Geradoras	100%	0,6	0,6	3,6	3,6	N/A	⁽³⁾
São José	CPFL Centrais Geradoras	100%	0,8	0,8	2,1	2,1	N/A	⁽³⁾
São Sebastião	CPFL Centrais Geradoras	100%	0,7	0,7	4,6	4,6	N/A	⁽³⁾
Turvinho	CPFL Centrais Geradoras	100%	0,8	0,8	2,2	2,2	N/A	⁽³⁾
SUBTOTAL – Pequenas centrais hidrelétricas			24		84			
TOTAL – Geração Convencional			2.172		9.591			

- (1) A concessão para Serra da Mesa é detida por Furnas. Em 30 de maio de 2014, a concessão detida por Furnas foi prorrogada até 12 de novembro de 2039. Em 2016, devido à repactuação do GSF, a concessão de Serra da Mesa foi estendida até 30 de setembro de 2040, de acordo com a Resolução Autorizativa ANEEL nº 6.055/2016. Temos um direito contratual a 51,54% da Energia Assegurada dessas instalações, sob um contrato de arrendamento de 30 anos.
- (2) Usinas inativas. Desde 2016, deixamos de incluir a Carioba e a Cariobinha em nossos dados de Capacidade Instalada e Energia Assegurada, já que as instalações estão inativas. Em 17 de julho de 2018, o MME publicou a Portaria nº 304/2018, que encerrou a concessão de Cariobinha, sem reversão de ativos. O pedido de encerramento da concessão da Carioba ainda está sob análise do MME.
- (3) Projetos hidrelétricos com uma Capacidade Instalada igual ou inferior a 5.000 kW que são registrados na autoridade reguladora e o administrador de concessões de energia, mas não necessitam de processos de autorização ou concessão para funcionamento.

Geração Renovável

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

Em 31 de dezembro de 2018, por meio de nossa subsidiária CPFL Geração, nós possuímos uma participação de 51,56% na CPFL Renováveis, uma empresa resultante de uma associação com outra produtora de energia renovável brasileira, ERSA, que detém nossas subsidiárias envolvidas na geração de energia proveniente de fontes renováveis. Através da CPFL Renováveis, em agosto de 2011, nos tornamos o maior grupo de geração de energia renovável no Brasil em termos de Capacidade Instalada e capacidade em construção, de acordo com a ANEEL. Nós consolidamos totalmente a CPFL Renováveis em nossas demonstrações financeiras desde 1º de agosto de 2011. A CPFL Renováveis realizou sua oferta pública inicial em julho de 2013, resultando em uma diminuição da nossa participação de 63% para 58,84%. Em 1º de outubro de 2014, a CPFL Renováveis adquiriu 100% das ações da DESA por meio da emissão de ações da CPFL Renováveis, resultando na diminuição de nossa participação societária na CPFL Renováveis de 58,84% para 51,60%. Em 29 de novembro de 2018, a State Grid adquiriu 243.771.824 ações ordinárias da CPFL Renováveis por meio de uma oferta obrigatória que a State Grid foi obrigada a realizar ao conquistar o controle de nossa companhia, de acordo com a legislação brasileira aplicável. Como resultado dessa oferta obrigatória, a State Grid e nós, indiretamente através de nossa subsidiária CPFL Geração, passamos a deter 99,94% do capital total da CPFL Renováveis.

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

Na data deste Formulário, a CPFL Renováveis consiste nas entidades de geração descritas abaixo. Todos os números de Garantia Física e Capacidade Instalada informadas abaixo se referem à plena capacidade da usina em questão ao invés de nossa parte consolidada de tal energia, que reflete nossa participação na usina:

- 23 subsidiárias envolvidas na geração de energia elétrica por meio de 41 Pequenas Centrais Hidrelétricas, que consistem em (i) 40 PCHs operacionais, com Capacidade Instalada de 453,1 MW, localizadas nos Estados de São Paulo, Santa Catarina, Rio Grande do Sul, Paraná, Minas Gerais e Mato Grosso, e (ii) 1 PCH, Lucia Cherobim, com Capacidade Instalada de 28 MW, que está em construção e com início de operações estimado para 2024, localizada no Estado do Paraná.
- 48 subsidiárias envolvidas na geração de energia elétrica a partir de fontes eólicas, por meio de 49 parques eólicos, localizados nos estados do Ceará, Rio Grande do Norte e Rio Grande do Sul, sendo (i) 45 parques eólicos em operação, com Capacidade Instalada total de 1.309 MW, e (ii) 4 parques eólicos (Gameleira, Figueira Branca, Farol de Touros e Costa das Dunas), com Capacidade Instalada total de 69,3 MW, em fase de construção e com previsão de início de operações em 2024.
- Oito subsidiárias envolvidas na geração de energia elétrica a biomassa, todas as quais estão operacionais, com total de Capacidade Instalada de 370 MW, localizadas nos estados de Minas Gerais, Paraná, São Paulo e Rio Grande do Norte
- Uma subsidiária envolvida na geração de energia elétrica de uma usina de energia solar, Tanquinho, que está localizada no estado de São Paulo e tem Capacidade Instalada total de 1,1 MWp. Tanquinho iniciou suas operações em 27 de novembro de 2012 e tem a capacidade para gerar 1,6 GWh/ano.

Capacidade Instalada Existente

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

Pequenas Centrais Hidrelétricas

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

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

pela usina depende unicamente do seu certificado de garantia e não de sua produção de energia individual.

A CPFL Renováveis opera 40 de nossas 50 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.

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

A automação dessas PCHs nos permite realizar o controle, supervisão e operação remotamente. A CPFL Renováveis possui um centro integrado de operação para o gerenciamento e monitoramento das PCHs, localizado na cidade de Jundiá, no estado de São Paulo.

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 (de 1,5 a 2,5 anos, em média). 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 a Biomassa é geralmente mais complexa, pois envolve a aquisição, a logística e a produção de insumos orgânicos usados para geração de energia. Por este motivo, os custos operacionais de usinas termelétricas a biomassa tendem a ser mais elevados do que os custos operacionais de Pequenas Centrais Hidrelétricas.

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

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

CPFL Alvorada. A usina da UTE Alvorada, localizada na cidade de Araporã, no estado de Minas Gerais, iniciou suas operações em novembro de 2013. A Capacidade Instalada total da UTE Alvorada é de 50 MW e a Energia Assegurada é de 163,8 GWh. Este projeto tem um contrato de aquisição de energia (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 45,6 GWh e toda esta energia elétrica é vendida para a CPFL Brasil até 2025.

CPFL Bio Formosa. Em 2011, 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 MWa da energia foi vendida no leilão A-5, com CCEARs em vigor até 2025 (veja "Lei da Nova Estrutura Regulatória e Leilões no Mercado Regulado").

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

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 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 50 MW. A CPFL Bio Buriti possui um contrato de aquisição de energia (PPA) associado de 184,1 GWh, em vigor até 2030 com a CPFL Brasil.

CPFL Bio Ester. Em outubro de 2012, a CPFL Renováveis concluiu a aquisição dos ativos de eletricidade 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 até 2031.

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 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 71,7 GWh, 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 209,4 GWh. A energia elétrica da CPFL Bio Pedra foi vendida em um leilão em 2010, com CCEARs em vigor até 2027.

CPFL Coopcana. A UTE Coopcana iniciou suas operações em 28 de agosto de 2013 na cidade de São Carlos do Ivaí, no estado do Paraná. A Capacidade Instalada total da UTE Coopcana é de 50 MW e sua Energia Assegurada é de 157,7 GWh.

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 1,6 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, variando de 18 meses a 2,5 anos, em média. 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

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

complementar com usinas hidrelétricas, uma vez que a velocidade do vento é geralmente mais elevada em períodos de seca e, portanto, viabiliza a preservação de água nos reservatórios em períodos de escassez de chuva. A operação complementar de parques eólicos e Pequenas Centrais Hidrelétricas deverá permitir-nos “estocar” energia elétrica 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 15 GW, em abril de 2019, 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 parques eólicos sob o regime de autorização, localizados nos estados do Ceará, Rio Grande do Norte e Rio Grande do Sul.

Complexo Atlântica. O complexo Atlântica é composto pelos Parques Eólicos Atlântica I, II, IV e V. O complexo possui Capacidade Instalada total de 120 MW e Energia Assegurada total de 449,4 GWh. A eletricidade desses parques eólicos foi vendida por meio de um Leilão de energia alternativa realizado em 2010, ou no Leilão de Fontes Alternativas de 2010, com os CCEARs em vigor até 2032. O complexo Atlântica iniciou suas operações em março de 2014.

Campo dos Ventos II. Em 2010, a CPFL Geração adquiriu o Parque Eólico Campo dos Ventos II (CPFL Renováveis atualmente detém esse investimento) na cidade de João Câmara, no estado do Rio Grande do Norte, em setembro de 2013 ficou apto para entrada em operação. Este parque eólico possui Capacidade Instalada de 30 MW e Energia Assegurada de 131,4 GWh. A eletricidade de Campo dos Ventos II foi vendida através de um leilão realizado em 2010.

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.

Canoa Quebrada: o parque eólico Canoa Quebrada, no estado do Ceará, possui uma Capacidade Instalada de 57 MW e um contrato com a Eletrobrás, nos termos do programa PROINFA, para vender toda a energia gerada por um período de 20 anos.

Enacel: o parque eólico Enacel, no estado do Ceará, possui uma capacidade instalada de 31,5 MW e um contrato com a Eletrobrás, nos termos do programa PROINFA, para vender toda a energia gerada por um período de 20 anos.

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 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 contrato com a Eletrobrás nos termos do Programa PROINFA para vender toda a energia gerada por um período de 20 anos.

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 contrato com a Eletrobrás nos termos do Programa PROINFA para vender toda a energia gerada por um período de 20 anos.

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.

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 contrato com a Eletrobrás, nos termos no Programa Proinfa para vender toda a energia gerada por um período de 20 anos.

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

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

Assegurada de 328,4 GWh. 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 601,5 GWh 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 134,9 GWh. Este parque eólico iniciou suas operações em abril de 2015.

Complexo Pedra Cheirosa. O Complexo Pedra Cheirosa, localizado no estado do Ceará, é composto pelos parques eólicos Pedra Cheirosa I e II, que possui Capacidade Instalada total de 48,3 MW e Energia Assegurada de 240,9 MW médios. Este parque eólico iniciou suas operações em junho de 2017.

Complexo Rosa dos Ventos. Em junho de 2013, a CPFL Renováveis adquiriu o Complexo Rosa dos Ventos (Canoa Quebrada e Lagoa do Mato), localizado no estado do Ceará. A Capacidade Instalada do complexo é de 13,7 MW.

Complexo Santa Clara. O complexo de Santa Clara, no estado do Rio Grande do Norte, compreende sete parques eólicos com uma Capacidade Instalada de 188 MW. 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, possui uma capacidade instalada de 16,5 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 tabela a seguir apresenta certas informações relativas às nossas principais instalações renováveis, detidas pela CPFL Renováveis (51,56% de nossa participação), em operação em 31 de dezembro de 2018:

	Capacidade (MW)		Energia Assegurada (GWh)		Colocada em Funcionamento	Atualização da instalação	Término da Concessão
	Nossa part.	TOTAL	Nossa part.	TOTAL			
Pequenas Centrais Hidrelétricas:							
<i>Alto Irani</i>	10,8	21,0	55,8	108,3	2008	-	2032
<i>Americana</i>	15,5	30,0	26,6	51,5	1949	2001	2027
<i>Andorinhas</i>	0,3	0,5	1,9	3,7	1941	-	(2)
<i>Arvoredo</i>	6,7	13,0	33,3	64,6	2010	-	2032
<i>Barra da Paciência</i>	11,9	23,0	67,2	130,4	2011	-	2029
<i>Boa Vista 2</i>	15,4	29,9	70,2	136,1	2018	-	2055
<i>Buritís</i>	0,4	0,8	1,6	3,1	1922	2016	2027 ⁽¹⁾
<i>Capão Preto</i>	2,2	4,3	9,8	19,0	1911	2007	2027
<i>Chibarro</i>	1,3	2,6	6,9	13,4	1912	2007	2027
<i>Cocais Grande</i>	5,2	10,0	20,8	40,4	2009	-	2029
<i>Corrente Grande</i>	7,2	14,0	38,5	74,7	2011	-	2030
<i>Diamante</i>	2,2	4,2	7,2	14,0	2005	-	2019
<i>Dourados</i>	5,6	10,8	25,7	49,8	1926	2013	2027
<i>Eloy Chaves</i>	9,7	19,0	49,7	96,4	1954	2013	2027
<i>Esmeril</i>	2,6	5,0	13,0	25,2	1912	2015	2027
<i>Figueirópolis</i>	10,0	19,4	56,9	110,4	2010	-	2034
<i>Gavião Peixoto</i>	2,5	4,8	16,4	31,8	1913	2007	2027

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

	Capacidade (MW)		Energia Assegurada (GWh)		Colocada em Funcionamento	Atualização da instalação	Término da Concessão
	Nossa part.	TOTAL	Nossa part.	TOTAL			
<i>Guaporé</i>	0,4	0,7	1,8	3,5	1950	-	(2)
<i>Jaguari</i>	6,1	11,8	20,3	39,4	1917	2001	2027
<i>Lençóis</i>	0,9	1,7	4,7	9,1	1917	2001	2027
<i>Ludesa</i>	15,5	30,0	95,7	185,7	2007	-	2032
<i>Mata Velha</i>	12,4	24,0	59,2	114,8	2016	-	
<i>Monjolinho</i>	0,3	0,6	0,5	1,0	1893	2003	2027 ⁽²⁾
<i>Ninho da Águia</i>	5,2	10,0	29,3	56,9	2011	-	2029
<i>Novo Horizonte</i>	11,9	23,0	47,0	91,1	2011	-	2032
<i>Paiol</i>	10,3	20,0	47,3	91,7	2010	-	2032
<i>Pinhal</i>	3,5	6,8	16,7	32,4	1928	2014	2027
<i>Pirapó</i>	0,4	0,8	2,6	5,1	1952	-	(2)
<i>Plano Alto</i>	8,2	16,0	41,8	81,0	2008	-	2032
<i>Saltinho</i>	0,4	0,8	3,3	6,4	1950	-	(2)
<i>Salto Góes</i>	10,3	20,0	50,1	97,2	2012	-	2040
<i>Salto Grande</i>	2,4	4,6	11,7	22,6	1912	2002	2027
<i>Santa Luzia</i>	14,7	28,5	83,2	161,4	2011	-	2037
<i>Santana</i>	2,2	4,3	11,8	22,9	1951	2015	2027
<i>São Gonçalo</i>	5,7	11,0	32,6	63,2	2010	-	2030
<i>São Joaquim</i>	4,2	8,1	22,9	44,4	1911	2014	2027
<i>Socorro</i>	0,5	1,0	1,4	2,7	1909	2001	2027 ⁽¹⁾
<i>Três Saltos</i>	0,3	0,6	2,0	3,8	1928	2018	2027 ⁽¹⁾
<i>Varginha</i>	4,6	9,0	24,3	47,2	2010	-	2029
<i>Várzea Alegre</i>	3,9	7,5	22,0	42,7	2011	-	2029
SUBTOTAL Pequenas Centrais Hidrelétricas – Nossa participação	234	453	1.134	2.199			
Usinas Termelétricas a Biomassa:							
<i>Baldin (CPFL Bioenergia)</i>	23,2	45,0	23,5	45,6	2010		2039
<i>Bio Alvorada</i>	25,8	50,0	84,5	163,8	2013		2042
<i>Bio Buriti</i>	25,8	50,0	48,7	94,4	2011		2040
<i>Bio Coopcana</i>	25,8	50,0	81,3	157,7	2013		2042
<i>Bio Ester</i>	20,6	40,0	51,0	99,0	2010		2029
<i>Bio Formosa</i>	20,6	40,0	10,4	20,1	2011		2032
<i>Bio Ipê</i>	12,9	25,0	19,5	37,8	2012		2040
<i>Bio Pedra</i>	36,1	70,0	108,0	209,4	2012		2046
SUBTOTAL Usinas Termelétricas a Biomassa – Nossa participação	191	370	427	828			
Parques Eólicos:							
<i>Atlântica I</i>	15,5	30,0	59,2	114,8	2014		2046
<i>Atlântica II</i>	15,5	30,0	58,3	113,0	2014		2046
<i>Atlântica IV</i>	15,5	30,0	58,7	113,9	2014		2046
<i>Atlântica V</i>	15,5	30,0	55,5	107,7	2014		2046
<i>Bons Ventos</i>	25,8	50,0	73,9	143,4	2010		2033
<i>Campo dos Ventos I</i>	13,0	25,2	61,4	119,1	2016		2046
<i>Campo dos Ventos II</i>	15,5	30,0	67,7	131,4	2013		2046
<i>Campo dos Ventos III</i>	13,0	25,2	60,5	117,4	2016		2046
<i>Campo dos Ventos V</i>	13,0	25,2	59,2	114,8	2016		2046
<i>Canoa Quebrada</i>	29,4	57,0	108,7	210,9	2010		2032
<i>Canoa Quebrada (Rosa dos Ventos)</i>	5,4	10,5	15,0	29,0	2014		2032
<i>Costa Branca</i>	10,7	20,7	44,2	85,8	2014		2046
<i>Enacel</i>	16,2	31,5	46,2	89,6	2010		2032
<i>Eurus I</i>	15,5	30,0	70,0	135,8	2014		2046
<i>Eurus III</i>	15,5	30,0	72,7	141,0	2014		2046
<i>Eurus VI</i>	4,1	8,0	14,3	27,7	2011		2045
<i>Foz do Rio Choró</i>	13,0	25,2	33,3	64,6	2009		2032
<i>Icaraizinho</i>	28,2	54,6	99,7	193,4	2009		2032
<i>Juremas</i>	8,3	16,1	34,3	66,6	2014		2046
<i>Lagoa do Mato</i>	1,6	3,2	6,4	12,5	2014		2032

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

	Capacidade (MW)		Energia Assegurada (GWh)		Colocada em Funcionamento	Atualização da instalação	Término da Concessão
	Nossa part.	TOTAL	Nossa part.	TOTAL			
<i>Macacos</i>	10,7	20,7	44,2	85,8	2014		2046
<i>Morro dos Ventos I</i>	14,8	28,8	61,4	119,0	2014		2045
<i>Morro dos Ventos III</i>	14,8	28,8	62,8	121,9	2014		2045
<i>Morro dos Ventos IV</i>	14,8	28,8	62,1	120,4	2014		2045
<i>Morro dos Ventos VI</i>	14,8	28,8	59,2	114,8	2014		2045
<i>Morro dos Ventos IX</i>	15,5	30,0	64,7	125,4	2014		2045
<i>Morro dos Ventos II</i>	15,0	29,2	69,6	134,9	2015		2047
<i>Paracuru</i>	13,0	25,2	56,8	110,2	2008		2032
<i>Pedra Cheirosa</i>	10,7	20,7	46,5	90,2	2014		2046
<i>Pedra Preta</i>	54,1	105,0	130,2	252,6	2009		2032
<i>Praia Formosa</i>	15,5	30,0	61,9	120,1	2011		2045
<i>Santa Clara I</i>	15,5	30,0	57,6	111,8	2011		2045
<i>Santa Clara II</i>	15,5	30,0	56,5	109,6	2011		2045
<i>Santa Clara III</i>	15,5	30,0	55,6	107,8	2011		2045
<i>Santa Clara IV</i>	15,5	30,0	56,0	108,7	2011		2045
<i>Santa Clara V</i>	15,5	30,0	55,7	107,7	2011		2045
<i>Santa Clara VI</i>	13,0	25,2	59,2	114,8	2016		2032
<i>São Domingos</i>	8,5	16,5	(3)	(3)	2008		2032
<i>Taíba</i>	15,2	29,4	30,3	58,8	2016		2032
Ventos de São Benedito	15,2	29,4	(3)	(3)	2016		2032
Ventos de Santo Dimas	7,6	14,7	(3)	(3)	2016		2032
Ventos de São Martinho	15,2	29,4	(3)	(3)	2016		2032
Ventos de Santa Mônica	14,1	27,3	(3)	(3)	2016		2032
Ventos de Santa Úrsula	15,5	30,0	(3)	(3)	2014		2046
SUBTOTAL Parques Eólicos – Nossa participação	675	1.309	2.255	4.373			
Usina de energia solar:							
<i>Tanquinho</i>	0,6	1,1	0,9	1,7	2012		-
SUBTOTAL Usina de energia solar – Nossa participação	0,6	1,1	0,9	1,7			
TOTAL (apenas nossa participação)	1.100	2.133	3.816	7.402			

(1) Projetos hidrelétricos com capacidade instalada igual ou inferior a 1.000 kW, que possuem contrato de concessão. A legislação para PCHs 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.

(2) 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.

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

Expansão da Capacidade Instalada

O consumo de energia elétrica no Brasil em 2018 cresceu 1,1%, atingindo 472.242 GWh, conforme esperado pela EPE. Com o objetivo de endereçar essa projeção de aumento na demanda e também para melhorar nossas margens, estamos continuamente expandindo a nossa Capacidade Instalada de geração renovável.

Usinas em desenvolvimento	Capacidade e 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	51,56	14,4	126,40
Complexo Eólico Gameleira	69,3	345,1	-	2024	51,56	35,7	312,9

PCH Lucia Cherobim. A PCH Lucia Cherobim está localizada no estado do Paraná e deverá iniciar suas operações em 2024, considerando a entrada em operação comercial de todas as unidades geradoras. A Capacidade Instalada total é de 28 MW e Energia Garantida total de 145,4 GWh/ano. No Leilão de

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

Energia A-6/2018, a PCH Lucia Cherobim vendeu 16,5 MW médios a R\$ 189,95/MWh (base agosto de 2018), com reajustes anuais pelo IPCA ao preço máximo do leilão de R\$ 290,00/MWh.

Complexo Eólico Gameleira. O complexo eólico da Gameleira está localizado no estado do Rio Grande do Norte e deverá iniciar sua operação em 2024. A Capacidade Instalada total é de 69,3 MW e Energia Garantida total de 345,1 GWh/ano. No Leilão de Energia A-6/2018, o complexo eólico Gameleira vendeu 12,0 MW médios da energia a ser gerada por ele a R\$ 89,89/MWh (base agosto de 2018), com reajustes anuais pelo IPCA ao preço teto do leilão de R\$ 227,00/MWh.

b. características do processo de distribuição;

Somos uma das maiores distribuidoras de energia elétrica do Brasil, com base na quantidade de energia elétrica que distribuimos em 2018. Juntas, nossas quatro subsidiárias distribuidoras fornecem energia elétrica para uma região que abrange 300.593 quilômetros quadrados, predominantemente nos Estados de São Paulo e do Rio Grande do Sul. Suas áreas de concessão incluem 687¹ municípios e uma população de 22,0 milhões de pessoas. Juntas, elas forneceram energia elétrica para 9,6 milhões de consumidores em 2018. Nossas quatro subsidiárias de distribuição foram responsáveis pelo fornecimento de 14,2% do total da energia elétrica distribuída no Brasil em 2018, com base nos dados da EPE (Empresa de Pesquisa Energética).

Possuímos quatro distribuidoras de energia elétrica:

- **CPFL Paulista.** A Companhia Paulista de Força e Luz, ou CPFL Paulista, distribui energia elétrica para uma região que abrange 90.485 quilômetros quadrados no Estado de São Paulo, com uma população de 10,2 milhões de habitantes. Sua área de concessão cobre 234 municípios, incluindo as cidades de Campinas, Bauru, Ribeirão Preto, São José do Rio Preto, Araraquara e Piracicaba. A CPFL Paulista tinha 4,5 milhões de consumidores em 31 de dezembro de 2018. Em 2018, a CPFL Paulista distribuiu, de energia elétrica, 20.540 GWh. Considerando as vendas da CPFL Paulista em sua área de concessão, incluindo vendas para Consumidores Cativos e TUSD, a CPFL Paulista vendeu 30.568 GWh de energia elétrica em 2018, respondendo por 23,2%² do total de energia elétrica distribuída no estado de São Paulo e 6,5% do total de energia elétrica distribuída no Brasil durante o ano.
- **CPFL Piratininga.** A Companhia Piratininga de Força e Luz, ou CPFL Piratininga, fornece energia elétrica para uma área de concessão que cobre 6.954 quilômetros quadrados na parte sul do estado de São Paulo, com uma população de 3,8 milhões de pessoas. Sua área de concessão abrange 27 municípios, incluindo as cidades de Santos, Sorocaba e Jundiá. A CPFL Piratininga contava com 1,7 milhão de consumidores em 31 de dezembro de 2018. Em 2018, a CPFL Piratininga distribuiu 7.885 GWh de energia elétrica. Considerando as vendas da CPFL Piratininga em sua área de concessão, incluindo vendas para Consumidores Cativos e TUSD, a CPFL Piratininga vendeu 14.140 GWh de energia elétrica em 2018, representando 10,7%² do total de energia elétrica distribuída no estado de São Paulo e 3,0% do total de energia elétrica distribuída no Brasil durante o ano.
- **RGE.** A RGE Sul Distribuidora de Energia S.A., ou RGE, fornece energia elétrica para uma área de concessão que cobre 182.904 quilômetros quadrados no estado do Rio Grande do Sul, com uma população de 6,8 milhões de pessoas. Sua área de concessão abrange 381 municípios, incluindo as cidades de Canoas, São Leopoldo, Novo Hamburgo, Santa Maria, Uruguaiana, Caxias do Sul, Gravataí, Passo Fundo e Bento Gonçalves. A RGE tinha 2,9 milhões de consumidores em 31 de dezembro de 2018. Em 2018, a RGE distribuiu 14.905 GWh de energia elétrica. Considerando as vendas da RGE em sua área de concessão, incluindo as vendas para

¹ Esse total se refere ao número total de municípios localizados nas áreas de concessão de nossas subsidiárias. Além disso, nós atendemos consumidores localizados em municípios fora das nossas áreas de concessão em casos em que esses consumidores não são atendidos pelas concessionárias locais.

² Dados preliminares conforme divulgado pela EPE em 19.02.2019. Os dados finais estarão disponíveis no segundo semestre de 2019.

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

Consumidores Cativos e TUSD, a RGE vendeu 19.629 GWh de energia elétrica em 2018, respondendo por 64,9%² do total de energia elétrica distribuída no estado do Rio Grande do Sul e 4,2% do total de energia elétrica distribuída no Brasil durante o ano.

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

- **CPFL Santa Cruz.** A Companhia Jaguari de Energia, ou CPFL Santa Cruz, fornece energia elétrica para uma área de concessão de 20.249 quilômetros quadrados, que inclui 39 municípios no estado de São Paulo (24 na região sudoeste, 8 na região noroeste e 7 na região sudeste do estado), 3 municípios no estado do Paraná e 3 municípios no estado de Minas Gerais. Em 2018, a CPFL Santa Cruz distribuiu 2.258 GWh de energia elétrica para 0,5 milhão de consumidores. Considerando as vendas da CPFL Santa Cruz em sua área de concessão, incluindo vendas para Consumidores Cativos e TUSD, a CPFL Santa Cruz vendeu 2.876 GWh de energia elétrica em 2018, representando 2,2%² do total de energia elétrica distribuída no estado de São Paulo e 0,6% do total de energia elétrica distribuída no Brasil durante o ano.

A partir de 1 de janeiro de 2018, nossas cinco antigas distribuidoras Companhia Luz e Força Santa Cruz, Companhia Leste Paulista de Energia, Companhia Sul Paulista de Energia e Companhia Luz e Força de Mococa (em conjunto, as "Companhias Incorporadas") foram incorporadas pela Companhia Jaguari de Energia S.A., a qual passou a deter a denominação CPFL Santa Cruz e é conhecida por esta denominação desde a realização da operação. As concessões detidas pelas distribuidoras anteriormente existentes foram estendidas em 9 de dezembro de 2015 para julho de 2045 e, em decorrência da incorporação, o contrato de concessão foi aditado para formalizar o agrupamento de tais concessões, sendo devidamente aprovado pela ANEEL.

Rede de Distribuição

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

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

Em 31 de dezembro de 2018, nossas redes de distribuição consistiam de 323.979 quilômetros de linhas de distribuição, incluindo 464.627 transformadores de distribuição e 12.564km de linhas de distribuição de Alta Tensão basicamente entre 34,5 kV e 138 kV. Naquela data, tínhamos 548 Subestações transformadoras para transformar alta tensão em média tensão para posterior distribuição, com capacidade total de transformação de 18.517 megavolt ampères. Dos consumidores industriais e comerciais em nossa área de concessão, 381 tinham eletricidade de alta tensão de 69 kV, 88 kV ou 138 kV fornecida através de conexões diretas às nossas linhas de distribuição de alta tensão.

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

Performance do Sistema

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

Perdas de Energia elétrica

Enfrentamos dois tipos de perdas de energia elétrica: perdas técnicas e perdas comerciais. As perdas técnicas são inerentes ao fluxo de energia elétrica através do sistema de distribuição. As perdas comerciais são perdas que resultam de conexões ilegais, fraude ou erros de faturamento e similares. Os índices históricos de perda de energia elétrica das nossas três maiores distribuidoras (CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE – denominada anteriormente como RGE Sul) são mais favoravelmente comparadas ao percentual médio de outras importantes distribuidoras brasileiras, segundo as informações mais recentes disponibilizadas pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica, ou ABRADDEE, uma associação do setor.

Estamos também nos empenhando ativamente em reduzir as perdas comerciais decorrentes de conexões ilegais, fraude ou erros de faturamento. Para isso, em cada uma de nossas cinco subsidiárias, destacamos equipes técnicas qualificadas para realizar inspeções, aumentamos o monitoramento de consumos irregulares, aumentamos as reposições de equipamentos de medição obsoletos, desenvolvemos um programa de computador para descobrir e analisar faturamentos irregulares, e também implementamos um sistema para identificar problemas em processos internos que poderiam gerar perdas (por exemplo, faturamento incorreto, falta de leituras, medidores com parâmetros errados, entre outros). Realizamos 581 mil inspeções em 2018, o que acreditamos ter conduzido a uma recuperação de recebíveis estimada em mais de R\$ 65,2 milhões.

Interrupções de Energia

A tabela abaixo determina, para cada uma de nossas subsidiárias, a frequência e duração das interrupções de energia por consumidor nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2018, 2017 e 2016:

Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2018

	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE⁽⁴⁾	RGE Sul⁽⁴⁾	CPFL Santa Cruz⁽³⁾
FEC ¹	4,03	3,87	6,30	5,89	5,09
DEC ²	6,17	5,92	13,43	15,56	6,01

- (1) Frequência de interrupções por consumidor, por ano (número de interrupções).
 (2) Duração das interrupções por consumidor, por ano (em horas).
 (3) CPFL Santa Cruz, CPFL Mococa, CPFL Leste Paulista e CPFL Sul Paulista se incorporaram na CPFL Santa Cruz (antiga CPFL Jaguari) a partir de 1º de janeiro de 2018.
 (4) RGE foi incorporada pela RGE Sul (que agora opera sob o nome RGE) a partir de 1º de janeiro de 2019.

Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2017

	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE⁽⁴⁾	RGE Sul⁽⁴⁾	CPFL Santa Cruz⁽³⁾	CPFL Jaguari⁽³⁾	CPFL Mococa⁽³⁾	CPFL Leste Paulista⁽³⁾	CPFL Sul Paulista⁽³⁾
FEC ¹	4,94	4,45	7,74	7,62	3,69	5,64	6,04	6,19	6,77
DEC ²	7,14	6,97	14,17	15,58	4,82	6,31	5,92	7,91	8,20

- (1) Frequência de interrupções por consumidor, por ano (número de interrupções).
 (2) Duração das interrupções por consumidor, por ano (em horas).
 (3) CPFL Santa Cruz, CPFL Mococa, CPFL Leste Paulista e CPFL Sul Paulista se incorporaram na CPFL Santa Cruz (antiga CPFL Jaguari) a partir de 1º de janeiro de 2018.
 (4) RGE foi incorporada pela RGE Sul (que agora opera sob o nome RGE) a partir de 1º de janeiro de 2019.

Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2016⁽⁵⁾

	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE⁽³⁾	RGE Sul⁽³⁾	CPFL Santa Cruz⁽⁴⁾	CPFL Jaguari⁽⁴⁾	CPFL Mococa⁽⁴⁾	CPFL Leste Paulista⁽⁴⁾	CPFL Sul Paulista⁽⁴⁾
FEC ¹	5,00	3,97	7,56	9,41	4,09	6,13	6,63	5,73	11,76
DEC ²	7,62	8,44	14,44	19,45	5,65	7,10	10,55	8,01	15,19

- (1) Frequência de interrupções por consumidor, por ano (número de interrupções).
 (2) Duração das interrupções por consumidor, por ano (em horas).
 (3) Adquirida por nós em 31 de outubro de 2016, a RGE Sul não era uma subsidiária da nossa Companhia nos primeiros 10 meses de 2016. A RGE foi incorporada pela RGE Sul (que agora opera sob o nome RGE) a partir de 1º de janeiro de 2019.
 (4) Incorporada pela CPFL Santa Cruz em 1º de janeiro de 2018.
 (5) Fonte: <http://www.aneel.gov.br/indicadores-coletivos-de-continuidade>. Para acessar os dados, selecionar a região do Brasil e depois selecionar: Distribuidora/Concessionária/Empresa/2016.

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

Estamos continuamente buscando melhorar a qualidade e confiabilidade de nosso fornecimento de energia, tendo como parâmetro as medições de frequência e duração de nossas interrupções de energia. De acordo com os dados da ABRADÉE de 2018, que são as informações mais recentes disponíveis, nossa frequência e duração média das interrupções por consumidor durante os últimos anos se comparam favoravelmente com as médias para as demais distribuidoras brasileiras. Ademais, os números de nosso FEC e DEC tiveram uma melhora significativa, comprovando a eficácia de nossa manutenção e investimento nessas distribuidoras.

Com base nos dados publicados pela ANEEL, a duração e a frequência das interrupções da CPFL Paulista e da CPFL Piratininga estão entre as mais baixas do Brasil em comparação com companhias de tamanho similar. A duração das interrupções da RGE é comparativamente mais alta do que aquelas da CPFL Paulista e da CPFL Piratininga, porém permanece em linha com o índice médio para as empresas de energia no sul do Brasil, principalmente em decorrência da falta de redundância em seu sistema de distribuição, do uso de linhas de média tensão e de um nível menor de automação na rede. Após a aquisição da RGE Sul em 31 de outubro de 2016, estamos atualmente em discussões com o regulador sobre os investimentos planejados, que buscam aprimorar os indicadores de desempenho da RGE Sul, considerando seus indicadores atuais e as características de sua área de concessão.

A ANEEL estabelece indicadores de desempenho por consumidor para serem seguidos pelas empresas de energia. Caso estes indicadores não sejam alcançados, somos obrigados a reembolsar nossos consumidores, e nossas receitas são negativamente afetadas. Em 2017 e 2018, de acordo com informações da ANEEL, o valor que reembolsamos aos nossos consumidores foi menor que o valor médio reembolsado por outras empresas de energia de porte similar.

Nossas subsidiárias de distribuição têm tecnologia de construção e manutenção que permite reparos em redes energizadas sem interrupção do serviço, permitindo-nos, assim, ter baixos índices de interrupção programada, equivalendo a 23% do total de interrupções em 2018. As interrupções não programadas em razão de acidentes ou causas naturais, incluindo descargas atmosféricas, incêndios e ventos representaram o total remanescente de nossas interrupções. Em 2018, investimos R\$1.769,6 milhões em nosso segmento de distribuição, principalmente em: (i) expansão, manutenção, melhoria, automação, modernização e reforço do sistema elétrico para atender o crescimento do mercado, (ii) infraestrutura operacional, (iii) atendimento ao cliente, e (iv) programas de pesquisa e desenvolvimento, dentre outros.

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

Tarifas

Tarifas de Distribuição no Varejo. Classificamos nossos consumidores em dois grupos diferentes: consumidores do Grupo A e consumidores do Grupo B, com base no nível de tensão em que a energia elétrica lhes é fornecida. Cada consumidor se enquadra em certo nível tarifário definido por lei e com base em sua respectiva classificação. Alguns descontos estão disponíveis dependendo da classificação do consumidor, nível tarifário ou ambiente de negociação (consumidores livres e geradoras). Os consumidores do Grupo B pagam tarifas mais altas. As tarifas no Grupo B variam por tipos de consumidor (residencial, rural, outras categorias e iluminação pública). Os consumidores no Grupo A pagam tarifas menores, decrescendo de A4 para A1, pois seu fornecimento é feito em voltagens mais elevadas, que demandam menor utilização do sistema de distribuição de energia elétrica. As tarifas que cobramos pelas vendas de energia elétrica aos consumidores finais são determinadas segundo nossos contratos de concessão e regras ratificadas pela ANEEL. Esses contratos de concessão e a regulamentação correlata estabelecem um preço máximo com reajustes anuais, periódicos e

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

extraordinários. Para maiores informações sobre o regime regulatório aplicável as nossas tarifas e respectivos reajustes, consulte "O Setor Elétrico Brasileiro" no item 7.10 deste Formulário de Referência.

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

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

As tabelas a seguir contêm informações relativas à média de nossos preços de fornecimento para cada categoria de consumidor para os exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2018, 2017 e 2016. Estes preços incluem tributos (ICMS, PIS e COFINS) e são calculados com base em nossas vendas e na quantidade de energia elétrica em 2018, 2017 e 2016.

Exercício encerrado em 31 de dezembro de 2018

	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE RGE (2)	RGE Sul (RGE) (2)	CPFL Santa Cruz(1)	CPFL Leste Paulista(1)	CPFL Sul Paulista(1)	CPFL Jaguari(1)	CPFL Mococa(1)
	(R\$/MWh)								
Residencial	639,65	673,63	820,70	757,09	666,20	(1)	(1)	(1)	(1)
Industrial	581,90	592,27	669,67	561,23	543,21	(1)	(1)	(1)	(1)
Comercial	611,34	624,76	812,30	730,86	632,51	(1)	(1)	(1)	(1)
Rural	362,50	420,49	365,84	386,52	403,56	(1)	(1)	(1)	(1)
Outros	469,08	457,57	444,47	315,12	404,96	(1)	(1)	(1)	(1)
Total	583,47	620,97	665,83	572,79	555,37	(1)	(1)	(1)	(1)

Exercício encerrado em 31 de dezembro de 2017

	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE	RGE Sul	CPFL Santa Cruz(1)	CPFL Leste Paulista(1)	CPFL Sul Paulista(1)	CPFL Jaguari(1)	CPFL Mococa(1)
	(R\$/MWh)								
Residencial	572,79	585,98	667,24	708,93	646,21	620,96	632,70	590,43	664,57
Industrial	554,80	493,84	500,10	583,76	566,56	518,58	452,88	461,75	565,57
Comercial	563,84	532,64	652,20	706,58	632,20	583,81	585,65	532,52	630,32
Rural	322,43	361,45	339,60	271,45	388,09	360,66	386,92	362,72	407,56
Outros	425,13	383,42	264,44	507,72	340,23	442,23	425,43	410,70	449,41
Total	531,64	533,29	502,12	580,28	522,10	507,47	529,24	496,70	567,33

Exercício encerrado em 31 de dezembro de 2016

	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE	RGE Sul (3)	CPFL Santa Cruz(1)	CPFL Leste Paulista(1)	CPFL Sul Paulista(1)	CPFL Jaguari(1)	CPFL Mococa(1)
	(R\$/MWh)								
Residencial	591,80	679,76	665,32	742,37	665,54	599,01	616,72	580,38	650,89
Industrial	569,16	575,46	496,30	582,93	584,23	524,54	460,80	466,23	536,60
Comercial	571,80	609,34	654,51	734,76	650,17	567,98	577,97	531,61	617,03
Rural	322,86	419,32	332,16	275,02	404,93	352,51	379,15	353,03	382,57
Outros	434,09	436,56	262,92	505,37	333,73	435,06	419,70	405,37	437,20
Total	546,79	612,09	501,75	590,87	537,89	499,18	521,06	490,20	549,57

(1) Em 21 de novembro de 2017, a ANEEL, através da Autorização nº 6.723/2017, aprovou nossa proposta de consolidação de das concessões de nossas cinco distribuidoras (CPFL Santa Cruz; Companhia Leste Paulista de Energia; Companhia Sul Paulista de Energia; Companhia Luz e Força de Mococa; e CPFL Jaguari, em conjunto as Companhias Incorporadas), nos termos da Resolução Normativa nº 716/2016. A partir de 1 de janeiro de 2018, as Companhias Incorporadas foram consolidadas pela companhia denominada CPFL Santa Cruz (companhia essa anteriormente denominada CPFL Jaguari).

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

- (2) Em 4 de dezembro de 2018, por meio da Resolução Autorização nº 7.499/2018, a ANEEL aprovou nossa proposta de consolidar as concessões de nossas duas distribuidoras (RGE e RGE Sul), conforme Resolução Normativa nº 716/2016. A RGE fundiu-se com a RGE Sul (que agora opera sob o nome RGE) com vigência a partir de 1º de janeiro de 2019.
- (3) Considera dez meses da RGE Sul antes da consolidação das concessões, conforme descrito no item (2) acima.

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

TUSD. As tarifas de uso no sistema de distribuição, ou TUSD, são estabelecidas pela ANEEL e consistem de três tarifas descritas em "TUSD", no item 7.9 deste formulário. No período de três meses findo em 31 de março de 2019, as receitas de tarifas pelo uso de nossa rede por Consumidores Livres totalizaram R\$ 741 milhões. Em 2018, as receitas de tarifas pelo uso de nossa rede por Consumidores Livres e Consumidores Cativos totalizaram R\$ 13.843 milhões. A tarifa média pelo uso de nossa rede foi de R\$ 131,10, R\$ 105,73/MWh e R\$130,88/MWh em 2018, 2017 e 2016, respectivamente, incluindo a TUSD que cobramos de outras distribuidoras conectadas às nossas Redes de Distribuição.

Tarifas Reguladas de Distribuição

Nossos resultados operacionais são significativamente afetados por mudanças nas tarifas reguladas de energia elétrica. Em particular, a maior parte de nossas receitas é derivada de vendas de energia elétrica a Consumidores Cativos a tarifas reguladas. Em 2018, as vendas para Consumidores Cativos representaram 65,2% do volume de energia elétrica que entregamos e 73,6% de nossas receitas operacionais, em comparação com 59,8% do volume de energia elétrica que entregamos e 73,0% de nossas receitas operacionais em 2017. Essas proporções podem diminuir se os consumidores migrarem do mercado cativo para o mercado livre.

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

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

- Nossos contratos de concessão preveem um ajuste anual para levar em conta alterações em nossos custos, que para esse fim são divididos em custos que estão além de nosso controle (conhecidos como Custos da Parcela A) e custos que podemos controlar (conhecidos como Custos da Parcela B). Os Custos da Parcela A incluem, entre outras coisas, aumento de preços nos contratos de fornecimento de longo prazo, e os Custos da Parcela B incluem, entre outros, o retorno do investimento relacionado às nossas concessões e sua expansão, bem como custos operacionais e de manutenção. Nossa capacidade de repassar integralmente nossos custos de aquisição de energia elétrica aos Consumidores Finais está sujeita a: (a) nossa capacidade de prever com precisão as nossas necessidades energéticas e (b) um teto vinculado a um valor de referência, o Valor Anual de Referência. O Valor Anual de Referência é a média ponderada dos custos de aquisição de energia elétrica decorrente dos preços de energia elétrica de todos os leilões públicos realizados pela ANEEL e CCEE no Mercado Regulado de energia elétrica a serem entregues em cinco e três anos de tal leilão e aplicável apenas durante os três primeiros anos após o início da entrega da energia elétrica adquirida. Nos termos de acordos que estavam em vigor antes da promulgação dessas reformas regulatórias, repassamos os custos da energia elétrica adquirida, sujeitos a um teto determinado pelo governo brasileiro. O reajuste tarifário anual ocorre todo mês de abril para a CPFL Paulista, a cada junho para a RGE, a cada outubro

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

para a CPFL Piratininga e a cada março para a CPFL Santa Cruz. Não há reajuste anual em um ano com uma revisão periódica.

- Nossos contratos de concessão preveem uma revisão periódica, a cada cinco anos, para a CPFL Paulista, CPFL Santa Cruz e RGE, e a cada quatro anos para a CPFL Piratininga, a fim de restaurar o equilíbrio financeiro de nossas tarifas conforme contemplado nos contratos de concessão e para determinar um fator de redução (conhecido como o fator X) no valor de qualquer aumento nos Custos da Parcela B repassados a todos os nossos consumidores. A Resolução nº 457/2011 da ANEEL estabeleceu a metodologia a ser aplicada ao terceiro ciclo de revisão periódica (2011 a 2014). A partir de 2015, a ANEEL agora revisa as metodologias subjacentes aplicáveis ao setor elétrico de tempos em tempos, item por item, enquanto anteriormente todas as metodologias foram abordadas em ciclos definidos, como em 2008-2010 e 2010-2014.

A lei brasileira também prevê uma revisão extraordinária para levar em conta alterações imprevistas em nossa estrutura de custos. As últimas revisões extraordinárias ocorreram em 24 de janeiro de 2013 e 27 de fevereiro de 2015. O evento de 2013 teve como objetivo ajustar nossas tarifas em decorrência das mudanças introduzidas pela Lei nº 12.783/13. A Lei nº 12.783/13 reduziu o encargo da Conta CDE e eliminou os encargos CCC e Fundo RGR reduzindo os Custos da Parcela A (preços de energia, encargos de uso da Rede Básica e encargos regulatórios, que nós repassamos para nossos consumidores). Em 2015, as tarifas foram aumentadas para levar em conta os custos extraordinários devido ao diligenciamento integral das usinas térmicas e à exposição involuntária dos distribuidores. Nenhuma revisão extraordinária ocorreu em 2016, 2017 ou 2018.

Revisão Tarifária Periódica (RTP)

Em 17 de abril de 2018, por meio da Resolução Homologatória nº 2.385, a ANEEL reajustou as tarifas de energia elétrica da **RGE SUL** relativo a quarta revisão tarifária periódica - RTP, que fixou o reajuste médio das tarifas da Companhia, com vigência a partir de 19 de abril de 2018, em 18,45%, sendo 11,57% referentes ao reajuste tarifário econômico e 6,88% relativos aos componentes financeiros pertinentes. O efeito médio total a ser percebido pelos consumidores foi de 22,47%.

Em 12 de junho de 2018, por meio da Resolução Homologatória nº 2.401, a ANEEL reajustou as tarifas de energia elétrica da **RGE** relativo a quarta revisão tarifária periódica - RTP, que fixou o reajuste médio das tarifas da Companhia, com vigência a partir de 19 de junho de 2018, em 21,27%, sendo 15,56% referentes ao reajuste tarifário econômico e 5,71% relativos aos componentes financeiros pertinentes. O efeito médio total a ser percebido pelos consumidores foi de 20,58%.

Em 03 de abril de 2018, por meio da Resolução Homologatória nº 2.381, a ANEEL reajustou as tarifas de energia elétrica da **CPFL Paulista** relativo a quarta revisão tarifária periódica - RTP, que fixou o reajuste médio das tarifas da Companhia, com vigência a partir de 08 de abril de 2018, em 12,68%, sendo 8,67% referentes ao reajuste tarifário econômico e 4,01% relativos aos componentes financeiros pertinentes. O efeito médio total a ser percebido pelos consumidores é de 16,90%.

Em 22 de março de 2016, por meio da Resolução Homologatória nº 2.026, a ANEEL reajustou as tarifas de energia elétrica da **CPFL Santa Cruz** em 22,51%, sendo 11,59% relativos ao Reajuste Tarifário Econômico e 10,92% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de 7,15% a ser percebido pelos consumidores.

Em 22 de março de 2016, por meio da Resolução Homologatória nº 2.029, a ANEEL reajustou as tarifas de energia elétrica da **CPFL Leste Paulista** em 21,04%, sendo 17,01% relativos ao Reajuste Tarifário Econômico e 4,03% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de 13,32% a ser percebido pelos consumidores.

Em 22 de março de 2016, por meio da Resolução Homologatória nº 2.025, a ANEEL reajustou as tarifas de energia elétrica da **CPFL Sul Paulista** em 24,35%, sendo 16,89% relativos ao Reajuste Tarifário Econômico e 7,46% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de 12,82% a ser percebido pelos consumidores.

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

Em 22 de março de 2016, por meio da Resolução Homologatória nº 2.028, a ANEEL reajustou as tarifas de energia elétrica da **CPFL Jaguari** em 29,46%, sendo 17,01% relativos ao Reajuste Tarifário Econômico e 12,45% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de 13,25% a ser percebido pelos consumidores.

Em 22 de março de 2016, por meio da Resolução Homologatória nº 2.027, a ANEEL reajustou as tarifas de energia elétrica da **CPFL Mococa** em 16,57%, sendo 11,90% relativos ao Reajuste Tarifário Econômico e 4,67% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de 9,02% a ser percebido pelos consumidores.

Reajuste tarifário anual (RTA)

Em 13 de março de 2018, por meio da Resolução Homologatória nº 2.376, a ANEEL reajustou as tarifas de energia elétrica da **CPFL Santa Cruz**, referindo-se à companhia incorporadora na fusão da Companhia Luz e Força Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista e CPFL Mococa com a CPFL Jaguari (Esta entidade incorporadora era anteriormente a Companhia Jaguari de Energia, ou CPFL Jaguari) em 5,71%, sendo 4,41% relativos ao Reajuste Tarifário Econômico e 1,30% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário. O efeito médio a ser percebido pelos consumidores de cada uma das distribuidoras é demonstrado na tabela abaixo.

Grupo de Consumo	Variação Tarifária				
	Jaguari	Mococa	Leste Paulista	Sul Paulista	Santa Cruz
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	23,59%	-1,81%	8,39%	14,94%	5,72%
BT- Baixa Tensão (<2,3kV)	17,60%	5,39%	6,48%	4,04%	5,14%
Efeito Médio AT+BT	21,15%	3,40%	7,03%	7,50%	5,32%

O impacto da Parcela A (Energia, Encargos de Transmissão e Encargos Setoriais) no reajuste foi de 5,92% e da Parcela B (Custos Operacionais, Remuneração e Depreciação) de -1,51%. O cálculo levou em consideração o Reajuste Tarifário Anual, ocorrido em 22 de março de 2017. As novas tarifas entraram em vigor em 22 de março de 2018.

Em 16 de outubro de 2018, por meio da Resolução Homologatória nº 2.472, a ANEEL reajustou as tarifas de energia elétrica da **CPFL Piratininga** em 20,01%, sendo 8,83% relativos ao Reajuste Tarifário Econômico e 11,18% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de 19,25% a ser percebido pelos consumidores. O impacto da Parcela A (Energia, Encargos de Transmissão e Encargos Setoriais) no reajuste foi de 7,07% e da Parcela B (Custos Operacionais, Remuneração e Depreciação) de 1,76%. O cálculo levou em consideração o Reajuste Tarifário Anual, ocorrido em 24 de outubro de 2017. As novas tarifas entraram em vigor em 23 de outubro de 2018.

Em 2 de abril de 2019, a ANEEL por meio da Resolução Homologatória nº 2.526 fixou o reajuste médio das tarifas da controlada **CPFL Paulista**, com vigência a partir de 08 de abril de 2019, em 12,02%, sendo 2,95% referentes ao reajuste tarifário econômico e 9,07% relativos aos componentes financeiros pertinentes. O efeito médio total a ser percebido pelos consumidores é de 8,66%.

O quadro abaixo demonstra o resultado dos reajustes de RTP das empresas RGE, RGE Sul e CPFL Paulista e RTA das demais empresas acima citados:

	RGE Sul ⁽²⁾ (RTP)	CPFL Paulista (RTA)	RGE (RTP)	CPFL Piratininga (RTA)	CPFL Santa Cruz (agrupada) ⁽¹⁾ (RTA)
Resolução Homologatória	2.385/18	2.526/19	2.401/18	2.472/18	2.522/19
Reajuste	18,45%	12,02%	21,27%	20,01%	13,70%

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

Parcela A	6,79%	0,78%	9,45%	7,07%	1,12%
Parcela B	4,77%	2,17%	6,10%	1,76%	0,90%
Componentes financeiros	6,88%	9,07%	5,71%	11,18%	11,68%
Efeito para o consumidor	22,47%	8,66%	20,58%	19,25%	13,31%
Data de entrada em vigor	19/04/2018	08/04/2019	19/06/18	23/10/2018	22/03/2019

(1) Empresas incorporadas pela CPFL Santa Cruz em 1 de janeiro de 2018. Para maiores informações, vice "Item 15.7 deste formulário.

(2) RGE Sul em função do agrupamento teve o reajuste de 2019 postergado para mesma data da RGE.

Revisão Tarifária Extraordinária (RTE)

Não ocorreram revisões extraordinárias no ano de 2018.

Tarifas de Sistema

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

TUSD

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

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

TUST

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

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

TE

A TE (Tarifa de Energia) é paga por Consumidores Cativos e Concessionárias ou Permissionárias de Distribuição pelo consumo de energia, com base no montante de energia elétrica realmente consumida, remunera o custo de energia, determinados encargos regulatórios relacionados ao uso de energia, custos de transmissão relacionados à Itaipu, certas perdas de sistema de transmissão, relacionados ao mercado de Consumidor Cativo, custos com pesquisa e desenvolvimento e Taxa de Fiscalização da ANEEL – TFSEE.

Base de Cálculo de Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica

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

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

- custos de aquisição mandatória de energia elétrica de Itaipu e das companhias de geração, renovados nos termos da Lei 12.783/13;
- custos de aquisição de energia elétrica conforme contratos bilaterais negociados livremente entre as partes;
- custos de energia elétrica adquirida por meio de CCEARs;
- custos referentes aos encargos de uso e conexão aos sistemas de transmissão e distribuição;
- custos de encargos regulatórios; e
- custos associados à pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética.

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

- taxa de retorno do investimento em ativos necessários para as atividades de distribuição de energia;
- depreciação destes ativos;
- despesas operacionais relacionadas à operação destes ativos; e
- receitas incobráveis.

Cada um determinado e periodicamente revisado pela ANEEL.

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

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

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

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

- o qualidade do serviço; e
- o uma meta de despesas operacionais.

Os aumentos de produtividade e a meta de despesa operacional são determinados a cada revisão periódica. A partir do 4º ciclo de revisão periódica, a "qualidade do serviço" é determinada em cada reajuste anual e na revisão periódica. Para as concessionárias cujos contratos foram prorrogados em 2015 e que passam por revisões tarifárias após 24 de fevereiro de 2017, haverá também uma atualização anual do componente de produtividade (Pd).

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

Cada contrato de concessão de cada distribuidora também prevê um reajuste anual de tarifa. Em geral, os custos da Parcela A são totalmente repassados aos consumidores. Contudo, os custos da Parcela B são em sua maior parte corrigidos monetariamente em conformidade com o IGP-M e o Fator X. No entanto, para as concessionárias cujos contratos foram prorrogados em 2015, o índice de inflação utilizado para rerepresentar a Parcela B é o IPCA.

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

Com a introdução da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, o MME reconheceu que os custos variáveis associados à compra de energia elétrica podem ser incluídos por meio da conta de compensação de variação de valores de itens da Parcela A ou CVA, criada para reconhecer alguns de nossos custos quando do reajuste das tarifas de nossas subsidiárias de distribuição pela ANEEL.

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

Em dezembro de 2011, a ANEEL estabeleceu a metodologia e os procedimentos aplicáveis às novas revisões periódicas do mesmo ano. Anteriormente todas as metodologias eram endereçadas a ciclos determinados, tais como de 2008-2010 e 2010-2014. Para informações sobre as revisões e metodologias tarifárias, consultar "Fatores de Riscos – *As tarifas que cobramos pelo fornecimento de energia elétrica a Consumidores Cativos e as tarifas de uso do sistema de distribuição que cobramos de Consumidores Livres e Especiais são determinadas pela ANEEL em conformidade com contratos de concessão celebrados com o governo brasileiro, podendo afetar adversamente a nossa receita operacional caso a ANEEL estabeleça tarifas de maneira que não nos seja favorável*" no item 4.1(d) deste Formulário de Referência.

Desde 2013, variáveis, tais como a necessidade de despacho de usinas termelétricas, têm feito com que as distribuidoras incorram em custos extraordinários que excedem sua capacidade de pagamento. Para cobrir a exposição involuntária das distribuidoras a esses custos, uma parte dos custos de energia foram reembolsados pela Conta CDE (nos termos do Decreto nº 7.945/2013), e a Conta ACR (nos termos do Decreto nº 8.221/2014). Esses reembolsos visam cobrir a totalidade ou parte dos custos incorridos pelas distribuidoras no período de janeiro de 2013 a dezembro de 2014, referentes: (i) à exposição involuntária no mercado spot; e (ii) ao despacho de usinas termelétricas relacionado ao CCEAR. A CCEE, que gerencia a Conta ACR, obteve um empréstimo com 13 bancos para financiar esse pagamento. Desde janeiro de 2015, as distribuidoras têm cobrado tarifas de energia elétrica adicionais de consumidores a fim de amortizar o reembolso da Conta CDE, no período de cinco anos, e o empréstimo, no período de 54 meses. As quotas de CDE definidas pela ANEEL e repassadas aos

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

consumidores já levam em consideração essas obrigações. Além disso, como os custos da Conta CDE e de compra de energia permaneceram altos, a ANEEL aumentou suas tarifas por meio de uma Revisão Tarifária Extraordinária (RTE), aplicável a todas as companhias de distribuição, de acordo com a Resolução nº 1.858 de 27 de fevereiro de 2015. O objetivo da RTE é repassar os custos projetados no período de março de 2015 até a data da próxima revisão ou ajuste tarifário das distribuidoras.

Em janeiro de 2015, o setor elétrico começou a implementar um mecanismo de "bandeiras tarifárias" mensais, em que as faturas do consumidor podem estar sujeitas a acréscimos tarifários em uma base mensal, quando os custos de fornecimento de energia chegarem a certos níveis, permitindo que os consumidores adaptem o seu uso para os custos de energia atuais. Anteriormente, o repasse de custos de energia nas tarifas era fixado anualmente. O sistema de bandeira tarifária foi inicialmente aprovado em 2011 e testado durante 2013 e 2014. Inicialmente tratava-se de uma bandeira tarifária verde (normal), amarelo (elevada) ou vermelha (crítica), determinada pela ANEEL com base nas condições de geração de energia elétrica, nos termos do Decreto nº 8.401, de 4 de fevereiro de 2015. A partir de 1º de fevereiro de 2016, o modelo das bandeiras foi alterado pela ANEEL e atualmente consiste em uma bandeira tarifária verde (normal), amarela (alerta) e 2 níveis bandeira tarifária vermelha (crítico nível 1 ou 2). As receitas cobradas no âmbito do sistema de bandeira tarifária são cobradas pelas empresas de distribuição e transferidas para uma Conta de Centralização de Recursos de Bandeira Tarifária administrada pela CCEE, cujos rendimentos são pagos para as distribuidoras com base nos seus custos de energia relativos ao período.

Devido às condições hidrológicas desfavoráveis que foram observadas de 2013 a 2015, as bandeiras tarifárias vermelhas foram aplicadas, desde a introdução deste sistema em todo ano de 2015. Em 2016, em vista da melhora das condições hidrológicas, as bandeiras tarifárias verdes foram aplicadas na maioria dos meses do ano, mas 2017 consistiu principalmente de bandeiras tarifárias amarela e vermelha. Embora esse mecanismo reduza, em parte, o descasamento do fluxo de caixa, pode ser insuficiente para cobrir os custos de fornecimento de energia termelétrica, além dos distribuidores ainda suportarem o risco de descasamento de fluxo de caixa no curto prazo.

Procedimentos de Faturamento

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

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

De acordo com dados recentes disponibilizados pela ABRADÉE, o percentual de consumidores inadimplentes para nossas três maiores distribuidoras (CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE) são favoravelmente comparáveis à média de outras principais distribuidoras brasileiras de energia elétrica.

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

Para este fim, os consumidores inadimplentes são aqueles cujas faturas estão com mais de 90 dias em atraso. Faturas vencidas e em atraso por mais de 360 dias são consideradas incobráveis.

Atendimento ao Consumidor

Empenhamo-nos em prestar serviços de atendimento de alta qualidade aos nossos consumidores do segmento de distribuição. Prestamos serviço ao consumidor 24 horas por dia, sete dias por semana. Os pedidos são recebidos por meio de várias plataformas, como *call centers*, nosso *website*, SMS e nosso aplicativo de *smartphone*. Em 2018, atendemos 67,9 milhões de protocolos. Também prestamos serviço de atendimento ao consumidor por meio de nossas agências as quais atenderam 4,2 milhões de solicitações de consumidores em 2018. O crescimento em solicitações eletrônicas nos permitiu reduzir os custos de atendimento ao consumidor e fornecer assistência através do nosso *call center* a um grande número de consumidores sem acesso à Internet. Após o recebimento de uma solicitação de serviço de consumidor, enviamos nossos técnicos para efetuar os reparos necessários.

Comercialização de Energia Elétrica, Serviços e Outros

Operações de Comercialização

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

- aquisição de energia para atividades de comercialização, por meio da celebração de contratos bilaterais com empresas de energia (incluindo nossas subsidiárias de geração e terceiros) e compra de energia em leilões públicos;
- revenda de energia elétrica para Consumidores Livres;
- revenda de energia elétrica a empresas de distribuição (inclusive a CPFL Paulista, a CPFL Piratininga e a RGE), além de outros agentes no mercado de energia elétrica, por meio de contratos bilaterais; e
- prestação de serviços de agenciamento aos Consumidores Livres e Geradoras de Energia perante a CCEE e outras agências como, por exemplo, orientação sobre suas exigências operacionais.

Como uma empresa de comercialização de varejo, a CPFL Brasil também é responsável pelo volume de energia elétrica dos Consumidores Livres e Especiais, centralizando a gestão de contratos e o relacionamento com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). As Companhias não precisam ser membros da CCEE, o que simplifica o processo. O foco das atividades da CPFL Brasil no mercado de varejo está nos potenciais Consumidores Livres, tais como redes de varejo, bancos, supermercados, universidades, dentre outros.

Os preços pelos quais a CPFL Brasil compra e vende energia elétrica no Mercado Livre são determinados por negociações bilaterais com seus fornecedores e clientes.

Serviços

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

- **Sistemas de Transmissão:** A CPFL Serviços oferece soluções de energia em ativos de transmissão de até 138kV, planeja e elabora projetos civis, elétricos e eletromecânicos, realiza logística de materiais e equipamentos, constrói linhas de transmissão e Subestações e, além disso, realiza a manutenção preventiva e corretiva desses ativos, considerando posteriormente as

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

necessidades e expectativas de crescimento de cada consumidor e de acordo com rigorosos critérios de segurança, visando a utilização otimizada dos recursos.

- **Sistemas de Distribuição:** A CPFL Serviços planeja, constrói e executa manutenção em redes de sistemas de distribuição de energia elétrica de até 34,5kV, inclusive redes elétricas aéreas e subterrâneas, subestações de média tensão e transformadores e soluções de iluminação. Possui significativa experiência no mercado e familiaridade com as diversas normas técnicas aplicáveis em diferentes regiões do Brasil. Em virtude disso, consegue prover soluções de energia de qualidade e tecnologicamente avançadas.
- **Manutenções Elétricas:** A CPFL Serviços oferece serviços de manutenção em instalações de média e alta tensão em um regime pontual ou com programação periódica, sempre com diagnóstico rápido e atendimento preciso. Também realiza serviços de reformas de subestações, manutenção de geradores e manobras em regime de linha viva.
- **Sistemas de Autoprodução e programas de eficiência energética:** Os sistemas de autoprodução, anteriormente oferecidos pela CPFL Serviços, consistem na produção alternativa de energia elétrica. Os sistemas de autoprodução garantem o fornecimento de energia elétrica para os consumidores, diversificam as fontes de insumos e reduzem custos. São fornecidos geradores a diesel e gás natural que atuam principalmente como fonte de energia de back-up no horário de pico, reduzindo os custos com energia elétrica para nossos clientes. A cogeração de gás natural inclui a produção simultânea e sequencial de energia elétrica e térmica, a partir de um único combustível. Oferece também soluções em climatização e projetos de eficiência energética, bem como a distribuição de energia solar gerada. Após outubro de 2014, todas as atividades de autoprodução foram transferidas para a CPFL Eficiência, que oferece serviços relativos à climatização, cogeração, energia motriz e iluminação para a criação de soluções customizadas em eficiência energética, promovendo economias, sustentabilidade e segurança energética.
- **A CPFL Eficiência** também oferece serviços de geração fotovoltaica de energia distribuída, através da CPFL GD S.A., uma fonte de geração que introduz energia diretamente na rede da companhia de distribuição. Esse tipo de geração reduz o uso do sistema de transmissão e exige menor geração das centrais de energia, beneficiando o consumidor e o setor elétrico, como um todo. Um desses serviços são nossos sistemas solares fotovoltaicos (painéis solares), que são oferecidos através da nossa linha de negócios Envo (criada em 2017 para ampliar o escopo de serviços que oferecemos e suas atividades voltadas para clientes comerciais, residenciais e de pequeno porte), que permitem aos clientes gerar sua própria energia. Os painéis solares geram energia sempre que expostos à luz, mesmo em dias nublados. A energia que é gerada é injetada na rede e registrada como crédito pela distribuidora de energia, que é então descontado automaticamente na conta de energia elétrica convencional do cliente. As atividades de nossa linha de negócios Envo se expandem para todo o estado de São Paulo, inclusive cidades que não estão dentro de nossa área de concessão.
- **Recuperação de Equipamentos:** A CPFL Serviços tem experiência em recuperar ativos elétricos de até 25 kV, para restabelecer sua eficiência. Sua experiência na recuperação de equipamentos a habilita também a fabricar transformadores de distribuição e transformadores de potência. Além disso, produz e fabrica painéis para sistemas de medição, proteção e comando.
- **CPFL Atende:** CPFL Atende é uma Empresa de Relacionamento com Clientes e Centro de Contato criada para prestar serviços tanto para as empresas do nosso grupo como para outras empresas. Entre os serviços oferecidos estão: serviço presencial (face a face com seus clientes), *Serviços Back Office*, Recuperação de Créditos, Serviço de Atendimento ao Consumidor (SAC), Serviço de Ouvidoria, *Service Desk* e Vendas.
- **CPFL Total:** CPFL Total oferece o "Serviço em Conta", que possibilita cobrar por produtos e serviços nas faturas da conta de energia. As operações relacionadas a recebimentos de contas de consumo diversas foram descontinuadas em 2016.

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

- **Nect:** Nect é uma empresa criada para fornecer serviços administrativos tais como recursos humanos, compras e logística de materiais e infraestrutura administrativa para as empresas do nosso grupo. A Nect Serviços visa padronizar processos e alcançar ganhos de produtividade.
- **Authi:** fornece serviços de manutenção de tecnologia da informação, serviços relacionados a atualizações sistêmicas, desenvolvimento de programas e customizações, e serviços de manutenção de computadores e equipamentos periféricos.

c. características dos mercados de atuação, em especial:

O Setor Elétrico Brasileiro

Segundo a ONS, em 31 de dezembro de 2018, a Capacidade Instalada de geração de energia no Brasil era de 163.441 MW. Historicamente, 65% do total da Capacidade Instalada no Brasil provém de Usinas Hidrelétricas. Grandes Usinas Hidrelétricas tendem a estar mais distantes de centros de consumo. Isso requer a construção de grandes linhas de transmissão em alta e extra-alta tensão (230 kV a 750 kV) que frequentemente cruzam o território de vários estados. O Brasil tem um robusto sistema de rede elétrica, com mais de 141.388 km de linhas de transmissão com tensão igual ou maior que 230 kV e capacidade de processamento de mais de 333.887 MVA do Estado do Rio Grande do Sul ao longo do Estado do Amazonas.

De acordo com a EPE, o consumo de energia elétrica no Brasil aumentou 1,1% em 2018, alcançando 472.242 GWh. O MME e a EPE estimam que o consumo de energia elétrica cresça 3,6% ao ano, contudo, até 2027. De acordo com o Plano de Expansão publicado pelo MME e pela EPE, com duração de dez anos, a Capacidade Instalada do Brasil deve atingir 216,3 GW até 2027, dos quais se projeta que 119,3 GW (55,1%) corresponderão à geração hidrelétrica, 48,6 GW (22,5%) à geração termoeletrica e 48,5 GW (22,4%) à geração proveniente de outras fontes e tecnologias.

Atualmente, cerca de 30,5% da Capacidade Instalada no Brasil é de propriedade da Eletrobrás, uma sociedade de economia mista e companhia de capital aberto controlada pelo governo brasileiro. Somos um dos maiores concorrentes privados no setor de geração de energia, com 2% de participação no mercado.

i. participação em cada um dos mercados;

Consumidores

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

- *Consumidores industriais.* As vendas para consumidores industriais finais responderam por 17,9% de receitas de vendas de energia elétrica em 2018, em termos de receita.
- *Consumidores residenciais.* As vendas para consumidores residenciais finais responderam por 46,9% de nossas receitas de vendas de energia elétrica em 2018, em termos de receita.
- *Consumidores comerciais.* As vendas para consumidores comerciais finais, que incluem as empresas prestadoras de serviços, universidades e hospitais, responderam por 20,9% de nossas receitas de vendas de energia elétrica em 2018, em termos de receita.
- *Consumidores rurais.* As vendas para consumidores rurais responderam por 4,6% de nossas receitas de vendas de energia elétrica em 2018.

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

- *Outros consumidores.* As vendas para os demais consumidores, que incluem serviços públicos, tais como iluminação pública, responderam por 9,7% de nossas receitas de vendas de energia elétrica em nosso segmento de distribuição em 2018.

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

ii. condições de competição nos mercados;

Concorrência

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

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

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

d. eventual sazonalidade;

Distribuição

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

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

Geração

A energia gerada pelas usinas hidrelétricas da CPFL Geração sofre influência do regime hidrológico dos rios das regiões onde as mesmas estão implantadas. Dessa forma, as PCHs, que estão localizadas no

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

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

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

e. principais insumos e matérias primas, informando:

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

Compras de Energia Elétrica

A maior parte da energia elétrica que vendemos é adquirida de partes não relacionadas, em vez de ser gerada em nossas instalações. Em 2018, 9,6% do total de energia elétrica adquirido por nossas distribuidoras foi adquirido de nossas subsidiárias de geração (incluindo nossas entidades controladas em conjunto).

Em 2018, compramos 11.117 GWh de energia elétrica da Usina Hidroelétrica de Itaipu, chegando a 15% do total da energia elétrica adquirida. Itaipu está localizada na fronteira entre Brasil e Paraguai e é objeto de um tratado bilateral entre os dois países, por meio do qual o Brasil se comprometeu a comprar quantidades de energia elétrica previamente estabelecida. Este tratado irá expirar em 2023. As prestadoras de serviços públicos de energia elétrica que operam por concessões nas regiões Centro-Oeste, Sul e Sudeste do Brasil são obrigadas por lei a comprar uma parte da energia elétrica que o Brasil é obrigado a comprar de Itaipu. As quantidades que essas empresas estão obrigadas a comprar são regidas por contratos *take-or-pay*, com tarifas estabelecidas em dólares norte-americanos por kW. A ANEEL determina anualmente a quantidade de energia elétrica a ser vendida por Itaipu.

Pagamos pela energia adquirida de Itaipu de acordo com a proporção entre a quantidade estabelecida pela ANEEL e a nossa quota-parte estabelecida por lei, independentemente de Itaipu ter gerado essa quantidade de energia elétrica ou não por um preço de US\$27,87/kW. Nossas compras representam 19,7% do fornecimento total de Itaipu para o Brasil. Essa quota-parte foi fixada por lei, de acordo com a quantidade de energia elétrica vendida em 1991. As tarifas pagas são estabelecidas de acordo com o tratado bilateral e fixadas de maneira a cobrir as despesas operacionais de Itaipu, os pagamentos do principal e juros de suas dívidas expressos em dólares norte-americanos e os custos de transmissão da energia a suas áreas de concessão.

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

Em 2018, pagamos uma média de R\$240,03 por MWh para as compras de energia elétrica de Itaipu,

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

em comparação com R\$ 199,58 em 2017 e R\$ 192,99 em 2016. Esses números não incluem a taxa de transmissão.

Compramos 62.572 GWh de energia elétrica em 2018 de outras empresas geradoras que não Itaipu, o que representa 84,9% do total da energia elétrica que adquirimos. Pagamos uma média de R\$227,30/MWh por compras de energia elétrica de empresas geradoras que não Itaipu, comparado com R\$ 191,88/MWh em 2017 e R\$ 164,77/MWh em 2016. Para obter mais informações sobre o mercado regulado e o ambiente de contratação livre, consulte o item 7.9 deste Formulário de Referência.

A tabela a seguir mostra as quantidades adquiridas de nossos fornecedores no mercado regulado e no ambiente de contratação livre, para os períodos indicados.

	2018
	GWh
Energia comprada para revenda	
Itaipu	11.117
Programa PROINFA	1.111
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado e contratos bilaterais e energia de curto prazo	61.461
TOTAL	73.689
	2017
	GWh
Energia comprada para revenda	
Itaipu	11.779
Programa PROINFA	1.142
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado e contratos bilaterais e energia de curto prazo	65.053
TOTAL	77.974
	2016
	GWh
Energia comprada para revenda	
Itaipu	10.497
Energia de curto prazo/Programa PROINFA	2.253
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado e contratos bilaterais	51.225
TOTAL	63.975

As disposições dos nossos contratos de fornecimento de energia elétrica são regidas por regulamentação da ANEEL. As principais disposições de cada contrato dizem respeito à quantidade de energia elétrica adquirida, o preço, inclusive os reajustes para os diversos fatores, tais como os índices de inflação e a duração do contrato.

Desde 2013, todas as companhias distribuidoras do Brasil são obrigadas a comprar energia elétrica de entidades geradoras cujas concessões foram renovadas nos termos da Lei nº. 12.783/13. As tarifas e os volumes de energia elétrica a serem comprados por cada distribuidora, assim como os termos aplicáveis para cada contrato entre as companhias geradoras e distribuidoras, foram estabelecidas pela ANEEL por meio de regulamentações. Uma vez que as companhias distribuidoras são requeridas a contratar de forma antecipada 100% da sua demanda por energia, através de leilões públicos, e são autorizadas a repassar somente 105% do custo relacionado a compra de energia aos consumidores, quaisquer cotas atribuídas involuntariamente a serem adquiridas das companhias geradoras cujas concessões foram renovadas nos termos da Lei nº. 12.783/13, resultando em um custo maior que os 105% permitidos de sua demanda projetada, gerando assim custo adicional para as distribuidoras. Como resultado, a Resolução Normativa nº 706 de 29 de março de 2016 definiu que os custos relacionados às cotas alocadas involuntariamente podem ser repassadas aos consumidores, e o volume de energia ser compensado em leilões de energia existente nos próximos anos. Vide Item 4.1.j – Fatores de Risco – “*Nossos resultados operacionais dependem das condições hidrológicas existentes. As más condições hidrológicas podem afetar os nossos resultados operacionais*” e item 4.1.d – Fatores de Risco – “*Em nosso negócio de Distribuição, somos obrigados a prever a demanda por energia no mercado. Se a demanda efetiva for diferente daquela por nós prevista, podemos ser forçados a comprar ou vender*”

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

energia no mercado spot a preços que podem gerar custos adicionais, que podemos não ser capazes de repassar integralmente aos consumidores”.

Em 10 de junho de 2018, a ANEEL editou a Resolução Normativa nº 824/2018, estabelecendo um novo mecanismo chamado Venda de Excedentes para permitir a venda de energia excedente comprada pelas distribuidoras para Consumidores Livres e Especiais, geradores e autogeradores. O Mecanismo de Venda de Excedentes é voluntário para vendedores e compradores e deve ocorrer periodicamente várias vezes ao ano por meio de contratos de 12 meses, 6 meses e 3 meses, com liquidação pelo preço de equilíbrio estabelecido para cada submercado e tipo de energia. Os dois primeiros mecanismos de Vendas de Excedentes foram realizados em 4 de janeiro de 2019 e 29 de março de 2019; participamos de ambos.

Tarifas de Transmissão. Em 2018, pagamos um total de R\$2.372 milhões em tarifas pelo uso da rede de transmissão, inclusive as tarifas da Rede Básica, as tarifas de conexão e transmissão de energia elétrica de alta tensão de Itaipu às taxas estabelecidas pela ANEEL.

ii. eventual dependência de poucos fornecedores;

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

Para nossas subsidiárias de geração termelétrica, há dependência de um único fornecedor para combustíveis fósseis.

iii. eventual volatilidade em seus preços.

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

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

7.4 - Clientes Responsáveis Por Mais de 10% da Receita Líquida Total

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

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

b. Segmentos operacionais afetados pelas receitas provenientes do cliente

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

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

7.5 Descrever os efeitos relevantes da regulação estatal sobre as atividades do emissor, comentando:

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) promulgação de atos regulatórios para o setor elétrico; (iii) implementação e regulação da exploração das fontes de energia, inclusive da utilização de energia hidrelétrica; (iv) promoção do processo licitatório para novas concessões; (v) solução de litígios administrativos entre entidades geradoras e compradores de energia elétrica; e (vi) definição dos critérios e metodologia para determinação das tarifas de transmissão.

Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS

O ONS é uma organização sem fins lucrativos que coordena e controla a produção e a transmissão de energia por empresas que se dedicam à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. O principal papel do ONS é supervisionar as operações de geração e transmissão no Sistema Interligado Nacional; de acordo com a regulamentação e supervisão da ANEEL. Os objetivos e as principais responsabilidades do ONS incluem: (i) 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) apresentação ao MME de propostas de ampliações da Rede Básica; e (vi) proposição de normas para operação do sistema de transmissão para aprovação pela ANEEL.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

A CCEE é uma organização sem fins lucrativos sujeita à autorização, fiscalização e regulação da ANEEL. A CCEE substituiu o Mercado Atacadista de Energia. A CCEE é responsável (i) pelo registro de todos os CCEARs e todos os contratos resultantes dos leilões de ajustes, bem como da quantidade de energia dos contratos celebrados no ambiente de contratação livre, (ii) pela contabilização e liquidação dos montantes de energia elétrica comercializados no mercado de curto prazo e (iii) por administrar e operar a Conta CDE, o Fundo RGR e a CCC. A CCEE é integrada pelas entidades que possuem concessões, permissões ou autorizações de serviços de energia elétrica, e pelos Consumidores Livres e Especiais,

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

dentre outras atribuições. A CCEE é integrada pelas entidades que possuem concessões, permissões ou autorizações de serviços de energia elétrica, e pelos Consumidores Livres e Especiais. O seu Conselho de Administração é composto por quatro membros indicados pelas referidas partes, e um membro indicado pelo MME. O membro indicado pelo MME atua como Presidente do Conselho de Administração.

Empresa de Pesquisa Energética - EPE

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

Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE

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

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

Concessões e Autorizações

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

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

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.

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

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.

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.

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

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

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.j – Fatores de Risco – “Não podemos assegurar a renovação 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, autorizações e permissões, o que pode acarretar multas, outras penalidades e, dependendo da gravidade do descumprimento, o encerramento das nossas concessões ou autorizações*”.

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 autogeradores detém uma autorização, ao invés de uma concessão. Produtores de Energia Independentes e autogeradores não recebem concessões de serviço público ou permissões para a prestação de serviços públicos. Pelo contrário, 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 até 35 anos e podem ser renovadas, a critério do poder concedente, por até 20 anos, 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 autogerador pode vender ou negociar qualquer energia excedente, a qual é incapaz de consumir, mediante autorização específica da ANEEL. Aos Produtores de Energia Independentes e autogeradores 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

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

das empresas de distribuição ou qualquer cliente não atendido por uma concessionária. Os Produtores de Energia Independentes e autogeradores estão sujeitos a uma série de penalidades pela falha no cumprimento dos termos das autorizações. As seguintes penalidades podem ser aplicadas: (i) notificações de advertência; (ii) multas por descumprimento de até 2,0% sobre a receita anual gerada pela respectiva autorização ou, se a respectiva autorização não for operacional, de até 2,0% do valor estimado de energia que poderia ter sido produzida no período de 12 meses anterior ao descumprimento; (iii) interdição das atividades de construção; (iv) restrições às operações das instalações e equipamentos existentes; (v) intervenção; ou (vi) cancelamento da autorização.

Permissões

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

b) política ambiental do emissor e custos incorridos para o cumprimento da regulação ambiental e, se for o caso, de outras práticas ambientais, inclusive a adesão a padrões internacionais de proteção ambiental;

Questões Ambientais

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

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

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

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

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

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

Desde a edição da Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, as empresas que detêm concessões, permissões e autorizações para distribuição, geração e transmissão de energia elétrica ficaram obrigadas a dedicar no mínimo 1,0% da sua receita operacional líquida todos os anos em pesquisa e desenvolvimento e programas de eficiência energética. As pequenas centrais hidrelétricas, os projetos de energia eólica, solar e de biomassa não estão sujeitos a esta exigência. A partir de abril de 2007, nossas concessionárias de distribuição dedicaram 0,5% de sua receita operacional líquida a atividades de pesquisa e desenvolvimento e 0,5% a programas de eficiência energética, ao passo que nossas companhias geradoras dedicaram 1,0% de sua receita operacional líquida a atividades de pesquisa e desenvolvimento.

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

Nossos efetivos desembolsos em projetos de pesquisa e desenvolvimento nos exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2018, 2017 e 2016 totalizaram R\$ 115 milhões, R\$ 176 milhões e R\$147 milhões, respectivamente.

7.6 - Receitas Relevantes Provenientes do Exterior

7.6 Em relação aos países dos quais o emissor obtém receitas relevantes, identificar (as informações devem referir às últimas demonstrações financeiras):

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

Não há receitas provenientes de países estrangeiros, 100% das Receitas Operacionais Líquidas da CPFL Energia foram auferidas em território brasileiro no período de três meses findo em 31 de março de 2019 e nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2018, 2017 e 2016.

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

Não há receitas provenientes de países estrangeiros.

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

Não há receitas provenientes de países estrangeiros.

7.7 - Efeitos da Regulação Estrangeira Nas Atividades

7.7 Em relação aos países estrangeiros divulgados no item 7.6, informar em que medida o emissor está sujeito à regulação desses países e de que modo tal sujeição afeta os negócios do emissor.

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

7.8 - 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;

Sim, minha empresa publica relatório de sustentabilidade levando em conta os ODS.

A Companhia divulga suas ações, os desafios e principais resultados em seu Relatório Anual, com o objetivo de manter um relacionamento transparente com todos os públicos, levando em consideração os Objetivos do Desenvolvimento Sustentável (ODS) das Organizações das Nações Unidas (ONU). Também reporta este Relatório Anual, em português e inglês, e 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, através 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.

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 as metodologias *GRI Standards (Global Reporting Initiative)* e o framework de relato integrado *IIRC (International Integrated Reporting Framework)* para o Relatório Anual.

A fim de demonstrar integração da nossa estratégia com os Objetivos do Desenvolvimento Sustentável – ODS das Organizações das Nações Unidas – ONU, 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. 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 2018 foi auditado pela SGS ICS Certificadora Ltda. (SGS).

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

- Site institucional: www.cpfl.com.br
- Site institucional / página sustentabilidade: www.cpfl.com.br/sustentabilidade
- Site de relacionamento com investidores: www.cpfl.com.br/ri
- Site Instituto CPFL: www.institutocpfl.org.br
- Site do Sistema de Gestão e Desenvolvimento da Ética: www.cpfl.com.br/etica
- Link direto para a versão completa do Relatório Anual 2018:
<https://www.cpfl.com.br/institucional/relatorio-anual/Documents/ra-2018.pdf>

7.8 - Políticas Socioambientais

- Link direto para a versão resumida do Relatório Anual 2018:
<https://www.cpfl.com.br/institucional/relatorio-anual/Documents/ra-2018-versao-pocket.pdf>
- 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=fABvJ63uWt9pU2sU/3w0Tw==&IdCanal=olsyny6JfF4xM17t4H2oqA==>
- Link direto para Política de Investimento Social:
<https://cpfl.riweb.com.br/Download.aspx?Arquivo=8uy/NGgKqI88XUdazmssfw==&IdCanal=olsyny6JfF4xM17t4H2oqA==>
- Link direto para Código de Conduta Ética: <https://www.cpfl.com.br/institucional/etica-na-rede/o-codigo-de-etica/Paginas/default.aspx>

7.9 - Outras Informações Relevantes

7.9 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

Desde 1995, o governo brasileiro adotou inúmeras medidas para reformar o Setor Elétrico Brasileiro. Estas culminaram, em 15 de março de 2004, na promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, que reestruturou o setor de energia elétrica, com o objetivo final de oferecer aos consumidores um abastecimento seguro de energia elétrica a uma tarifa adequada.

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

- Criação de dois “ambientes” para comercialização de energia elétrica, sendo (i) o mercado regulado, mercado mais estável em termos de fornecimento de energia elétrica, o ambiente de contratação regulada; e (ii) um mercado especificamente destinado a certos participantes (ou seja, Consumidores Livres e agentes comercializadores), que permita certo grau de competição, denominado ambiente de contratação livre.
- Restrições a determinadas atividades de distribuidoras, de forma a exigir que estas se concentrem em seu negócio essencial de distribuição, para promover serviços mais eficientes e confiáveis a Consumidores Cativos.
- Eliminação do direito à chamada 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 compram energia elétrica devem contratar a totalidade de sua demanda de energia elétrica segundo as diretrizes da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. As partes que venderem energia elétrica devem apresentar o correspondente lastro físico, por exemplo, a quantidade de energia vendida na CCEE deve ser previamente comprada no âmbito de PPAs e/ou gerada por usinas do próprio vendedor. Os agentes que descumprirem tais exigências ficarão sujeitos às penalidades impostas pela ANEEL e CCEE.

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

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

7.9 - Outras Informações Relevantes

compreende a compra de energia elétrica por agentes não regulados (como Consumidores Livres e comercializadores de energia elétrica).

Distribuidoras de energia elétrica cumprem suas obrigações de atender à totalidade de seu mercado principalmente por meio de leilões públicos. As distribuidoras podem também comprar energia elétrica sem a necessidade do processo de leilão público, proveniente: (i) de geradoras conectadas diretamente a tal distribuidora, com exceção de geradoras hidrelétricas com capacidade superior a 30 MW e certas geradoras termelétricas e geradoras afiliadas; (ii) de projetos de geração de energia elétrica participantes da primeira etapa do Programa PROINFA, programa destinado a diversificar as fontes de energia do Brasil; (iii) da Usina de Itaipu; (iv) de leilões administrados pelas distribuidoras, se o mercado que elas fornecem não for superior a 500 GWh/ano; e (v) de usinas hidrelétricas cujas concessões foram renovadas pelo governo nos termos da Lei nº 12.783/13 (nesse último caso, em "cotas de energia" distribuídas entre companhias distribuidoras pelo governo brasileiro, com preço determinado pelo MME/ANEEL). A energia elétrica gerada por Itaipu continua a ser vendida pela Eletrobrás às concessionárias de distribuição que operam no Sistema Interligado Nacional Sul/Sudeste/Centro-Oeste, embora nenhum contrato específico tenha sido firmado por essas concessionárias. O preço pelo qual a energia elétrica gerada em Itaipu é comercializada é denominado em dólar norte-americano e estabelecido de acordo com tratado celebrado entre o Brasil e Paraguai. Em consequência, o preço da energia elétrica de Itaipu aumenta ou diminui de acordo com a variação da taxa de câmbio entre o real e o dólar norte-americano. As alterações no preço de venda da energia elétrica gerada em Itaipu estão sujeitas, no entanto, ao mecanismo de recuperação dos custos da Parcela A, exposto abaixo em "Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica". Além disso, os distribuidores de energia elétrica também podem vender energia excedente a Consumidores Livres e Especiais, geradores e autogeradores por meio do Mecanismo de Venda de Excedentes, estabelecido pela Resolução Normativa nº 824/2018 da ANEEL. O Mecanismo de Venda de Excedentes deverá ocorrer periodicamente várias vezes ao ano por meio de contratos de 12 meses, 6 meses e 3 meses, com liquidação no preço de equilíbrio estabelecido para cada submercado e tipo de energia.

Ambiente de Contratação Regulada - ACR

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

7.9 - Outras Informações Relevantes

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 é de pelo menos 2,5 MW. Este limite foi reduzido pela Portaria MME nº 514/2018 e será de 2,5 MW a partir de 1º de julho de 2019 e 2,0 MW a partir de 1º de janeiro de 2020. Esses consumidores podem optar por adquirir energia convencional, total ou parcialmente, de outro agente de vendas autorizado, nos termos da legislação vigente. Referimo-nos aos consumidores que exerceram essa opção como "Consumidores Livres Convencionais".
- Consumidores Livres Especiais são consumidores individuais ou grupos de consumidores cuja demanda de energia contratada varia entre 500 kW e 3 MW. Os consumidores que tenham exercido essa opção são denominados "Consumidores Livres Especiais". Os Consumidores Livres Especiais somente podem adquirir energia de fontes renováveis: (i) Pequenas Centrais Hidrelétricas com capacidade superior a 5.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW; (ii) geradores de hidrelétricas com capacidade superior a 5.000 kW e igual ou inferior a 50.000 kW, no âmbito do regime de produção independente de energia independentemente de ter ou não característica de pequena central hidrelétrica; (iii) geradores com capacidade limitada a 3.000 kW; e (iv) geradores de energia alternativa (empreendimentos solares, eólicos ou a biomassa) cuja capacidade gerada não exceda 50.000 kW. As geradoras estatais poderão vender energia elétrica aos Consumidores Livres, contudo, diferentemente das geradoras privadas, estas unidades só podem fazê-lo por meio de processos de leilão.

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".

Recentes Desenvolvimentos no Mercado Livre

Em 2 de agosto de 2012, o MME promulgou a Portaria nº 455, prevendo novas normas a respeito do registro de PPAs no Mercado Livre. Atualmente os PPAs devem estar registrados com antecedência na CCEE mensalmente, mas o volume de energia elétrica contratada pode estar ajustado em uma base *ex post* após o consumo ter sido realizado. Sob a Portaria nº 455/2012, a partir de 1º de junho de 2014 os PPAs precisam estar registrados na CCEE com antecedência semanal e o ajuste do volume *ex post* será proibido. Como resultado, as partes terão que declarar seu volume de consumo *ex ante* esperado, exceto quando eles indicaram especificamente à CCEE que o PPA em questão se refere ao volume de consumo efetivo. No entanto, a Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia Elétrica (ABRACEEL) obteve uma liminar contra a Portaria nº 455/2012, impedindo a aplicação *ex ante* da regra de registro de contrato para comerciantes de energia. A aplicação desta Lei na CCEE foi suspensa para todos os agentes (geradores, comerciantes e consumidores), já que pode não se aplicar apenas a um grupo específico de agentes. O ato se aplica apenas ao Mercado Livre, não afetando os distribuidores. Além disso, em 9 de janeiro de 2018 um tribunal federal declarou a nulidade da Portaria nº 455/2012, alegando que o MME não tem competência para emitir regulamentos relativos à comercialização de energia elétrica. Em 4 de julho de 2018, o MME publicou a Portaria nº 269/2018 revogando a Portaria nº 455/2012 em virtude do acordo judicial alcançado no processo com a ABRACEEL.

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

7.9 - Outras Informações Relevantes

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. Antes da Portaria nº 514/2018, os Consumidores Livres com demanda de energia contratada entre 0,5 MW e 3,0 MW só poderiam comprar energia de fontes especiais (pequenas fontes hidrelétricas, solares, eólicas e de biomassa).

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"). Tradicionalmente, leilões "A-3" e "A-5" foram lançados para projetos de nova geração e leilões "A-1" para instalações de geração existentes. 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 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. 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 23 leilões para novos projetos de geração, 16 leilões especificamente relativos a usinas existentes de geração de energia, três leilões para projetos de geração de energia alternativa, e nove leilões para a geração de energia eólica ou a biomassa, classificada como "energia de reserva". Até 1º de agosto de cada ano, as distribuidoras devem apresentar suas demandas de energia elétrica estimadas para os cinco anos subsequentes. Com base nessas informações, o MME estabelece o montante total de energia elétrica a ser comercializado no leilão e define as empresas de geração que poderão participar do leilão. O leilão é realizado em duas fases, por meio de um sistema eletrônico. Como regra geral, os contratos celebrados no âmbito do leilão têm os seguintes prazos: (i) de 15 a 30 anos contados a partir do início do fornecimento em caso de novos projetos de geração; (ii) de um a 15 anos contados a partir do ano subsequente ao do leilão em caso de usinas existentes de geração de energia; (iii) de 10 a 30 anos contados a partir do início do fornecimento em caso de projetos de geração de energia alternativa; e (iv) 35 anos, no máximo, para energia de reserva, sendo usual a negociação de contratos de 20 anos.

7.9 - Outras Informações Relevantes

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 de commodities à vista. Ele é calculado para cada submercado e nível de carga semanalmente e é baseado no custo marginal de operação. O valor máximo do PLD é fixado em R\$ 513,89, conforme Resolução nº 2.498/2018 da ANEEL. Antes dessa deliberação, o valor máximo do PLD era de R\$ 505,18 (Resolução nº 2.364/2017) e R\$ 533,82 (Resolução nº 2.190/2016).

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,

7.9 - Outras Informações Relevantes

comercializadoras e autoprodutoras). Essa faculdade já foi substituída pelo Mecanismo de Venda de Excedentes, que foi introduzido pela Resolução Normativa nº 824/2018 da ANEEL e entrou em vigor em janeiro de 2019.

Eliminação do Direito à Autocontratação

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

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

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

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

Limitações à Concentração no Mercado de Energia Elétrica

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

Nos termos da Resolução nº 378, a ANEEL agora 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 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

7.9 - Outras Informações Relevantes

de gás durante 20 anos, de acordo com regulamentação do MME; (ii) garantia do repasse dos custos referentes à aquisição da energia elétrica produzida por usinas termelétricas até o limite do valor normativo de acordo com a regulamentação da ANEEL; e (iii) acesso garantido ao programa de financiamento especial do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, ou BNDES para o setor elétrico.

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

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

Encargos Tarifários

Encargo de Energia de Reserva – EER

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

Fundo RGR e UBP

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

Os Produtores Independentes de Energia Elétrica que utilizam fontes hidrelétricas devem também pagar uma taxa similar cobrada de empresas de serviço público com relação ao Fundo RGR. Os Produtores Independentes de Energia Elétrica são obrigados a efetuar pagamentos ao Fundo de Uso de Bem Público, ou UBP, de acordo com as regras estabelecidas no processo licitatório referente à concessão 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

7.9 - Outras Informações Relevantes

Em 2002, o governo brasileiro instituiu a Conta de Desenvolvimento Energético, ou CDE, que é suprida por meio de pagamentos anuais efetuados por concessionárias a título de uso do bem público, multas e sanções impostas pela ANEEL e as taxas anuais pagas por agentes que fornecem energia elétrica a Consumidores Finais, por meio de encargo a ser acrescido às tarifas relativas ao uso dos sistemas de transmissão e distribuição. Essas taxas são ajustadas anualmente. A CDE foi originalmente criada para dar suporte: (i) ao desenvolvimento da produção de energia elétrica por todo o país; (ii) à produção de energia elétrica por meio de fontes alternativas de energia; e (iii) à universalização do serviço público de energia elétrica em todo o Brasil. Além disso, a CDE subsidia as operações de companhias de geração de energia termelétrica para a compra de combustível em áreas isoladas não conectadas ao Sistema Interligado Nacional, cujos custos eram arcados pela Conta de Consumo de Combustível, ou CCC, antes da promulgação da Lei n.º 12.783/13. Desde 23 de janeiro de 2013 (Decreto n.º 7.891/13), a CDE subsidia o desconto de certas categorias de consumidores, tais como Consumidores Especiais, consumidores rurais, concessionárias de distribuição e permissionárias, entre outros. Pelo Decreto n.º 7.945 de 7 de março de 2013, o governo brasileiro decidiu usar a CDE para subsidiar: (i) a parte dos custos de energia de geração térmica adquiridas pelas distribuidoras em 2013; (ii) riscos hidrológicos das concessões de geração renovadas pela lei 12.783/13; (iii) subcontratação de energia involuntária em função de alguns geradores não renovarem seus contratos e a energia produzida destas concessões não ser realocada entre os distribuidores; (iv) parte do ESS e da CVA, de forma que o impacto destes reajustes tarifários em conexão com estes dois componentes foi limitado a 3% de reajuste de 8 de março de 2013 a 7 de março de 2014. A CDE está em vigor por 25 anos a partir de 2002. É regulamentada pela ANEEL e administrada pela Eletrobrás.

Encargo do Serviço do Sistema – ESS

A Resolução n.º 173 de 28 de novembro de 2005 estabeleceu o ESS, que, desde janeiro de 2006, tem sido incluído nas correções de preço e taxas para concessionárias de distribuição que fazem parte do Sistema Interligado Nacional. Este encargo é baseado nas estimativas anuais feitas pelo ONS em 31 de outubro de cada ano.

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

7.9 - Outras Informações Relevantes

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

Inadimplimento no Pagamento de Encargos Regulatórios

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

Mecanismo de Realocação de Energia

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

8.1 - Negócios Extraordinários

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.

8.2 - Alterações Significativas na Forma de Condução Dos Negócios do Emissor

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.

8.3 - Contratos Relevantes Celebrados Pelo Emissor E Suas Controladas Não Diretamente Relacionados Com Suas Atividades Operacionais

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

Não há contratos relevantes que não estejam diretamente relacionados com nossas atividades operacionais.

8.4 - Outras Inf. Relev. - Negócios Extraord.

8.4 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

Em relação à subsidiária CPFL Renováveis, tivemos a OPA Mandatória da companhia em 26 de novembro de 2018 realizada pela controladora do grupo. Como resultado do leilão, a State Grid adquiriu 243.771.824 ações ordinárias de emissão da companhia, representativas de 48,39% do capital social da companhia CPFL Renováveis. As ações ordinárias foram adquiridas pelo preço de R\$ 16,85, totalizando o valor de R\$ 4,1 bilhões. A State Grid e a CPFL Geração (controlada indiretamente pela State Grid) passaram a deter, em conjunto, 503.520.623 ações ordinárias de emissão da companhia, equivalente a 99,94% do capital social total da companhia.

O percentual da participação da State Grid no capital social da CPFL Renováveis foi diluído para 46,76%, visto que a State Grid não exerceu o direito de preferência no aumento de capital da CPFL Renováveis homologado por seu conselho de administração em 4 de junho de 2019, e realizado com o objetivo de capitalização de um AFAC (Adiantamento para Futuro Aumento de Capital) que a CPFL Geração detinha na CPFL Renováveis desde 2016. Atualmente, o percentual da participação da CPFL Geração é de 53,18% na CPFL Renováveis.

A alienação do controle da Companhia foi concluída no dia 23 de janeiro de 2017, quando a State Grid se tornou acionista controladora da CPFL Energia, com participação acionária de 54,64%. Em virtude do fechamento da transação que resultou na alienação direta do controle da CPFL Energia e em atendimento à regulamentação aplicável, a State Grid realizou oferta pública para aquisição da totalidade das ações ordinárias de titularidade dos acionistas remanescentes da CPFL Energia em 30 de novembro de 2017. Conforme informado no Fato Relevante e no Comunicado ao Mercado divulgados em 30 de novembro e em 5 de dezembro de 2017, respectivamente, como resultado do leilão, a State Grid adquiriu 408.357.085 ações ordinárias de emissão da Companhia, representativas de 88,44% do total de ações objeto da OPA e 40,12% do capital social da Companhia. As ações ordinárias foram adquiridas pelo preço de R\$ 27,69, totalizando o valor de R\$ 11.307.407.683,65. A State Grid passou a deter, em conjunto com a ESC Energia, 964.521.902 ações ordinárias de emissão da Companhia, elevando sua participação conjunta de 54,64% para 94,75% do capital social total da Companhia.

Em 2 de abril de 2019, a Companhia informou à B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão sobre sua intenção de aumentar o seu número de ações em circulação no mercado (*free float*), em atendimento às regras do Novo Mercado através da realização de uma oferta pública de ações ordinárias, e, em 18 de abril de 2019, a B3 aprovou seu pedido de extensão de prazo para atingimento de um percentual mínimo mínimo de ações em circulação no mercado (*free float*) de 15% do capital social total da Companhia até 31 de outubro de 2019.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes - Outros

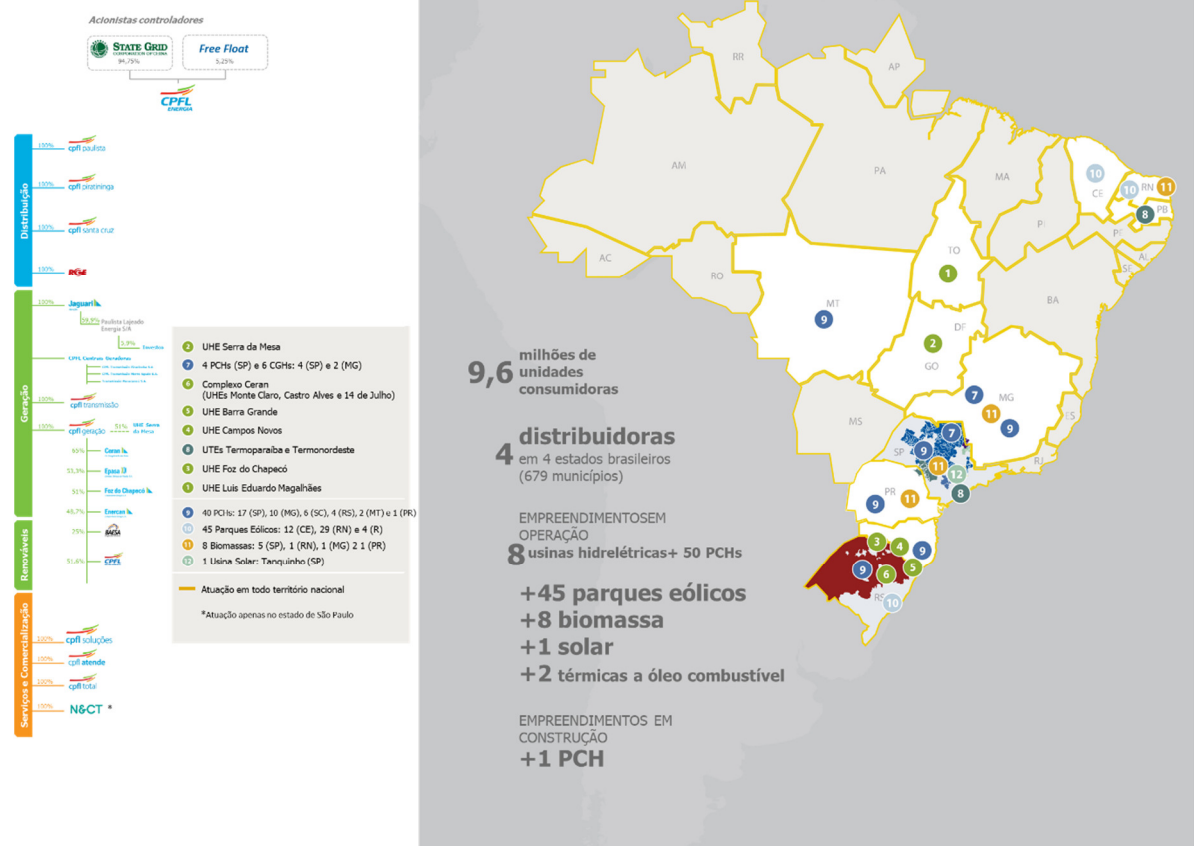
9. Ativos relevantes
9.1 Descrever os bens do ativo não circulante relevantes para o desenvolvimento das atividades do emissor, indicando em especial:

Nossas principais propriedades consistem em usinas hidrelétricas. O valor contábil líquido de nosso imobilizado total em 31 de dezembro de 2018 era de R\$ 9.457 milhões. Nenhum de nossos ativos, individualmente, gera mais do que 10% de nossas receitas totais. De modo geral, as nossas instalações são adequadas às nossas atuais necessidades e são apropriadas aos fins a que se destinam.

De acordo com a lei brasileira, imóveis e instalações essenciais que utilizamos para cumprir nossas obrigações nos termos de nossos contratos de concessão não podem ser transferidos, cedidos, onerados ou vendidos a quaisquer de nossos credores ou por eles penhorados sem a prévia aprovação da ANEEL.

Para mais informações sobre nossas atividades, consulte os itens 7.1, 7.1-A, 7.2 e 7.3 deste Formulário de Referência.

O mapa abaixo demonstra a localização dos ativos relacionados às atividades de distribuição (registrados contabilmente como "ativo intangível" ou "ativo financeiro da concessão"), geração, comercialização e serviços.



9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.a - Ativos Imobilizados

Descrição do bem do ativo imobilizado	País de localização	UF de localização	Município de localização	Tipo de propriedade
SE - Santo Augusto - RGE SUL	Brasil	RS	Santo Augusto	Própria
SE - São Luiz Gonzaga - RGE SUL	Brasil	RS	São Luiz Gonzaga	Própria
SE - Soledade - RGE SUL	Brasil	RS	Soledade	Própria
SE - Tapejara 2 - RGE SUL	Brasil	RS	Tapejara	Própria
SE - Vacaria - RGE SUL	Brasil	RS	Vacaria	Própria
SE - Cruz Alta - RGE SUL	Brasil	RS	Cruz Alta	Própria
SE - Constantina - RGE SUL	Brasil	RS	Constantina	Própria
Sede da Empresa - CPFL PAULISTA	Brasil	SP	Campinas	Própria
Subestação - CPFL PAULISTA	Brasil	SP	Campinas	Própria
Escritório de Bauru - CPFL PAULISTA	Brasil	SP	Bauru	Própria
Escritório de Araraquara - subestação - CPFL PAULISTA	Brasil	SP	Araraquara	Própria
SE - Novo Hamburgo - RGE SUL	Brasil	RS	Novo Hamburgo	Própria
Processos Administrativos - RGE SUL	Brasil	RS	São Leopoldo	Própria
SE - Esteio - RGE SUL	Brasil	RS	Esteio	Própria
SE - Canudos - RGE SUL	Brasil	RS	Novo Hamburgo	Própria
SE - Bom Princípio - RGE SUL	Brasil	RS	Bom Princípio	Própria
EA - Canoas - RGE SUL	Brasil	RS	Canoas	Própria
SE - São Sebastião do Caí - RGE SUL	Brasil	RS	São Sebastião do Caí	Própria
SE - Dois Irmãos - RGE SUL	Brasil	RS	Dois Irmãos	Própria
SE - Estância Velha - RGE SUL	Brasil	RS	Estância Velha	Própria
SE - Sapucaia do Sul - RGE SUL	Brasil	RS	Sapucaia do Sul	Própria
Escritório de Ribeirão Preto - CPFL PAULISTA	Brasil	SP	Ribeirão Preto	Própria
Escritório Jundiaí - CPFL PIRATININGA	Brasil	SP	Jundiaí	Própria
Escritório Salto - subestação - CPFL PIRATININGA	Brasil	SP	Salto	Própria
Escritório Sorocaba - subestação - CPFL PIRATININGA	Brasil	SP	Sorocaba	Própria
Usina Hidrelétrica Salto do Pinhal - CPFL Geração	Brasil	SP	Espírito Santo do Pinhal	Própria
Usina Hidrelétrica Serra da Mesa - CPFL Geração	Brasil	GO	Minaçu	Própria
SE Ourinhos II - CPFL Santa Cruz	Brasil	SP	Ourinhos	Própria
Escritório São Sebastião da Gramma - subestação - CPFL Santa Cruz	Brasil	SP	São Sebastião da Gramma	Própria
Escritório Casa Branca - CPFL Santa Cruz	Brasil	SP	Casa Branca	Própria

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.a - Ativos Imobilizados

Descrição do bem do ativo imobilizado	País de localização	UF de localização	Município de localização	Tipo de propriedade
Subestação - CPFL Santa Cruz	Brasil	SP	São José do Rio Pardo	Própria
Almoxarifado - subestação - CPFL Santa Cruz	Brasil	SP	Itapetininga	Própria
Subestação - CPFL Santa Cruz	Brasil	SP	Itapetininga	Própria
Subestação - CPFL Santa Cruz	Brasil	SP	São Miguel Arcanjo	Própria
Escritório Guarei - subestação - CPFL Santa Cruz	Brasil	SP	Guareí	Própria
Sede da Empresa - CPFL Santa Cruz	Brasil	SP	Jaguariúna	Própria
Escritório São José do Rio Pardo - CPFL Santa Cruz	Brasil	SP	São José do Rio Pardo	Própria
Subestação - CPFL Santa Cruz	Brasil	SP	São José do Rio Pardo	Própria
Escritório Monte Santo de Minas - CPFL Santa Cruz	Brasil	MG	Monte Santo de Minas	Própria
Sede da Empresa - CPFL Santa Cruz	Brasil	SP	Pirajú	Própria
Escritório Avaré - CPFL Santa Cruz	Brasil	SP	Avaré	Própria
Subestação - CPFL Santa Cruz	Brasil	SP	Avaré	Própria
Subestação - CPFL Santa Cruz	Brasil	SP	Itaí	Própria
Subestação - CPFL Santa Cruz	Brasil	SP	Paranapanema	Própria
Sede e fábrica - CPFL Serviços	Brasil	SP	São José do Rio Pardo	Própria
Manutenção e equipamentos - CPFL Serviços	Brasil	SP	São José do Rio Pardo	Própria
Usina Termelétrica Carioba - CPFL Geração	Brasil	SP	Americana	Própria
Usina Hidrelétrica Cariobinha - CPFL Geração	Brasil	SP	Americana	Própria
Escritório Mococa - CPFL Santa Cruz	Brasil	SP	Mococa	Própria
Subestação - CPFL Santa Cruz	Brasil	MG	Monte Santo de Minas	Própria
SE - Agudo - RGE SUL	Brasil	RS	Agudo	Própria
Subestação - CPFL Santa Cruz	Brasil	MG	Arceburgo	Própria
SE - Casca - RGE SUL	Brasil	RS	Casca	Própria
SE Triunfo - RGE SUL	Brasil	RS	Triunfo	Própria
SE - Caxias 1 - RGE SUL	Brasil	RS	Caxias do Sul	Própria
SE - Erechim 2 - RGE SUL	Brasil	RS	Erechim	Própria
SE - Antonio Prado - RGE SUL	Brasil	RS	Antônio Prado	Própria
SE - Parobé - RGE SUL	Brasil	RS	Parobé	Própria
SE - Passo Fundo 1 - RGE SUL	Brasil	RS	Passo Fundo	Própria
SE - São Fco. Paula - RGE SUL	Brasil	RS	São Francisco de Paula	Própria

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Centrais Geradoras, Turvinho (Micro central hidrelétrica)	-	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações.”.
Concessões	CPFL Centrais Geradoras, Lavrinha (Micro central hidrelétrica)	-	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações.”.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Geração, Macaco Branco (Pequena central hidrelétrica) Concessão nº 009/1999	30 anos, a partir de 12/2012	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações.”.
Concessões	CPFL Centrais Geradoras, Pinheirinho (Micro central hidrelétrica)	-	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações.”.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Sul Centrais, Andorinhas Despacho Nº 1990	-	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações.”.
Concessões	Chimay, Buritis Concessão nº 002/2011	até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações.”.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Chimay, Capão Preto Concessão nº 002/2011	Até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Mohini, Jaguari Concessão nº 004/2011	Até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Chimay, Lençóis Concessão nº002/2011	Até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Mohini, Monjolinho Concessão nº 004/2011	Até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Mohini, Pinhal Concessão nº004/2011	Até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	CPFL Sul Centrais, Saltinho Despacho nº 1988	-	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Jayaditya, Salto Grande Concessão nº 003/2011	Até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	CPFL Sul Centrais, Guaporé Portaria nº 1.987/2005	Indeterminado	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Chimay, São Joaquim Concessão nº 002/2011	Até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Mohini, Socorro Concessão nº004/2011	Até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Jayaditya, Santana Concessão nº 003/2011	Até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Jayaditya, Três Saltos Concessão nº 003/2011	Até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Epasa - Usina Termoelétrica Termonordeste - Resolução nº2277	35 anos a partir de 12/2007	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Epasa - Usina Termoelétrica Termonordeste - Resolução nº2277	35 anos a partir de 12/2007	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SPE Alto Irani Energia S.A. Resolução N°587	30 anos a partir de 10/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	SPE Arvoredo Energia S.A. Resolução N°606	30 anos a partir de 11/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SPE Barra da Paciência Energia S.A. Resolução N°348	30 anos a partir de 12/1999	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	SPE Cocais Grande Energias S.A., Resolução N°349	30 anos a partir de 12/1999	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SPE Corrente Grande Energias S.A. Resolução N°17	30 anos a partir de 01/2000	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Chimay, Chibarro Concessão n°002/2011	Até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	RGE, Concessão nº 012/1997	30 anos, a partir de 11/1997	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Figueirópolis Energética S.A. Resolução N°198	30 anos a partir de 05/2004	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Ludesa Energética S.A. Resolução N°705	30 anos a partir de 12/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Mata Velha Energética S.A. Resolução N°262	30 anos a partir de 05/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SPE Ninho da Águia Energia S.A. Resolução N°370	30 anos a partir de 12/1999	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Novo Horizonte Energética S.A. Resolução N°652	30 anos a partir de 11/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SPE Santa Luzia Energética S.A. Portaria N°352	35 anos a partir de 12/2007	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	SPE Varginha Energia S.A Resolução N°355	30 anos a partir de 12/1999	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SPE Várzea Alegre Energia S.A Resolução N°367	30 anos a partir de 12/1999	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	SPE Salto Góes Energia S.A. Resolução N°2510	30 anos a partir de 08/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SPE São Gonçalo Energia S.A Resolução N°13	30 anos a partir de 01/2000	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	CPFL Bioenergia Resolução N° 2106	30 anos a partir de 09/2009	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SPE Alvorada S.A. Resolução N° 3714	30 anos a partir de 10/2012	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	CPFL Bio Buriti Resolução N°2643	30 anos a partir de 12/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SPE Coopcana S.A. Resolução N° 3328	30 anos a partir de 02/2012	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Atlântica II Parque Eólico S.A. Portaria N° 148	35 anos a partir de 03/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Atlântica IV Parque Eólico S.A Portaria N° 147	35 anos a partir de 03/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	CPFL Bio Ester Ltda, Resolução N°117	30 anos a partir de 05/1999	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Bio Formosa S.A. Resolução N°259	30 anos a partir de 05/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	CPFL Bio Ipê S.A. Resolução N°2375	30 anos a partir de 05/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SPE Paiol Energia S.A. Resolução N°406	30 anos a partir de 08/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Atlântica V Parque Eólico S.A. Portaria N° 168	35 anos a partir de 03/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Bons Ventos Geradora de Energia S.A Resolução N° 093	30 anos a partir de 03/2003	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Campos dos Ventos II Energias Renováveis S.A. Portaria N° 257	35 anos, a partir de 04/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	ENERCAN , Campos Novos Concessão nº 043/2000	35 anos, a partir de 05/2000	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Campos dos Ventos I Energias Renováveis S.A. Resolução N° 3967	30 anos, a partir de 03/2013	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Foz do Chapecó Concessão nº 128/2001	35 anos, a partir de 11/2001	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Campos dos Ventos III Energias Renováveis S.A. Resolução N°3968	30 anos a partir de 03/2013	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Campos dos Ventos V Energias Renováveis S.A. Resolução nº 3969	30 anos a partir de 03/2013	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Bons Ventos Geradora de Energia S.A. Resolução N° 680	30 anos a partir de 12/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Rosa dos Ventos Geração e Comercialização de Energia S.A. Resolução N°329	30 anos a partir de 06/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	SPE Costa Branca Energia S.A. Portaria N°585	35 anos a partir de 10/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Bons Ventos Geradora de Energia S.A. Resolução N° 625	30 anos a partir de 11/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	DESA Eurus I Portaria N° 264	35 anos a partir de 04/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Sul Geradoras, Diamante Portaria n° 475	30 anos a partir de 11/1997	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Chimay, Dourados Concessão n° 002/2011	Até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Mohini, Chaves Concessão nº004/2011	Até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Chimay, Esmeril Concessão nº 002/2011	Até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Bio Pedra S.A. Portaria N° 129	35 anos a partir de 02/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Chimay, Gavião Peixoto Concessão n° 002/2011	Até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	DESA Eurus III S.A. Portaria N°266	35 anos a partir de 04/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Eurus VI Energias Renováveis Ltda. Portaria N°749	35 anos a partir de 08/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SIIF Cinco Geração e Comercialização de Energias S.A. Resolução N° 306	30 anos a partir de 06/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Eólica Icaraizinho Geração e Comercialização de Energia S.A. Resolução N°454	30 anos a partir de 08/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Macacos Energia S.A Portaria N°557	35 anos, a partir de 09/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	DESA Morro dos Ventos I S.A. Portaria N°664	35 anos, a partir de 07/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Sul I, Concessão nº005/2019	30 anos a partir 03/2019	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	DESA Morro dos Ventos II S.A. Portaria N° 373	35 anos, a partir de 06/2012	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	DESA Morro dos Ventos III S.A. Portaria N° 685	35 anos, a partir de 08/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	DESA Morro dos Ventos IV S.A. Portaria N° 686	35 anos, a partir de 08/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	DESA Morro dos Ventos VI S.A. Portaria N° 663	35 anos, a partir de 07/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Jayadytia, Americana Concessão n° 003/2011	até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	DESA Morro dos Ventos IX S.A. Portaria N° 665	35 anos, a partir de 07/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Eólica Paracuru Geração e Comercialização de Energia S.A. Resolução N° 460	30 anos, a partir de 08/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Pedra Preta Energia S.A. Portaria N° 584	35 anos, a partir de 10/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Santa Clara I Energias Renováveis Ltda. Portaria N° 609	35 anos, a partir de 07/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Eólica Formosa Geração e Comercialização de Energia S.A. Resolução N° 307	30 anos a partir de 06/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Santa Clara III Energias Renováveis Ltda. Portaria N°610	35 anos, a partir de 07/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Santa Clara II Energias Renováveis Ltda. Portaria N°683	35 anos, a partir de 08/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Santa Clara IV Energias Renováveis Ltda. Portaria N°672	35 anos, a partir de 07/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SPE Boa Vista II Energia S.A. Portaria nº 502	35 anos, a partir de 11/2015	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	SPE Juremas Energias S.A Portaria N° 556	35 anos a partir de 09/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Santa Úrsula Energias Renováveis Ltda. Resolução N° 4591	30 anos, a partir de 03/2014	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Rosa dos Ventos Geração e Comercialização de Energia S.A. Resolução N° 340	30 anos a partir de 06/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Santa Clara V Energias Renováveis Ltda. Portaria N° 838	35 anos, a partir de 10/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Bons Ventos Geradora de Energia S.A. Resolução N° 778	30 anos, a partir de 12/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Santa Clara VI Energias Renováveis Ltda. Portaria N°670	35 anos, a partir de 07/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Santa Mônica Energias Renováveis Ltda. Resolução N°4592	30 anos, a partir de 04/2014	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Sul Centrais, Pirapó Despacho nº 1989	-	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	São Benedito Energias Renováveis S.A Resolução N° 4563	30 anos a partir de 03/2014	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Ventos de Santo Dimas Energias Renováveis Ltda. Resolução N° 4562	30 anos, a partir de 03/2014	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Ventos de São Martinho Energias Renováveis Ltda. Resolução N° 4572	30 anos, a partir de 03/2014	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SPE CPFL Solar I Energia S.A. OF.ANEEL No. 961/2012	Indeterminado	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	CPFL Morro Agudo Concessão nº 006/2015	30 anos, a partir de 03/2015	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Geração Serra - da Mesa Concessão nº 005/2004		A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	CERAN 14 de Julho, Castro Alves e Monte Claro Concessão nº 008/2001	35 anos, a partir de 03/2001	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Pedra Cheirosa I Energias S.A. - Portaria Nº 387	35 anos, a partir de 08/2014	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Pedra Cheirosa II Energias S.A. - Portaria Nº 359	35 anos, a partir de 07/2014	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SPE Plano Alto Energia S.A Resolução N°607	30 anos a partir de 11/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	CPFL Piracicaba Concessão n° 003/2013	30 anos, a partir de 02/2013	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Paulista Concessão nº 014/1997	30 anos, a partir de 11/1997	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	CPFL Piratininga Concessão nº 09/2002	30 anos, a partir de 10/1998	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Maracanaú, Concessão nº020/2018	30 anos, a partir de 09/2018	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Atlântica I Parque Eólica S.A. Portaria Nº 134	35 anos a partir de 02/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Santa Cruz Concessão nº 015/1999	30 anos, a partir de 07/2015	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Barra Grande Concessão nº036/2001	35 anos, a partir de 05/2001	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Sul II, Concessão nº011/2019	30 anos, a partir de 03/2019	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Investco, Luiz Eduardo Magalhães Concessão nº 005/1997	35 anos, a partir de 12/1997	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Geração, Rio do Peixe I e II (Pequena central hidrelétrica) Concessão nº 010/1999	30 anos, a partir de 12/2012	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações.”.
Concessões	CPFL Centrais Geradoras, Santa Alice (Micro central hidrelétrica)	-	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente	advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações.”.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Centrais Geradoras, São José (Micro central hidrelétrica)	-	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações.”.
Concessões	CPFL Centrais Geradoras, São Sebastião (Micro central hidrelétrica)	-	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações.”.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.c - Participações em Sociedades

Denominação Social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
Companhia Jaguari de Energia ("CPFL Santa Cruz")	53.859.112/0001-69	-	Controlada	Brasil	SP	Jaguariúna	Distribuidora de energia elétrica	100,000000
Exercício social								
Valor contábil - variação %		Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais)	Data		Valor (Reais)		
Valor mercado								
31/12/2018	15,149011	0,000000	45.769.736,86	Valor contábil	31/12/2018	392.039.921,34		
31/12/2017	1025,304574	0,000000	0,00					
31/12/2016	6,080197	0,000000	1.290.622,63					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
Companhia Jaguari Geração de Energia ("CPFL Jaguari Geração")	07.137.154/0001-79	-	Controlada	Brasil	SP	Jaguariúna	Geradora de energia elétrica	100,000000
Valor mercado								
31/12/2018	15,077905	0,000000	2.508.472,06	Valor contábil	31/12/2018	58.655.507,47		
31/12/2017	13,019094	0,000000	11.058.791,55					
31/12/2016	5,546948	0,000000	4.288.276,65					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
Companhia Paulista de Força e Luz ("CPFL Paulista")	33.050.196/0001-88	382-4	Controlada	Brasil	SP	Campinas	Distribuidora de energia elétrica	100,000000
Valor mercado								
31/12/2018	39,438226	0,000000	100.119.550,06	Valor contábil	31/12/2018	1.910.865.872,11		
31/12/2017	28,869996	0,000000	2.227.920,52					
31/12/2016	-21,369031	0,000000	948.624.056,61					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
Companhia Piratininga de Força e Luz ("CPFL Piratininga")	04.172.213/0001-51	1927-5	Controlada	Brasil	SP	Campinas	Distribuidora de energia elétrica	100,000000
Valor mercado								

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.c - Participações em Sociedades

Denominação Social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)	
Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais)	Data	Valor (Reais)				
31/12/2018	11,967229	0,000000	28.444.622,63	Valor contábil	31/12/2018	516.234.551,10			
31/12/2017	29,600153	0,000000	112.637.749,29						
31/12/2016	-33,833974	0,000000	267.647.054,35						
Razões para aquisição e manutenção de tal participação									
-									
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimentos Ltda. ("CPFL Atende")	09.606.475/0001-09	-	Controlada	Brasil	SP	Ourinhos	Serviços de teleatendimento	100,000000	
				Valor mercado					
31/12/2018	0,132305	0,000000	10.093.960,87	Valor contábil	31/12/2018	19.363.131,78			
31/12/2017	12,754742	0,000000	5.665.725,91						
31/12/2016	-1,282827	0,000000	3.381.511,21						
Razões para aquisição e manutenção de tal participação									
-									
CPFL Centrais Geradoras Ltda ("CPFL Centrais Geradoras")	17.578.855/0001-05	-	Controlada	Brasil	SP	Campinas	Geradora de energia elétrica	100,000000	
				Valor mercado					
31/12/2018	-1,111225	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2018	15.997.676,48			
31/12/2017	4,644678	0,000000	0,00						
31/12/2016	-22,594870	0,000000	4.740.210,29						
Razões para aquisição e manutenção de tal participação									
-									
CPFL Comercialização Brasil S.A. ("CPFL Brasil")	04.973.790/0001-42	-	Controlada	Brasil	SP	Campinas	Comercializadora de energia elétrica	100,000000	
				Valor mercado					
31/12/2018	-24,365386	0,000000	2.858.899,95	Valor contábil	31/12/2018	72.679.761,13			
31/12/2017	-11,884626	0,000000	166.695.367,88						
31/12/2016	-110,614485	0,000000	1.600.794,40						

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.c - Participações em Sociedades

Denominação Social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais)	Data	Valor (Reais)			
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
CPFL Eficiência Energética S.A. ("CPFL ESCO")	18.710.670/0001-67	-	Controlada	Brasil	SP	Jundiaí	Serviço de gestão em eficiência energética.	100,000000
				Valor mercado				
31/12/2018	-21,552279	0,000000	2.300.000,00	Valor contábil	31/12/2018	43.343.829,13		
31/12/2017	-10,221815	0,000000	0,00					
31/12/2016	-6,807144	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
CPFL Geração de Energia S.A. ("CPFL Geração")	03.953.509/0001-47	1895-3	Controlada	Brasil	SP	Campinas	Geradora de energia elétrica	100,000000
				Valor mercado				
31/12/2018	11,526628	0,000000	298.511.244,10	Valor contábil	31/12/2018	2.625.465.422,69		
31/12/2017	9,068425	0,000000	779.533.320,71					
31/12/2016	-0,531715	0,000000	110.532.243,70					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
CPFL Planalto Ltda. ("CPFL Planalto")	02.150.562/0001-47	-	Controlada	Brasil	SP	Jaguariúna	Comercializadora de energia elétrica.	100,000000
				Valor mercado				
31/12/2018	-25,796687	0,000000	5.303.761,33	Valor contábil	31/12/2018	2.443.500,84		
31/12/2017	56,745347	0,000000	1.470.555,55					
31/12/2016	4,891512	0,000000	2.835.127,35					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.c - Participações em Sociedades

Denominação Social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais)	Data	Valor (Reais)			
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. ("CPFL Serviços")	58.635.517/0001-37	-	Controlada	Brasil	SP	São José do Rio Pardo	Prestadora de serviços de energia.	100,000000
				Valor mercado				
31/12/2018	-22,906698	0,000000	-194,07	Valor contábil	31/12/2018	81.029.289,68		
31/12/2017	150,441212	0,000000	0,00					
31/12/2016	489,703396	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
CPFL Telecom S.A. ("CPFL Telecom")	12.116.119/0001-03	-	Controlada	Brasil	SP	Campinas	Prestação e a exploração de serviço na área de telecomunicação.	100,000000
				Valor mercado				
31/12/2018	117,143022	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2018	5.369.567,91		
31/12/2017	35,152812	0,000000	0,00					
31/12/2016	42,193963	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda ("CPFL Total")	12.116.118/0001-69	-	Controlada	Brasil	SP	Jaguariúna	Serviços de assessoria administrativa de arrecadação e cobranças, e outros.	100,000000
				Valor mercado				
31/12/2018	-3,255331	0,000000	22.361.215,72	Valor contábil	31/12/2018	19.952.892,69		
31/12/2017	-25,192932	0,000000	17.810.378,81					
31/12/2016	38,331935	0,000000	10.766.592,93					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
Nect Serviços Administrativos Ltda ("Nect")	08.971.542/0001-13	-	Controlada	Brasil	SP	Indaiatuba	Prestação de serviços administrativos	100,000000
				Valor mercado				

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.c - Participações em Sociedades

Denominação Social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais)		Data	Valor (Reais)		
31/12/2018	6,724836	0,000000	22.391.966,47	Brasil	31/12/2019	16.557.932,74		
31/12/2017	50,705014	0,000000	13.424.352,15					
31/12/2016	-36,004431	0,000000	18.154.569,44					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("RGE Sul")	02.016.440/0001-62	1652-7	Controlada	Brasil	RS	São Leopoldo	Distribuidora de energia elétrica	89,010000
				Valor mercado				
31/12/2018	167,568408	0,000000	0,00	Brasil	31/12/2018	3.286.587.070,43		
31/12/2017	0,000000	0,000000	0,00					
31/12/2016	0,000000	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
TI Nect Serviços de Informática ("Authi")	21.114.494/0001-05	-	Controlada	Brasil	SP	Campinas	Prestação de serviços de informática.	100,000000
				Valor mercado				
31/12/2018	14,811622	0,000000	31.912.257,41	Brasil	31/12/2018	21.463.106,27		
31/12/2017	11,210066	0,000000	24.264.205,76					
31/12/2016	778,688675	0,000000	2.537.407,48					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								

9.2 - Outras Informações Relevantes

9.2 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Item 9.1(b)

Com relação às nossas subsidiárias de distribuição CPFL Santa Cruz, CPFL Jaguari, CPFL Mococa, CPFL Leste Paulista e CPFL Sul Paulista, a Lei nº 12.783/13 determinou que esse tipo de concessão de distribuição pode ser renovado, sujeito a certas condições, por um prazo adicional de até 30 anos. Nesse contexto, nós requeremos a renovação dessas concessões em 2014 e, em 9 de novembro de 2015, o MME proferiu decisão prorrogando as concessões para julho de 2045. Os aditamentos relativos às renovações foram assinados em 9 de dezembro de 2015. Uma vez que as referidas prorrogações foram concedidas já sob a vigência das novas leis e regulamentações sobre concessões de distribuição, as concessões estão agora sujeitas aos atuais padrões e metas estabelecidos pelas autoridades brasileiras.

Em 21 de novembro de 2017, por meio da Resolução de Autorização nº 6.723/2017, a ANEEL aprovou nossa proposta de agrupamento das concessões de nossas cinco distribuidoras (CPFL Santa Cruz, Companhia Leste Paulista de Energia, Companhia Sul Paulista de Energia, Companhia Luz e Força de Mococa e CPFL Jaguari, em conjunto as Agrupadas), nos termos da Resolução Normativa nº 716/2016. Em 1 de janeiro de 2018, estas companhias foram agrupadas pela companhia denominada CPFL Santa Cruz (companhia anteriormente denominada CPFL Jaguari). Esta operação foi aprovada pelas Assembleias Gerais Extraordinárias realizadas em cada uma das Companhias Agrupadas.

De acordo com a Resolução Normativa nº 716/2016, até a primeira revisão tarifária das Companhias Incorporadas em março de 2021, a ANEEL pode instituir uma política que reconcilia as variações nas tarifas antigas para cada uma das Companhias Incorporadas e a nova tarifa unificada para a CPFL Santa Cruz ao longo do tempo. A ANEEL decidiu introduzir a tarifa unificada durante o reajuste tarifário de março de 2018. As tabelas abaixo resumem nossas concessões de negócios de geração. Além dessas concessões, a CPFL Centrais Geradoras, na qualidade de Produtora Independente de Energia, com capacidade de geração inferior a 5.000 kW, opera sob um registro regulatório e não como contrato de concessão.

Em 4 de dezembro de 2018, por meio da Resolução Autorizativa nº 7.499/2018, a ANEEL aprovou nossa proposta de consolidar as concessões de nossas duas empresas de distribuição (RGE e RGE Sul), conforme Resolução Normativa nº 716/2016, alterada pela Resolução nº 835/2018. A RGE fundiu-se com a RGE Sul (que agora opera sob o nome RGE) com vigência a partir de 1º de janeiro de 2019. Como resultado dessa operação de incorporação e da transferência relacionada dos ativos da RGE para a RGE Sul, a RGE deixou de existir.

Com relação à Serra da Mesa, temos direito contratual a 51,54% da Energia Assegurada desta instalação nos termos de um contrato de 30 anos, que vence em 2028. A concessão para a Serra da Mesa, detida por Furnas, foi prorrogada até 12 de novembro de 2039. Em 27 de abril de 2012 o MME publicou a Portaria nº 262 aprovando a renovação da concessão da usina de Serra da Mesa.

As instalações Macaco Branco e Rio do Peixe II, da CPFL Geração, são projetos hidrelétricos com Capacidade Instalada superior a 5.000 kW que foram concedidos através de um processo junto às autoridades regulatórias e ao administrador das concessões de energia elétrica, anteriormente às mudanças introduzidas pela Lei no. 13.360/2016. Nos termos da Lei nº 13.360/2016, somente as usinas hidrelétricas com capacidade superior a 50.000 kW necessitam, atualmente, de uma concessão; aquelas com capacidade entre 5.000 kW e 50.000 kW estão sujeitas a uma autorização da ANEEL; e aquelas com capacidade equivalente ou inferior a 5.000 kW somente necessitam de um registro junto à ANEEL, ao invés de uma concessão ou autorização.

As micro centrais hidrelétricas Lavrinhas, Pinheirinho, Santa Alice, São José, São Sebastião e Turvinho da CPFL Centrais Geradoras, bem como as pequenas centrais hidrelétricas Andorinhas, Biritis, Guaporé, Manjolinho, Pirapó, Saltinho, Três Saltos e Santa Luzia Alto da CPFL Renováveis

9.2 - Outras Informações Relevantes

são projetos hidrelétricos com Capacidade Instalada igual ou inferior a 5.000 kW que estão registrados juntos às autoridades regulatórias e ao administrador das concessões de energia elétrica, mas que não exigem processos de concessão ou autorização para operar, portanto não possuem prazo de duração.

A SPE CPFL Solar I Energia S.A. é uma usina com capacidade reduzida, isenta de concessão do poder concedente, necessitando apenas de registro junto ao poder concedente (ANEEL).

Das Pequenas Centrais Hidrelétricas da CPFL Renováveis, a Lucia Cherobim está em fase de construção e a Santa Luzia Alto está em fase de preparação. Penedo e Tombo estão em fase inicial de desistência. As autorizações dos projetos hidrelétricos Cachoeira Grande e Santa Cruz, não estão sendo mais apresentadas em decorrência da desistência dos mesmos, ocorrida no segundo trimestre de 2018. Não foram reconhecidos efeitos contábeis no exercício de 2018.

Dos parques eólicos dos quais a CPFL Renováveis possui, a Costa das Dumas, Farol de Touros, Figueira Branca, Gameleira, Baixa Verde, Cajueiro e o complexo Iraúna estão em desenvolvimento / construção.

Item 9.1(c)

Além das subsidiárias informadas no item 9.1(c), a CPFL Energia S.A. possuía participação de 100% nas companhias abaixo relacionadas, que foram objeto de reestruturação societária nos últimos três exercícios sociais, de forma que não havia investimento registrado no ativo circulante da Companhia para tais empresas à data-base de 31 de dezembro de 2018.

Sociedades em que o emissor detenha participação				Variação % sobre o valor contábil			Montante de dividendos recebidos		
Denominação Social	CNPJ	UF	Município sede	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2016
Distribuidoras de energia elétrica									
Rio Grande Energia S.A.	02.016.439/0001-38	RS	Caxias do Sul	-100,00%	4,089259%	2,120027%	23.524.786,94	24.672.450,29	172.432.425,95
Companhia Luz e Força Santa Cruz	61.116.265/0001-44	SP	São Paulo	N/A	-100,00%	7,144870%	-	8.426.530,74	40.009.342,00
Cia. Leste Paulista de Energia	61.015.582/0001-74	SP	Jaguariúna	N/A	-100,00%	14,150774%	-	4.448.797,83	9.241.881,51
Cia. Sul Paulista de Energia	60.855.608/0001-20	SP	Jaguariúna	N/A	-100,00%	6,630450%	-	-	-
Companhia Luz e Força de Mococa	52.503.802/0001-18	SP	Jaguariúna	N/A	-100,00%	15,813960%	-	-	7.990.737,20
Holdings									
CPFL Jaguariúna Participações Ltda.	02.150.569/0001-69	SP	Jaguariúna	N/A	-100,00%	-1837,109465%	-	-	-

A Companhia registrou o investimento pela combinação de negócios resultante da aquisição da RGE Sul em 1º de novembro de 2016, através de sua controlada direta CPFL Jaguariúna Participações Ltda.

Em 15 de dezembro de 2017 foi aprovada a incorporação da CPFL Jaguariúna Participações Ltda. pela RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. Portanto, o valor contábil registrado no ativo circulante do emissor para a RGE Sul na data-base de 31 de dezembro de 2016 era zero. Da mesma forma, o valor contábil registrado no ativo não circulante do emissor para a CPFL Jaguariúna nas datas-base de 31 de dezembro de 2018 e de 2017 também era zero.

Em 31 de dezembro de 2017 foi aprovado o agrupamento das controladas Companhia Luz e Força Santa Cruz, Companhia Leste Paulista de Energia, Companhia Jaguari de Energia, Companhia Sul Paulista de Energia e Companhia Luz e Força de Mococa na empresa Companhia Jaguari de Energia, cujo nome fantasia passou a ser "CPFL Santa Cruz". Portanto, o valor contábil registrado no ativo não circulante do emissor para as empresas CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Mococa e Companhia Luz e Força Santa Cruz nas datas-base de 31 de dezembro de 2018 e de 2017 era zero.

Em 31 de dezembro de 2018 foi aprovado o agrupamento das controladas Rio Grande Energia S.A. e RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. na empresa RGE Sul Distribuidora de Energia S.A., cujo nome fantasia passou a ser "RGE". Portanto, o valor contábil registrado no ativo circulante do emissor para a Rio Grande Energia S.A. na data-base de 31 de dezembro de 2018 era zero.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

10. Comentários dos Diretores
10.1 Os diretores devem comentar sobre:

As demonstrações financeiras consolidadas de 2018, 2017 e 2016 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”).

As normas a seguir entraram em vigor em 1º de janeiro de 2018 e impactaram as informações financeiras para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2018:

- IFRS 9 - Instrumentos Financeiros
- IFRS 15 - Receita de contratos com clientes

Conforme permitido pelas normas IFRS, adotamos essas normas a partir de 1º de janeiro de 2018, sem atualizar as informações comparativas apresentadas nas demonstrações financeiras consolidadas auditadas. Portanto, as informações financeiras a partir de e para o exercício findo em 31 de dezembro de 2018 não são comparáveis às informações financeiras de períodos anteriores.

a) Condições financeiras e patrimoniais gerais

▪ Exercício social encerrado em 2018

O grupo CPFL seguiu bastante ativo no ano de 2018, promovendo melhorias em suas operações e gestão, bem como acompanhando os desdobramentos dos cenários político e econômico do Brasil em seus mercados.

Os resultados do ano de 2018 refletiram o crescimento das vendas de energia em todas as classes de consumo, a disciplina na gestão de custos e despesas da Companhia, bem como a queda da taxa de juros no Brasil.

O fornecimento de energia elétrica (quantidade de energia faturada para consumidores finais) totalizou 53.091 GWh, uma redução de 0,5%. As classes industrial e comercial registraram reduções de 5,6% e 0,1%, respectivamente, refletindo a lenta recuperação da atividade econômica, enquanto a classe residencial apresentou aumento de 2,6%. O suprimento de energia elétrica, por meio de outras concessionárias, permissionárias e autorizadas, atingiu 17.757 GWh, um aumento de 8,7%.

O lucro líquido consolidado atingiu R\$2.166 milhões em 2018, um aumento de 74,2%. O EBITDA, atingiu R\$ 5.637 milhões em 2018 (+15,9%), refletindo os resultados positivos de todos os segmentos de negócios. Destaque para o segmento de distribuição, cujo EBITDA atingiu R\$ 3.004 milhões em 2018 (+34,5%), refletindo principalmente os resultados advindos da conclusão dos processos de revisão tarifária (4º ciclo) da CPFL Paulista, RGE Sul (ambos em abril de 2018) e RGE (em junho de 2018). Além disso, a Companhia vem promovendo revisões organizacionais com objetivo de simplificar seus processos e estrutura, visando maior eficiência e foco aos negócios.

A Companhia continuou trabalhando em iniciativas de valor e em seu plano de investimentos em 2018, com disciplina financeira, empenho e comprometimento de nossas equipes. Investimos R\$ 2.065 milhões nesse período.

Dentre as iniciativas de valor, vale mencionar a participação da CPFL Geração nos seguintes leilões de transmissão: (i) em junho de 2018, a companhia venceu o Lote 9 (subestação Maracanaú II), no Ceará do Leilão nº 2/2018 pertencente ao Leilão nº 2/2018 da ANEEL, e (ii) em dezembro de 2018, a companhia venceu os Lotes 5 (subestação Itá), em Santa Catarina, e 11 (subestações Osório 3, Porto Alegre 1 e Vila Maria), no Rio Grande do Sul pertencentes ao Leilão nº 4/2018 da ANEEL.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Também tivemos a criação CPFL Soluções, que reúne serviços e produtos antes oferecidos sob as marcas CPFL Brasil, CPFL Serviços e CPFL Eficiência. Dessa forma, a Companhia passou a ter uma plataforma integrada de interação com os clientes que buscam soluções para comercialização de energia, eficiência energética, geração distribuída, infraestrutura energética e serviços de consultoria.

Cabe ressaltar ainda que a CPFL promoveu a incorporação da distribuidora RGE ("Incorporada") pela RGE Sul ("Incorporadora"). O agrupamento das concessões das 2 empresas se realizou mediante incorporação do acervo patrimonial da Incorporada pela Incorporadora em 31 de dezembro de 2018.

A Companhia também teve a entrada em operação da PCH Boa Vista II (29,9 MW de capacidade instalada), em novembro de 2018, e a participação da CPFL Renováveis no Leilão A-6 de agosto de 2018. A companhia venceu com os seguintes projetos: (i) PCH Cherobim, com 28,0 MW de capacidade instalada, localizada no estado do Paraná, e (ii) Complexo Eólico Gameleira, com 69,3 MW de capacidade instalada, localizado no estado do Rio Grande do Norte.

Ainda em relação à CPFL Renováveis, foi realizada a OPA obrigatória da companhia em 26 de novembro. Como resultado do leilão, a State Grid adquiriu 243.771.824 ações ordinárias de emissão da companhia, representativas de 48,39% do seu capital social. As ações ordinárias foram adquiridas pelo preço de R\$ 16,85, totalizando o valor de R\$ 4,1 bilhões. A State Grid e a CPFL Geração (controlada indiretamente pela State Grid) passaram a deter, em conjunto, 503.520.623 ações ordinárias de emissão da companhia, equivalente a 99,94% do capital social total da companhia.

A estrutura de capital e a alavancagem consolidada da CPFL Energia permaneceram em níveis adequados. A dívida líquida da Companhia alcançou 3,05 vezes o EBITDA ao final do trimestre, no critério de medição de nossos *covenants* financeiros, menor do que no ano anterior. Vale ressaltar que a redução nas taxas de juros beneficiou a Companhia.

Finalmente, a administração da CPFL segue otimista em relação aos avanços do setor elétrico brasileiro e continua confiante em sua plataforma de negócios, cada vez mais preparada e bem posicionada para enfrentar os desafios e oportunidades no país.

▪ 2017

O ano de 2017 foi marcado por novas perspectivas e possibilidades para o grupo CPFL, após a conclusão da operação de compra do controle da Companhia pela chinesa State Grid, maior *player* global do setor elétrico. A visão estratégica de longo prazo e desenvolvimento tecnológico da State Grid trazem grande contribuição para os próximos passos da CPFL. O grupo CPFL também continuou bastante ativo neste ano, promovendo melhorias em suas operações e gestão, participando ativamente nas discussões sobre aperfeiçoamento do marco legal do setor elétrico e acompanhando os desdobramentos dos cenários político e econômico do Brasil em seus mercados.

Os resultados do ano de 2017 refletiram tais avanços e as condições de mercado no período. O fornecimento de energia elétrica (quantidade de energia faturada para consumidores finais) totalizou 53.376 GWh, um aumento de 14,6%. As classes residencial e industrial registraram aumentos de 2,6% e 7,1%, respectivamente, refletindo a baixa base comparativa de 2016 e a retomada da atividade econômica, enquanto a classe comercial apresentou redução de 4,5%. O suprimento de energia elétrica, por meio de outras concessionárias, permissionárias e autorizadas, atingiu 16.337 GWh, um aumento de 33,3%.

No âmbito financeiro, o lucro líquido consolidado atingiu R\$1.243 milhões em 2017, um aumento de 41,4% e o EBITDA, atingiu R\$ 4.864 milhões em 2017, um aumento de 17,9%, refletindo principalmente a contribuição da consolidação integral da RGE Sul e a melhora nos resultados dos segmentos de Geração Convencional, Geração Renovável, Comercialização e Serviços. A alavancagem consolidada da CPFL Energia alcançou 3,20 dívida líquida/EBITDA ao final do ano, no critério de medição de nossos *covenants* financeiros, estável em relação ao ano anterior. Vale ressaltar que as reduções nas taxas de juros verificadas ao longo do ano estão beneficiando a Companhia, que tem cerca de 3/4 de sua dívida atrelada ao CDI.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Além disso, a Companhia apresentou inúmeros avanços e conquistas ao longo do ano. Foram promovidas revisões organizacionais com objetivo de simplificar os processos e estrutura da Companhia, visando maior foco nos negócios. Vale destacar também a criação da Envo, voltada para o mercado de geração distribuída solar para residências e clientes comerciais de pequeno porte, a entrega do projeto Morro Agudo (transmissão), a inauguração do complexo eólico Pedra Cheirosa (48 MW de capacidade instalada), o elevado valor de investimentos na base de ativos das distribuidoras CPFL Paulista, RGE e RGE Sul, que passarão pelo processo de revisão tarifária em 2018, a conquista do prêmio ABRADÉE pela CPFL Santa Cruz como melhor distribuidora nacional em sua categoria e pela RGE como melhor distribuidora da região Sul, a integração da RGE Sul, o lançamento do "CPFL Inova", programa de inovação aberta criado pela CPFL em parceria com a Endeavor Brasil, entre outros.

Cabe ressaltar ainda que a CPFL promoveu a incorporação das distribuidoras CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista e CPFL Mococa (em conjunto, as "Incorporadas") pela CPFL Jaguari ("Incorporadora"). O agrupamento das concessões das 5 empresas se realizou mediante incorporação do acervo patrimonial das Incorporadas pela Incorporadora em 31 de dezembro de 2017.

A alienação do controle da Companhia foi concluída no dia 23 de janeiro de 2017, quando a State Grid tornou-se acionista controladora da CPFL Energia, com participação acionária de 54,64%. Em virtude do fechamento da transação que resultou na alienação direta do controle da CPFL Energia e em atendimento à regulamentação aplicável, a State Grid realizou oferta pública para aquisição da totalidade das ações ordinárias de titularidade dos acionistas remanescentes da CPFL Energia em 30 de novembro de 2017. Conforme informado no Fato Relevante e no Comunicado ao Mercado divulgados em 30 de novembro e em 5 de dezembro de 2017, respectivamente, como resultado do leilão, a State Grid adquiriu 408.357.085 ações ordinárias de emissão da Companhia, representativas de 88,44% do total de ações objeto da OPA e 40,12% do capital social da Companhia. As ações ordinárias foram adquiridas pelo preço de R\$ 27,69, totalizando o valor de R\$ 11.307.407.683,65. A State Grid passou a deter, em conjunto com a ESC Energia, 964.521.902 ações ordinárias de emissão da Companhia, elevando sua participação conjunta de 54,64% para 94,75% do capital social total da Companhia.

A Companhia continuou trabalhando em iniciativas de valor para seus acionistas e em seu plano de investimentos (cerca de R\$ 2,1 bilhões para 2018 e mais de R\$ 11,4 bilhões para os próximos 5 anos), com disciplina financeira, empenho e comprometimento de suas equipes e a confiança de seus acionistas controladores, reforçando o compromisso do grupo CPFL com sua estratégia de desenvolvimento de longo prazo.

▪ 2016

O ano de 2016 foi marcado por grandes mudanças para a CPFL Energia. Após três meses de transição, Andre Dorf assumiu a presidência do Grupo no dia 1º de julho, em substituição a Wilson Ferreira Junior, com a missão de liderar a nova fase de crescimento e assegurar que processos e sistemas se tornem cada vez mais simples e eficientes, garantindo maior agilidade à empresa, a fim de enfrentar desafios e aproveitar as oportunidades de crescimento e geração de valor.

Em 31 de outubro, a CPFL Energia retomou o processo de consolidação do setor elétrico com a conclusão da aquisição da AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. ("AES Sul"), que passou a se chamar RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("RGE Sul"), uma distribuidora que à época atendia aproximadamente de 1,3 milhão de clientes em 118 municípios do Rio Grande do Sul. Com esse passo, a CPFL Energia ampliou sua escala e presença naquele estado, atendendo 382 municípios e alcançando um *market share* de 65%. No Brasil, a CPFL Energia passou a atender cerca de 9 milhões de clientes em 9 concessionárias nas regiões Sul e Sudeste.

Em meio a essas mudanças, a CPFL Energia seguiu sua trajetória de crescimento. Em 2016, novos projetos de energia renovável entraram em operação: em maio, foi a vez da PCH Mata Velha, com 24 MW de capacidade instalada, enquanto os Complexos Eólicos Campo dos Ventos e São Benedito tiveram sua entrada gradual ao longo do ano, com obras encerradas em dezembro, totalizando 231 MW de capacidade instalada.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Ainda no segmento de geração, no tema do risco hidrológico (GSF), foi concluída a repactuação da usina de Baesa (Energética Barra Grande Energia), protegendo-a de 100% dos efeitos do GSF até o final dos contratos regulados. A estratégia de repactuar esse risco teve por objetivo devolver a previsibilidade e estabilidade dos fluxos de caixa dos geradores hidrelétricos.

No segmento de distribuição, a Companhia continuou impactada pela retração econômica, que afetou o consumo na área de concessão. O cenário macroeconômico desfavorável também influenciou os níveis de inadimplência, exigindo que a Companhia fortalecesse suas ações de cobrança, incrementando o número de cortes, cobranças e negativas, entre outras ações.

No âmbito financeiro, o lucro líquido consolidado atingiu R\$879 milhões em 2016. Além disso, é importante destacar que a alavancagem chegou a um patamar de 3,21x dívida líquida/EBITDA ao final de 2016, refletindo a consistente monetização de ativos financeiros setoriais ao longo do ano. Em dezembro, as distribuidoras do Grupo, incluindo a RGE Sul, acumulavam um passivo financeiro setorial de R\$ 891 milhões, reflexo dos reajustes tarifários e da redução de custos com compra de energia e encargos verificados ao longo de 2016. Em sentido contrário, a aquisição da RGE Sul pressionou esse indicador.

Cabe ressaltar ainda que seis das nove distribuidoras – CPFL Piratininga, CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Mococa e CPFL Jaguari – passaram pelo 4º ciclo de Revisão Tarifária, auferindo benefícios relacionados aos investimentos realizados no ciclo anterior e às melhores condições oferecidas no novo ciclo. Ainda a respeito de tarifas, foi aplicada bandeira verde em grande parte do ano de 2016, o que contribuiu para menores tarifas.

A sobrecontratação das distribuidoras brasileiras, tema regulatório de grande importância, foi amplamente discutida pelos agentes em 2016 e muitos avanços já foram obtidos. Diversas medidas foram tomadas para mitigação de sobras e definição de seu caráter involuntário, tais como o tratamento de sobras involuntárias decorrentes de quotas, a viabilização de acordos bilaterais entre geradores e distribuidoras, o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficit - MCSD de energia nova e as mudanças nas regras dos leilões.

A Lei nº 13.360/2016 também implantou mudanças importantes para o setor, com impactos e oportunidades para os diferentes segmentos de negócio. A segurança de um marco regulatório sólido é fundamental para que haja uma retomada de investimentos e crescimento sustentável no longo prazo.

– b) estrutura de capital:

Estrutura de Capital	Em 31 de dezembro de		
	2018	2017	2016
Capital próprio ⁵	30%	27%	25%
Capital de terceiros ⁶	70%	73%	75%

Em 31 de dezembro de 2018, a estrutura de capital da Companhia era representada por 30% de capital próprio e 70% de capital de terceiros. Não houve variação significativa nesta composição nos últimos 3 exercícios sociais.

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

Liquidez e Recursos de Capital

▪ *Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018*

⁵ Capital próprio obtido pela razão do patrimônio líquido sobre o total do ativo.

⁶ Capital de terceiros obtido pela razão do passivo circulante e não circulante sobre o total do ativo.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Em 31 de dezembro de 2018, nosso capital de giro refletia um montante positivo (excedente do ativo circulante em relação ao passivo circulante) de R\$ 987 milhões, um aumento de R\$ 2.785 milhões quando comparado com o déficit de R\$ 1.797 milhões em 31 de dezembro de 2017.

Esse aumento se deu basicamente decorrente:

- redução dos saldos circulantes de empréstimos e debêntures, incluindo juros incorridos, em R\$1.929 milhões;
- aumento de R\$1.160 milhões de ativos e passivos setoriais, passando de uma posição ativa de R\$ 171 milhões em 2017 para R\$ 1.331 milhões em 2018;
- redução de R\$899 milhões de fornecedores;
- redução de R\$431 milhões de encargos setoriais; e
- aumento de R\$247 milhões de contas a receber de consumidores, concessionárias e permissionárias.

Compensados parcialmente por (i) redução de caixa e equivalentes no valor de R\$1.358 milhões, em função principalmente de geração de caixa operacional de R\$857 milhões, compensado pelo uso de caixa de R\$ 364 milhões em atividades de financiamento e uso de caixa de R\$ 1.851 milhões em atividades de investimento; (ii) aumento de R\$ 235 milhões no saldo de dividendos; e (iii) redução de R\$ 132 milhões nos instrumentos financeiros derivativos, líquidos.

A tabela abaixo resume as obrigações contratuais e os compromissos pendentes em 31 de dezembro de 2018 (inclui outras obrigações contratuais de longo prazo):

Obrigações contratuais em 31 de dezembro de 2018:	Pagamentos devidos por período (milhões R\$)				
	Total	Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos
Fornecedores	2.731	2.398	195	-	138
Empréstimos, debêntures e financiamentos - principal e encargos ¹	25.280	4.678	11.518	5.122	3.962
Uso do bem público ¹	253	21	36	48	148
Entidade de previdência privada ²	1.459	165	363	359	573
Taxas regulamentares	151	151	-	-	-
Outros	288	226	3	3	56
Total dos itens do Balanço Patrimonial ¹	30.162	7.638	12.115	5.532	4.877
Arrendamento e aluguéis	46	9	14	13	10
Contratos de compra de energia ³	139.927	14.527	26.410	27.062	71.928
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão ⁴	47.611	2.461	6.500	8.296	30.353
Prêmio de risco – repactuação do risco hidrológico ⁵	416	8	44	52	312
Projetos de construção de usina ⁶	41	39	2	-	-
Fornecedores -Suprimentos	2.224	125	281	317	1.500
Outros compromissos relacionados à concessão	261	13	29	32	187
Total de outros compromissos	190.525	17.183	33.278	35.772	104.291
Total das Obrigações Contratuais	220.687	24.821	45.394	41.304	109.168

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. Futuras contribuições estimadas para os planos de pensão.
3. Valores a pagar nos termos de contratos de compra de energia elétrica de longo prazo, que estão sujeitas a variações de preços e estabelecem a renegociação em determinadas circunstâncias. A tabela representa os valores a serem pagos pelos volumes contratados aplicando-se os preços ao final do ano 2018. Veja item 10.2.b Preços para a Energia Elétrica Adquirida deste Formulário e a nota explicativa 33 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.
4. Despesas estimadas com encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão, até o fim do período de concessão.
5. Despesas estimadas por pagamentos de prêmio de risco de cobertura do risco hidrológico (GSF).
6. Os projetos de construção de usinas de energia incluem compromissos assumidos basicamente para disponibilizar fundos para a construção e aquisição de concessão relacionada a controladas do segmento de energia renovável.

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

- Investimentos para continuar a melhorar e expandir os nossos sistemas de distribuição e concluir nossos projetos de geração de energia renovável;
- Amortizar ou refinar dívidas a vencer. Em 31 de dezembro de 2018, possuíamos um saldo de dívida não amortizado com vencimento programado para os próximos 12 meses de R\$ 3.363 milhões; e

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

- Pagamento de dividendos. Pagamos R\$ 279 milhões de dividendos em 2018. O pagamento exclui os dividendos pagos de nossas controladas para os acionistas não controladores.

A Companhia e suas controladas possuem capacidade financeira para fazer frente a seus passivos não circulantes. Uma das principais estratégias utilizadas para gerir os passivos de longo prazo é chamada de *pre-funding*, ou seja, a Companhia antecipa-se nas necessidades de caixa para o horizonte de 18 a 24 meses e prioriza a liquidez de caixa.

O índice de liquidez geral⁷ da Companhia tem apresentado evolução nos últimos três anos, foi de 0,717 em 2018 e 0,661 em 2017, representando uma redução de 3,7% em relação ao índice de 2017 que foi de 0,687.

Fontes de Recursos

Nossas principais fontes de recursos derivam de nossa geração de caixa operacional e financiamentos.

Fluxo de Caixa

Nosso caixa líquido gerado pelas atividades operacionais foi de R\$857 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2018, comparado a R\$ 2.034 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2017 (uma redução de R\$1.177 milhões ou 57,9%). A redução reflete principalmente:

- (i) um aumento líquido de R\$ 823 milhões em ativos operacionais, motivado principalmente por ativos financeiros setoriais (R\$421 milhões), dividendos e juros sobre capital recebido (R\$ 419 milhões) e contas a receber de consumidores (R\$284 milhões), parcialmente compensadas por uma redução nos depósitos judiciais (R\$271 milhões) e ativos financeiros de concessão - empresas de transmissão (R\$57 milhões);
- (ii) uma redução líquida de R\$782 milhões na geração de caixa decorrente de aumentos nos passivos operacionais, principalmente devido a contas a pagar (R\$1.415 milhões) e encargos regulatórios (R\$646 milhões), parcialmente compensados por um aumento de R\$1.025 milhões no passivo financeiro setorial, outros impostos e contribuições sociais (R\$202 milhões) e contas a pagar de valores provisionados pela Conta CDE (R\$54 milhões);
- (iii) um aumento de R\$413 milhões no lucro líquido, ajustado pela reconciliação de caixa líquido; e
- (iv) uma redução de R\$15 milhões no consumo de caixa, composta por uma redução de R\$ 493 milhões no pagamento de juros, parcialmente compensada por um aumento de R\$ 478 milhões no imposto de renda e contribuição social.

Nosso caixa líquido proveniente das atividades de financiamento registrou um consumo de caixa de R\$364 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2018 comparado a um consumo de caixa de R\$ 2.440 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2017. Este aumento de R\$2.076 milhões resultou de:

⁷ Índice de liquidez geral representa a razão do ativo total, excluindo-se os montantes de investimento, imobilizado, ativo contratual e intangível, pelo passivo total.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

- (i) um aumento de R\$6.213 milhões em captação de recursos de empréstimos e debêntures; e
- (ii) uma redução de R\$4.285 milhões relacionados a pagamentos de empréstimos, financiamentos, debêntures e derivativos.

▪ **Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2017**

Em 31 de dezembro de 2017, nosso capital de giro refletia um déficit (excedente do passivo circulante em relação ao ativo circulante) de R\$ 1.797 milhões, uma redução de R\$ 4.158 milhões quando comparado com o superávit de R\$ 2.361 milhões em 31 de dezembro de 2016.

Essa redução se deu basicamente decorrente da redução do caixa e equivalentes de caixa de R\$ 2.915 milhões (com as razões descritas no item 10.1.h a seguir), somado ao aumento das parcelas de empréstimos, financiamentos e debêntures de curto prazo de R\$ 1.870 milhões.

Outras variações que contribuíram para a redução do capital de giro:

- Aumento das contas a pagar de fornecedores de R\$ 569 milhões decorrente basicamente da energia elétrica adquirida (R\$ 380 milhões), encargos do uso da rede elétrica (R\$ 130 milhões), energia livre (R\$ 13 milhões), materiais e serviços (R\$ 105 milhões), compensado pela redução com encargos de serviço do sistema de distribuição/transmissão (R\$ 60 milhões);
- Aumento das obrigações com taxas regulamentares de R\$ 216 milhões; e
- Aumento de outras contas a pagar líquidas de R\$ 169 milhões.

Compensados parcialmente por:

- Aumento das contas a receber de consumidores, concessionárias e permissionárias de R\$ 535 milhões;
- Aumento de derivativos ativo de R\$ 281 milhões; e
- Aumento do ativo financeiro setorial (líquido da redução do passivo financeiro setorial) de R\$ 768 milhões.

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

- Investimentos para continuar a melhorar e expandir os nossos sistemas de distribuição e concluir nossos projetos de geração de energia renovável;
- Amortizar ou refinarar dívidas a vencer. Em 31 de dezembro de 2017, possuíamos um saldo de dívida não amortizado com vencimento programado para os próximos 12 meses de R\$ 5.293 milhões; e
- Pagamento de dividendos. Pagamos R\$ 221 milhões de dividendos em 2017. O pagamento exclui os dividendos pagos de nossas controladas para os acionistas não controladores.

A Companhia e suas controladas possuem capacidade financeira para fazer frente a seus passivos não circulantes. Uma das principais estratégias utilizadas para gerir os passivos de longo prazo é chamada de *pre-funding*, ou seja, a Companhia antecipa-se nas necessidades de caixa para o horizonte de 18 a 24 meses e prioriza a liquidez de caixa.

O índice de liquidez geral⁸ da Companhia foi de 0,661 em 2017, representando um suave aumento de 4,2% em relação ao índice de 2016.

Nosso caixa líquido gerado através de atividades financeiras registrou um consumo de caixa de R\$2.440 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2017, em comparação ao consumo

⁸ Índice de liquidez geral representa a razão do ativo total, excluindo-se os montantes de investimento, imobilizado, ativo contratual e intangível, pelo passivo total.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

de caixa de R\$337 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2016. Esse aumento de R\$2.103 milhões reflete:

- (i) um aumento de R\$1.517 milhões relativos a pagamentos de empréstimos, financiamentos, debêntures e derivativos;
- (ii) um aumento de R\$105 milhões relativos a pagamento de dividendos; e
- (iii) uma redução de R\$376 milhões na captação de recursos de empréstimos e debêntures.

Nosso caixa líquido proporcionado pelas atividades operacionais foi de R\$2.034 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2017, em comparação a R\$4.634 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2016 (um decréscimo de R\$2.600 milhões ou 56,1%). O decréscimo reflete principalmente:

- (i) um aumento de R\$491 milhões no lucro líquido, ajustado para a reconciliação do caixa líquido;
- (ii) aumento líquido de R\$4.244 milhões no ativo operacional (que representa um decréscimo no caixa proporcionado pelas atividades operacionais), impulsionado sobretudo pelos Ativos Financeiros setoriais (R\$2.919 milhões), recebíveis de consumidores (R\$517 milhões) e depósitos-caução (R\$1.004 milhões), parcialmente compensados por um decréscimo de R\$647 milhões em dividendos e juros sobre o capital recebido;
- (iii) aumento líquido de R\$891 milhões na geração de caixa em decorrência de aumentos no passivo operacional, primordialmente em decorrência de exigíveis (R\$1.349 milhões) e encargos reguladores (R\$730 milhões), parcialmente compensados por um decréscimo de R\$1.378 milhões no Passivo Financeiro Setorial; e
- (iv) um decréscimo de R\$262 milhões de consumo de caixa de imposto de renda e contribuições sociais (R\$538 milhões), compensado pelos pagamentos de juros (R\$275 milhões).

– 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.

Nos exercícios sociais encerrados em 2018, 2017 e 2016, as controladas da CPFL Energia captaram recursos principalmente para financiar os investimentos do setor de geração e distribuição, bem como reforçar o capital de giro das empresas.

Foram contratados novos empréstimos junto ao BNDES, captações com instituições financeiras na modalidade de empréstimos em moeda estrangeira e emissões de debêntures.

A política de liquidez do grupo é pautada em manter recursos para cobrir as obrigações de curto prazo previstas no cenário base, considerando a execução do plano de *funding* para necessidades de caixa para o ano corrente. Caso ocorra necessidade adicional de caixa, a CPFL tem fácil acesso ao mercado de capitais para captar recursos para cobrir essas necessidades adicionais.

Utilizando esta estratégia, o grupo CPFL busca reduzir a exposição de fluxo de caixa assim como reduzir a exposição ao risco de taxas de juros, além de manter a liquidez e um bom perfil de endividamento por meio do alongamento do prazo médio da dívida e redução do seu custo.

Para informações mais detalhadas sobre as fontes de financiamento utilizadas pela Companhia, vide alínea (f) deste item 10.1.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Endividamento total (representado por empréstimos e debêntures)

2018 em comparação a 2017

O endividamento total apresentou um aumento de R\$ 208 milhões, ou 1,0%, de 31 de dezembro de 2017 para 31 de dezembro de 2018, com a amortização de principal de empréstimo e debêntures no montante de R\$ 10.204 milhões compensada pela captação de R\$9.611 milhões de empréstimos e debêntures.

As principais captações foram:

- Emissão de debêntures no total de R\$ 1.590 milhões pela CPFL Geração; R\$1.380 milhões pela CPFL Paulista; R\$520 milhões pela RGE; R\$412 milhões pela CPFL Piratininga e R\$220 milhões pela Rio Grande Energia S.A. para planos de investimentos, pagamentos de dívidas, refinanciamento de dívidas e reforço de capital de giro.
- Captação para capital de giro, em dívida expressa em dólares norte-americanos, pelas nossas subsidiárias CPFL Paulista (R\$801 milhões); RGE (R\$1.129 milhões); Rio Grande Energia S.A. (R\$627 milhões) e CPFL Piratininga (R\$394 milhões) para planos de investimentos, pagamentos de dívidas, refinanciamento de dívidas e reforço de capital de giro.
- Emissão de debêntures pela controlada da CPFL Renováveis no valor de R\$ 150 milhões e captação de recursos no valor de R\$ 324 milhões para o plano de investimentos da controlada; e
- Captação no valor de R\$ 16 milhões em moeda local pela nossa subsidiária CPFL Renováveis para capital de giro.

O endividamento bruto em 31 de dezembro de 2018 quando comparado a 2017 apresenta um suave aumento de R\$ 136 milhões, passando para R\$ 19.752 milhões.

2017 em comparação a 2016

O endividamento total apresentou uma redução de R\$ 1.875 milhões, ou 8,5%, de 31 de dezembro de 2016 para 31 de dezembro de 2017 alcançando R\$ 20.169 milhões (não considerados os derivativos), com a amortização de principal de empréstimo e debêntures no montante de R\$ 5.273 milhões compensada pela captação de R\$ 3.398 milhões de empréstimos e debêntures.

As principais captações foram:

- Emissão de debêntures no total de R\$ 1.606 milhões, pelas controladas CPFL Paulista (R\$ 700 milhões), RGE (R\$ 380 milhões), CPFL Piratininga (R\$ 306 milhões) e RGE Sul (R\$ 220 milhões) para planos de investimentos, refinanciamento de dívidas e reforço de capital de giro.
- Emissão de debêntures pelas controlada da CPFL Renováveis no montante de R\$ 350 milhões para plano de investimentos da controlada;
- Emissão de debêntures pela controlada CERAN no montante de R\$ 530 milhões para transferência de recursos aos acionistas;
- Empréstimos do BNDES por meio do FINAME, no valor total de R\$ 167 milhões para cumprir o plano de investimento para nossas subsidiárias de geração renovável (R\$ 150 milhões), bem como para aquisição de máquinas e equipamentos para nossas subsidiárias de atividades de outros serviços (R\$ 11 milhões);
- Captação de recursos no valor de R\$ 180 milhões em moeda nacional pelas nossas subsidiárias CPFL Renováveis (R\$ 135 milhões) e CPFL Serviços (R\$ 45 milhões) para capital de giro; e
- Captação, ainda, para capital de giro no valor de R\$ 569 milhões, em dívida expressa em dólares norte-americanos, pela nossa subsidiária de comercialização CPFL Brasil (R\$ 400 milhões) e nossa subsidiária de distribuição RGE (R\$ 169 milhões).

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

O endividamento bruto apresenta uma redução de R\$ 1.742 milhões, passando para cerca de R\$ 19.615 milhões.

- **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 2019 e 2020, esperamos continuar a nos beneficiar das oportunidades de financiamento oferecidas pelo mercado através da emissão de debêntures e dívida para capital de giro, tanto interna como externa, e as oferecidas pelo governo por meio de linhas de financiamento fornecidas pelo BNDES, para expandir e modernizar o sistema de energia das distribuidoras, para realizar novos investimentos no segmento de geração.

- **f) níveis de endividamento e as características de tais dívidas:**

2018

Em 31 de dezembro de 2018, nosso endividamento total (incluindo encargos e excluindo derivativos) era de R\$ 20.377 milhões. Deste total, R\$ 5.631 milhões ou 27,6% estavam expressos em moeda estrangeira, substancialmente dólares norte-americanos. Foram contratadas operações de *swap* de modo a reduzir nossa exposição às taxas de câmbio que decorrem de parte dessas obrigações. O montante de R\$ 3.363 milhões de nosso endividamento tinha vencimento em 12 meses.

2017

Em 31 de dezembro de 2017, nosso endividamento total (incluindo encargos e excluindo derivativos) era de R\$ 20.169 milhões. Deste total, R\$ 4.858 milhões ou 24,1% estavam expressos em moeda estrangeira, substancialmente dólares norte-americanos. Foram contratadas operações de *swap* de modo a reduzir nossa exposição às taxas de câmbio que decorrem de parte dessas obrigações. O montante de R\$ 5.293 milhões de nosso endividamento tinha vencimento em 12 meses.

2016

Em 31 de dezembro de 2016, nosso endividamento total (incluindo encargos e excluindo derivativos) era de R\$ 22.044 milhões. Deste total, R\$ 5.502 milhões ou 25,0% estavam expressos em moeda estrangeira, em dólares norte-americanos e euros. Foram contratadas operações de *swap* de modo a reduzir nossa exposição às taxas de câmbio que decorrem de parte dessas obrigações. O montante de R\$ 3.429 milhões de nosso endividamento tinha vencimento em 12 meses.

i. contratos de empréstimo e financiamento relevantes

Principais Contratos de Financiamentos em 2018 (incluindo encargos):

Nossas categorias de endividamento são como segue:

Pós fixado. Em 31 de dezembro de 2018, havia diversos empréstimos pós fixados, totalizando R\$4.969 milhões, sendo os índices TLP e TJLP (R\$4.348 milhões), CDI e Selic (R\$500 milhões) e outros financiamentos (R\$121 milhões). Estes empréstimos são denominados em reais. A parte mais significativa destes empréstimos são relacionados a: (i) TJP e TJLP para nossa subsidiária indireta CPFL Renováveis (R\$2.894 milhões) e nossas distribuidoras CPFL Paulista, CPFL Piratininga, CPFL Santa Cruz e Rio Grande Energia S.A. (R\$1.439 milhões); e (ii) empréstimos vinculados a CDI da CPFL Renováveis (R\$268 milhões).

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Pré-fixado. Em 31 de dezembro de 2018, havia diversos empréstimos pré-fixados totalizando R\$893 milhões. Estes empréstimos são denominados em reais. A parte mais significativa destes empréstimos são da CPFL Renováveis R\$543 milhões.

Debêntures. Em 31 de dezembro de 2018, havia diversas debêntures totalizando R\$8.941 milhões sendo várias series emitidas pela CPFL Energia, CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE, CPFL Santa Cruz, CPFL Brasil, CPFL Geração e CPFL Renováveis.

Dívidas denominadas em moeda estrangeira. Em 31 de dezembro de 2018, possuíamos o equivalente a R\$ 5.631 milhões de outras dívidas denominadas em moeda estrangeira, substancialmente dólares norte-americanos (R\$4.774 milhões ou US\$ 1.232 milhões). Contratamos swap visando reduzir nossa exposição a taxas de câmbio decorrentes dessas obrigações.

Principais Contratos de Financiamentos em 2017 (incluindo encargos):

- **BNDES.** Em 31 de dezembro de 2017, tínhamos R\$ 4.549 milhões de saldo devedor em diversas linhas de financiamentos liberados pelo BNDES. Esses empréstimos são denominados em Reais que dizem respeito a empréstimos para nossas subsidiárias de geração CPFL Renováveis (R\$3.543 milhões); financiamento de programas de investimento de nossas distribuidoras (R\$ 944 milhões), principalmente CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE, e empréstimos de nossas subsidiárias, CPFL Serviços, CPFL Eficiência Energética e CPFL Piracicaba (R\$ 62 milhões).
- **Debêntures.** Em 31 de dezembro de 2017, o saldo devedor em debêntures era de R\$ 9.177 milhões, dividido em diversas séries de debêntures emitidas pela Companhia e suas controladas CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE, RGE Sul, CPFL Santa Cruz, CPFL Brasil, CPFL Geração, CPFL Renováveis e CERAN.
- **Capital de giro.** Em 31 de dezembro de 2017, existia um saldo de R\$ 859 milhões de empréstimos de capital de giro indexados em CDI para nossas subsidiárias CPFL Santa Cruz, CPFL Geração e CPFL Serviços.
- **Outras Dívidas denominadas em Reais.** Em 31 de dezembro de 2017, tínhamos um saldo devedor de R\$ 757 milhões, nos termos de diversas outras linhas de crédito denominadas em real. Esses empréstimos referem-se principalmente à CPFL Renováveis (R\$ 682 milhões) e às nossas subsidiárias de distribuição (R\$ 25 milhões). A maioria destes empréstimos é corrigida com base no CDI ou no TJLP e têm juros a diversas taxas.
- **Dívidas denominadas em moeda estrangeira.** Em 31 de dezembro de 2017, possuíamos o equivalente a R\$ 4.858 milhões de outras dívidas denominadas em moeda estrangeira, substancialmente dólares norte-americanos. Contratamos swap visando reduzir nossa exposição a taxas de câmbio decorrentes dessas obrigações.

Além disso, os contratos de empréstimos e financiamentos mencionados acima também consideram os contratos de capital de giro em 31 de dezembro de 2018, equivalentes a R\$ 639 milhões e os contratos do BNDES equivalem a R\$ 4.931 milhões.

Principais Contratos de Financiamentos em 2016 (incluindo encargos):

- **BNDES.** Em 31 de dezembro de 2016, tínhamos R\$ 5.471 milhões de saldo devedor em diversas linhas de financiamentos liberados pelo BNDES. Esses empréstimos são denominados em Reais que dizem respeito a empréstimos para nossas subsidiárias de geração CPFL Renováveis e CERAN (R\$ 3.987 milhões); financiamento de programas de investimento de nossas distribuidoras (R\$ 1.387 milhões), principalmente CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE, e empréstimos de nossas subsidiárias, CPFL Serviços, CPFL Eficiência, CPFL Telecom, e CPFL Piracicaba (R\$ 97 milhões).

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

- *Debêntures.* Em 31 de dezembro de 2016, o saldo devedor em debêntures era de R\$ 9.000 milhões, dividido em diversas séries de debêntures emitidas pela Companhia e suas controladas CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE, RGE Sul, CPFL Santa Cruz, CPFL Brasil, CPFL Geração e CPFL Renováveis.
- *Capital de giro.* Em 31 de dezembro de 2016, existia um saldo de R\$ 1.354 milhões de empréstimos de capital de giro indexados em CDI para nossas subsidiárias de distribuição, geração e serviços.
- *Outras Dívidas denominadas em Reais.* Em 31 de dezembro de 2016, tínhamos um saldo devedor de R\$ 755 milhões, nos termos de diversas outras linhas de crédito denominadas em real. Esses empréstimos referem-se à CPFL Renováveis (R\$ 653 milhões) e às nossas subsidiárias de distribuição (R\$ 102 milhões). A maioria destes empréstimos é corrigida com base no CDI ou no TJLP e têm juros a diversas taxas.
- *Dívidas denominadas em moeda estrangeira.* Em 31 de dezembro de 2016, possuíamos o equivalente a R\$ 5.502 milhões de outras dívidas denominadas em moeda estrangeira, em dólares norte-americanos (USD 1.688 milhões) e euros. Contratamos swap visando reduzir nossa exposição a taxas de câmbio decorrentes dessas obrigações.

ii. outras relações de longo prazo com instituições financeiras

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

iii. grau de subordinação entre as dívidas

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

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

Condições restritivas dos empréstimos

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

As apurações são feitas anualmente ou semestralmente, conforme o caso. Como os índices máximo e mínimo variam entre os contratos, apresentamos abaixo os parâmetros mais críticos de cada índice, considerando todos os contratos vigentes em 31 de dezembro de 2018.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras individuais das controladas CPFL Paulista, CPFL Piratininga, CPFL Santa Cruz e RGE, detentoras dos contratos

- Dívida Líquida dividida pelo EBITDA menor ou igual a um índice que varia entre 3,50 e 3,75.
- Dívida Líquida dividida pela soma entre Patrimônio Líquido e Dívida Líquida menor ou igual a 0,9.

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

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

- 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.
- EBITDA dividido pelo resultado financeiro maior ou igual a 2,25.

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

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

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

Em 2018, a controlada CPFL Renováveis obteve do BNDES a não declaração de vencimento antecipado na hipótese de não cumprimento do ICSD nas demonstrações financeiras de sua subsidiária Bio Ester e dos índices financeiros ICSD, Dívida Líquida dividida pelo EBITDA e Patrimônio Líquido dividido pela soma entre Patrimônio Líquido e Dívida Líquida nas demonstrações financeiras de suas subsidiárias Bio Coopcana e Bio Alvorada. Adicionalmente, na mesma ocasião, a CPFL Renováveis também obteve a anuência para a exclusão da exigência de manutenção dos índices mencionados a partir do exercício de 2019.

Em 2018, a controlada CPFL Piratininga obteve do BNDES e bancos repassadores a autorização de dispensa da obrigação de apuração do índice financeiro Dívida Líquida dividida pelo EBITDA contidos nos contratos de financiamento, para o exercício findo em 31 de dezembro de 2018.

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 2018, exceto pelo mencionado acima acerca da controlada indireta CPFL Renováveis para a qual a controlada obteve as devidas aprovações das instituições financeiras.

No contexto de apuração de *covenants*, são utilizados as seguintes medições não contábeis:

- ICSD:** o Índice de Cobertura sobre o Serviço da Dívida é o resultado da divisão da Fluxo de caixa das atividades operacionais pelo pagamento de dívidas e juros do período;
- Capitalização própria:** é o resultado da divisão entre o Patrimônio Líquido pelo Ativo Total (Patrimônio líquido/ Total ativo);
- Endividamento geral:** o Endividamento Geral é o resultado da divisão entre a redução do Ativo Total pelo Patrimônio Líquido e Ativo Total (Total ativo – Patrimônio líquido)/ Total ativo); e
- Dívida Líquida** é o mesmo conceito do Endividamento Líquido.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

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 2018.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras individuais de subsidiárias da CPFL Renováveis, 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 CPFL Renováveis, para debêntures emitidas pela CPFL Renováveis 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 um índice que varia entre 3,0 e 3,75.
- EBITDA dividido pelo resultado financeiro maior ou igual a 2,25.

Em 19 de junho de 2018, a CPFL Renováveis obteve dos debenturistas a anuência para a exclusão da obrigação de cumprimento dos Índice de Cobertura de Serviço da Dívida e Índice de Cobertura de Serviço da Dívida da Operação referentes à 1ª emissão de debêntures da CPFL Renováveis.

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 2018, exceto pelo mencionado acima acerca da controlada indireta CPFL Renováveis, para a qual a controlada obteve as devidas aprovações das instituições financeiras.

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:

Modalidade	Aprovação	Empresa	31/12/2018	
			Limites contratados	Percentual utilizado
BNDDES Finem	2012	CPFL Renováveis	555.127	100%
BNDDES Finem	2012	CPFL Renováveis	2.000	71%
BNDDES Finame	2012	CPFL Renováveis	4.691	80%
BNDDES Finem	2013	CPFL Renováveis	391.245	91%
BNDDES Finem	2014	CPFL Renováveis	383.748	93%
BNDDES Finem	2015	CPFL Renováveis	764.109	83%
BNDDES Finem	2015	CPFL Renováveis	84.338	100%
BNDDES Finame	2017	CPFL Serviços	11.286	3%
BNDDES Finem	2018	CPFL Renováveis	144.500	83%
BNB FNE	2018	CPFL Renováveis	209.205	95%
BNDDES Finem	2018	CPFL Paulista	953.392	42%
BNDDES Finem	2018	CPFL Piratininga	347.264	51%
BNDDES Finem	2018	CPFL Santa Cruz	174.954	45%
BNDDES Finem	2018	RGE	550.571	46%
BNDDES Finem	2018	RGE Sul (RGE)	582.453	48%

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Modalidade	Aprovação	Empresa	31/12/2017	
			Limites contratados	Percentual utilizado
BNDES - FINEM XIX	2012	CPFL Renováveis	34.543	97% ¹
BNDES - FINEM XXI	2012	CPFL Renováveis	47.000	91% ¹
BNDES - FINAME I	2012	CPFL Renováveis	4.691	80%
BNDES - FINEM XVII	2012	CPFL Renováveis	555.127	100%
BNDES - FINEM XIII	2013	CPFL Renováveis	391.245	91%
BNDES - FINEP III	2013	CPFL Renováveis	23.031	30%
BNDES - FINEM XIII	2013	CPFL Renováveis	383.748	99%
BNDES - FINEP II	2014	CPFL Renováveis	88.095	12%
BNDES - FINEM	2014	CPFL Telecom	95.333	37%
BNDES - FINAME	2015	CPFL Serviços	6.011	86% ¹
BNDES - FINEM XXV	2015	CPFL Renováveis	84.338	98%
BNDES - FINEM XXVI	2015	CPFL Renováveis	764.109	83%
BNDES - FINEM XXVII	2015	CPFL Renováveis	69.491	100%
BNDES - FINAME	2016	CPFL Serviços	12.277	97% ¹
BNDES - FINAME	2017	CPFL Jaguarí	6.556	0%
BNDES - FINAME	2017	CPFL Serviços	11.286	0%
BNDES - FINEM XXVIII	2017	CPFL Renováveis	2.000	71%

Modalidade	Aprovação	Empresa	31/12/2016	
			Limites contratados	Percentual utilizado
BNDES - FINEM XIX	2012	CPFL Renováveis	34.543	97%
BNDES - FINEM XXI	2012	CPFL Renováveis	47.000	91%
BNDES - FINAME I	2012	CPFL Renováveis	4.691	80%
BNDES - CCB Santander	2013	CPFL Mococa	6.119	97% ¹
BNDES - FINEM XIII	2013	CPFL Renováveis	391.245	91%
BNDES - FINEP III	2013	CPFL Renováveis	23.031	30%
BNDES - FINEM XIII	2013	CPFL Renováveis	383.748	99%
BNDES - FINEM	2014	CPFL Santa Cruz	25.360	91% ¹
BNDES - FINEM I	2014	CPFL Leste Paulista	13.045	66% ¹
BNDES - FINEM	2014	CPFL Sul Paulista	12.280	74% ¹
BNDES - FINEM V	2014	CPFL Jaguarí	10.398	73% ¹
BNDES - FINEP II	2014	CPFL Renováveis	88.095	12%
BNDES - FINEM	2014	CPFL Telecom	95.333	37%
BNDES - FINEM VII	2014	CPFL Paulista	427.716	66% ¹
BNDES - FINEM VI	2014	CPFL Piratininga	194.862	73% ¹
BNDES - FINEM VII	2014	RGE	266.790	73% ¹
BNDES / FINAME	2015	CPFL Serviços	6.011	86%
BNDES - FINEM XXV	2015	CPFL Renováveis	84.338	98%
BNDES - FINEM XXVI	2015	CPFL Renováveis	764.109	64%
BNDES - FINEM XXVII	2015	CPFL Renováveis	69.103	98%
BNDES / FINAME	2016	CPFL Serviços	12.277	97%
BNDES / FINAME	2016	CPFL Eficiência	1.543	99%

– h) alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras

Nossa administração apresenta os balanços patrimoniais relacionados aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2018, 2017 e 2016 com a demonstração de todas as variações e comentários sobre as mais relevantes.

No que tange às variações de resultado, nossa administração apresenta uma ampla análise por grupo de resultado consolidado e por segmento no item 10.2.a.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Comentários sobre as variações mais relevantes do Ativo:

ATIVO	Balança Patrimonial Consolidado (em milhões de reais)							
	31/12/2018	AH%	AH-R\$	AV%	31/12/2017	AV%	31/12/2016	AV%
Circulante								
Caixa e equivalentes de caixa	1.891	-41,8%	(1.359)	4,5%	3.250	7,9%	6.165	14,6%
Consumidores, concessionárias e permissionárias	4.548	5,7%	247	10,8%	4.301	10,4%	3.766	8,9%
Dividendo e juros sobre o capital próprio	100	78,6%	44	0,2%	56	0,1%	73	0,2%
Imposto de renda e contribuição social a compensar	124	39,3%	35	0,3%	89	0,2%	144	0,3%
Outros tributos a compensar	288	-5,9%	(18)	0,7%	306	0,7%	260	0,6%
Derivativos	309	-30,4%	(135)	0,7%	444	1,1%	163	0,4%
Ativo financeiro setorial	1.331	530,8%	1.120	3,2%	211	0,5%	-	0,0%
Ativo financeiro da concessão	-	-100,0%	(24)	0,0%	24	0,1%	11	0,0%
Outros ativos	811	-9,9%	(89)	1,9%	900	2,2%	797	1,9%
Total do circulante	9.402	-1,9%	(179)	22,3%	9.581	23,2%	11.379	27,0%
Não circulante								
Consumidores, concessionárias e permissionárias	753	217,7%	516	1,8%	237	0,6%	203	0,5%
Mútuos entre coligadas, controladas e controladora	-	-100,0%	(9)	0,0%	9	0,0%	48	0,1%
Depósitos judiciais	854	1,7%	14	2,0%	840	2,0%	550	1,3%
Imposto de Renda e Contribuição Social a Compensar	68	11,5%	7	0,2%	61	0,1%	66	0,2%
Outros tributos a compensar	186	8,1%	14	0,4%	172	0,4%	133	0,3%
Ativo financeiro setorial	224	-36,9%	(131)	0,5%	355	0,9%	-	0,0%
Derivativos	348	70,6%	144	0,8%	204	0,5%	641	1,5%
Créditos fiscais diferidos	956	1,4%	13	2,3%	943	2,3%	923	2,2%
Ativo financeiro da concessão	7.430	13,5%	884	17,6%	6.546	15,9%	5.363	12,7%
Investimentos ao custo	117	0,0%	-	0,3%	117	0,3%	117	0,3%
Outros ativos	927	10,4%	87	2,2%	840	2,0%	766	1,8%
Investimentos	980	-2,2%	(22)	2,3%	1.002	2,4%	1.494	3,5%
Imobilizado	9.457	-3,4%	(330)	22,4%	9.787	23,7%	9.713	23,0%
Ativo contratual	1.046	100,0%	1.046	2,5%	-	0,0%	-	0,0%
Intangível	9.463	-10,6%	(1.127)	22,4%	10.590	25,7%	10.776	25,6%
Total do não circulante	32.809	3,5%	1.106	77,7%	31.702	76,8%	30.792	73,0%
Total do Ativo	42.212	2,3%	927	100,0%	41.283	100,0%	42.171	100,0%

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Caixa e equivalentes de caixa:

O saldo de R\$ 1.891 milhões em 31 de dezembro de 2018, que representa 4,5% do total do ativo, apresentou uma redução de 41,8% (R\$ 1.359 milhões), comparado a 31 de dezembro de 2017, decorrente:

- (i) da geração de caixa de R\$ 857 milhões oriunda das atividades operacionais, basicamente do lucro líquido ajustado, conforme apresentado na demonstração de fluxo de caixa do exercício (R\$ 5.920 milhões); das utilizações (i) do contas a receber de consumidores, concessionárias e permissionárias (R\$ 1.006 milhões); (ii) do ativo financeiro setorial líquido (R\$ 911 milhões); (iii) do contas a pagar com fornecedores (R\$ 849 milhões) e taxas regulamentares (R\$ 431 milhões); pelo pagamento (i) de encargos de dívidas e de debêntures (R\$ 1.353 milhões) e (ii) imposto de renda e contribuição social (R\$ 816 milhões) e pela redução de outros contas a receber e a pagar (R\$ 8 milhões); parcialmente compensados pelos dividendos recebidos de controladas em conjunto (R\$ 311 milhões);
- (ii) da utilização de caixa de R\$ 1.851 milhões nas atividades de investimentos basicamente pela aquisição de intangível e imobilizado (R\$ 1.786 milhões) principalmente pelos investimentos em infraestrutura de distribuição;
- (iii) do consumo de caixa de R\$ 364 milhões oriunda das atividades de financiamentos, decorrente: a) da amortização de empréstimos e debêntures líquidas das captações e liquidação de operações com derivativos (R\$ 50 milhões); b) dos dividendos pagos (R\$322 milhões); c) do direito exercido de compra de ações e alteração de participação exercido pelos acionistas minoritários da CPFL Renováveis (R\$ 8 milhões);

O saldo de R\$ 3.250 milhões em 31 de dezembro de 2017, que representa 7,9% do total do ativo, apresentou uma redução de 47,3% (R\$ 2.915 milhões), comparado a 31 de dezembro de 2016, decorrente:

- (i) do consumo de caixa de R\$ 2.509 milhões nas atividades de investimentos basicamente pela aquisição de intangível e imobilizado (R\$ 2.570 milhões) principalmente pelos investimentos em infraestrutura de distribuição e geração de energia renovável;
- (ii) do consumo de caixa de R\$ 2.440 milhões oriunda das atividades de financiamentos, decorrente: a) da amortização de empréstimos e debêntures líquidas das captações e liquidação de operações com derivativos (R\$ 1.977 milhões); b) dos dividendos pagos (R\$337 milhões); c) da redução de capital por acionistas não controladores em nossa controlada CERAN (R\$123 milhões); e
- (iii) compensada pela geração de caixa de R\$ 2.034 milhões oriunda das atividades operacionais, decorrente basicamente:
 - a. do lucro líquido ajustado, conforme apresentado na demonstração de fluxo de caixa do exercício (R\$ 5.507 milhões);
 - b. de dividendos recebidos de controladas em conjunto (R\$ 730 milhões);
 - c. do aumento de fornecedores (R\$566 milhões), basicamente pelo aumento de encargos e suprimento de energia elétrica (R\$ 450 milhões), de materiais e serviços (R\$ 105 milhões) e de energia livre (R\$ 13 milhões);
 - d. do aumento com taxas regulamentares (R\$ 216 milhões) basicamente decorrente de bandeiras tarifárias;
 - e. compensado pelos pagamentos de:
 - encargos de dívidas e debêntures (R\$ 1.846 milhões);
 - imposto de renda e contribuição social (R\$ 338 milhões); e
 - processos fiscais, cíveis e trabalhistas (R\$ 207 milhões); e pelas reduções
 - do ativo e passivo financeiro setorial (R\$ 1.515 milhões);
 - de depósitos judiciais (R\$ 248 milhões);

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

- tributos e contribuições sociais (R\$ 261 milhões);
- contas a receber de consumidores, concessionárias e permissionárias (R\$ 722 milhões); e
- e aumento de outros ativos e passivos operacionais líquidos (R\$ 153 milhões).

Consumidores, concessionárias e permissionárias:

O saldo de R\$ 5.301 milhões em 31 de dezembro de 2018 no circulante e não circulante, que representa 12,6% do total do ativo, apresentou um aumento de 16,8% (R\$ 763 milhões) comparado a 31 de dezembro de 2017, decorrente basicamente de montantes referentes a venda de energia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (R\$ 271 milhões) e do aumento geral de tarifas, compensado pela redução dos montantes referentes a venda de energia elétrica a outras empresas concessionárias e permissionárias (R\$ 111 milhões) pela subsidiária de comercialização CPFL Brasil.

O saldo de R\$ 4.538 milhões em 31 de dezembro de 2017 no circulante e não circulante, que representa 11,0% do total do ativo, apresentou um aumento de 14,3% (R\$ 569 milhões), comparado a 31 de dezembro de 2016, decorrente basicamente da venda de energia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (R\$ 123 milhões) e do aumento de venda de energia elétrica a outras empresas concessionárias e permissionárias (R\$ 126 milhões), pela subsidiária de comercialização CPFL Brasil.

Créditos e débitos fiscais diferidos:

O saldo dos débitos fiscais líquidos (passivo líquido) de R\$ 180 milhões em 31 de dezembro de 2018, apresentou uma redução de R\$ 127 milhões, comparado ao saldo dos débitos fiscais líquidos de R\$ 306 milhões de em 31 de dezembro de 2017, em função basicamente da redução de diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis de imposto de renda e contribuição social (R\$ 48 milhões) e dos prejuízos fiscais (R\$ 79 milhões).

O saldo dos débitos fiscais líquidos (passivo líquido) de R\$ 306 milhões em 31 de dezembro de 2017, apresentou uma redução de R\$ 95 milhões, comparado ao saldo dos débitos fiscais líquidos de R\$ 401 milhões em 31 de dezembro de 2016, em função basicamente da redução de diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis de imposto de renda e contribuição social (R\$ 105 milhões).

Ativo e passivo financeiro setorial:

O saldo positivo do ativo e passivo financeiro setorial líquido de R\$ 1.508 milhões em 31 de dezembro de 2018, apresentou um aumento de R\$ 991 milhões, em comparação ao saldo de R\$ 517 milhões registrados em 31 de dezembro de 2017, decorrente:

- dos itens da CVA (conta de compensação da variação dos valores de itens da parcela "A") no montante de R\$ 1.070 milhões, principalmente com o aumento da conta de desenvolvimento energético (CDE) de (R\$ 700 milhões) e repasse de Itaipu (R\$ 521 milhões) compensados com a redução do custo de energia elétrica (R\$ 387 milhões).
- de sobrecontratação (R\$ 334 milhões).

Compensado pela redução da neutralidade dos encargos setoriais (R\$ 194 milhões) e outros componentes financeiros (R\$ 219 milhões).

O saldo positivo do ativo e passivo financeiro setorial de R\$ 517 milhões em 31 de dezembro de 2017, apresentou um aumento de R\$ 1.432 milhões, em comparação ao saldo negativo do ativo e passivo financeiro setorial de R\$ 915 milhões registrados em 31 de dezembro de 2016, decorrente:

- dos itens da CVA (conta de compensação da variação dos valores de itens da parcela "A") no montante de R\$ 2.065 milhões, principalmente com o aumento do custo de

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

energia elétrica (R\$ 2.354 milhões) e repasse de Itaipu (R\$ 495 milhões) e com a redução dos encargos do serviço do sistema (ESS) e encargo de energia de reserva (EER) (R\$ 610 milhões);

- de outros componentes financeiros (R\$ 171 milhões); e
- compensado pela redução da neutralidade dos encargos setoriais (R\$ 162 milhões) e sobrecontratação (R\$ 642 milhões).

Ativo Financeiro da Concessão:

O saldo de R\$ 7.430 milhões em 31 de dezembro de 2018 no circulante e não circulante, que representam 17,6% do total do ativo, apresentou aumento de 13,1% quando comparado com 31 de dezembro de 2017 (R\$ 6.569 milhões) devido basicamente: (i) dos investimentos na infraestrutura dos serviços de distribuição de energia elétrica (R\$ 784 milhões), para ampliação, manutenção, melhoria, modernização e reforço do sistema elétrico; (ii) do ajuste de expectativa de fluxo de caixa das distribuidoras (R\$ 362 milhões); compensado (iii) pelos efeitos da adoção do IFRS 15 / CPC 47 nos casos das subsidiárias de transmissão (R\$ 239 milhões) e (iv) pelas baixas decorrentes da infraestrutura das distribuidoras (R\$ 46 milhões).

O saldo de R\$ 6.569 milhões em 31 de dezembro de 2017 no circulante e não circulante, que representam 15,9% do total do ativo, apresentou aumento de 22,2% quando comparado com 31 de dezembro de 2016 (R\$ 1.196 milhões) devido basicamente (i) dos investimentos na infraestrutura dos serviços de distribuição e transmissão de energia elétrica (R\$ 1.019 milhões), para ampliação, manutenção, melhoria, modernização e reforço do sistema elétrico; (ii) do ajuste de expectativa de fluxo de caixa das distribuidoras (R\$ 212 milhões); (iii) da atualização - ativo mensurado ao custo amortizado nos casos das subsidiárias de transmissão (R\$ 28 milhões); compensado (iv) pelas baixas decorrentes da infraestrutura das distribuidoras (R\$ 35 milhões); (v) recebimentos (RAP) da transmissora (R\$ 16 milhões), e (vi) pelo ajuste da finalização da combinação de negócios pela aquisição da RGE Sul (R\$ 12 milhões).

Imobilizado:

O saldo de R\$ 9.457 milhões em 31 de dezembro de 2018, que representa 22,4% do ativo total, apresentou redução de 3,4% (R\$ 331 milhões) comparado a R\$ 9.787 milhões em 31 de dezembro de 2017, em que o destaque são os investimentos de R\$ 296 milhões, na sua maior parte em projetos da CPFL Renováveis, compensados pelo efeito da depreciação dos ativos de R\$ 601 milhões.

O saldo de R\$ 9.787 milhões em 31 de dezembro de 2017, que representa 23,7% do ativo total, apresentou um pequeno aumento de 0,8% (R\$ 74 milhões) comparado a R\$ 9.713 milhões em 31 de dezembro de 2016, em que o destaque são os investimentos de R\$ 757 milhões, na sua maior parte em projetos da CPFL Renováveis, compensados pelo efeito da depreciação dos ativos de R\$ 598 milhões.

Ativo contratual:

As controladas de transmissão possuíam ativos anteriormente classificados como financeiros, "empréstimos e recebíveis", de acordo com os requerimentos do IAS 39 / CPC 38, compostos por dois componentes: o direito de recebimento de "Receita Anual Permitida – RAP" a ser recebida ao longo da concessão e a indenização ao término da concessão. Estes dois componentes passaram a ser classificados como ativo contratual a partir de 2018, de acordo com os requerimentos do IFRS 15 / CPC 47.

Intangível:

O saldo de R\$ 9.463 milhões em 31 de dezembro de 2018, que representa 22,4% do total do ativo, apresentou redução de 10,6% (R\$ 1.127 milhões), comparado a 31 de dezembro de 2017,

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

principalmente devido à redução de R\$ 825 milhões referente a aplicação do CPC 47 / IFRS 15 que alterou a classificação dos ativos de infraestrutura da concessão em curso das distribuidoras durante o período de construção ou de melhoria para ativo de contrato, e em função do reconhecimento da amortização do exercício de R\$ 1.001 milhões, parcialmente compensados com os investimentos para ampliação, manutenção, melhoria, modernização e reforço do sistema elétrico no montante de R\$ 742 milhões.

O saldo de R\$ 10.590 milhões em 31 de dezembro de 2017, que representa 25,7% do total do ativo, apresentou uma pequena redução de 1,7% (R\$ 186 milhões), comparado a 31 de dezembro de 2016, em função do reconhecimento da amortização do exercício de R\$ 936 milhões e da transferência para o ativo financeiro da concessão no montante de R\$ 972 milhões decorrente de adições no período parcialmente compensados com os investimentos para ampliação, manutenção, melhoria, modernização e reforço do sistema elétrico no montante de R\$ 1.908 milhões.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Comentários sobre as variações mais relevantes do Passivo:

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Balço Patrimonial Consolidado (em milhões de reais)									
	31/12/2018	AH%	AH-R\$	AV%	31/12/2017	AH%	AH-R\$	AV%	31/12/2016	AV%
Circulante										
Fornecedores	2.398	-27,3%	(899)	5,7%	3.297	20,9%	569	8,0%	2.728	6,5%
Empréstimos e financiamentos	2.446	-31,9%	(1.144)	5,8%	3.590	91,4%	1.714	8,7%	1.876	4,4%
Debêntures	917	-46,2%	(786)	2,2%	1.703	10,1%	156	4,1%	1.547	3,7%
Entidade de previdência privada	87	42,6%	26	0,2%	61	84,8%	28	0,1%	33	0,1%
Taxas regulamentares	151	-74,1%	(431)	0,4%	582	59,0%	216	1,4%	366	0,9%
Imposto de renda e contribuição social a pagar	100	23,5%	19	0,2%	81	42,1%	24	0,2%	57	0,1%
Outros impostos, taxas e contribuições	665	5,7%	36	1,6%	629	0,8%	5	1,5%	624	1,5%
Dividendo e juros sobre capital próprio	533	79,5%	236	1,3%	297	27,5%	64	0,7%	233	0,6%
Obrigações estimadas com pessoal	119	2,6%	3	0,3%	116	-12,1%	(16)	0,3%	132	0,3%
Derivativos	8	-20,0%	(2)	0,0%	10	66,7%	4	0,0%	6	0,0%
Passivo financeiro setorial	-	-100,0%	(40)	0,0%	40	-93,3%	(558)	0,1%	598	1,4%
Uso do bem público	12	9,1%	1	0,0%	11	0,0%	-	0,0%	11	0,0%
Outras contas a pagar	979	1,9%	18	2,3%	961	18,9%	153	2,3%	808	1,9%
Total do circulante	8.415	-26,0%	(2.963)	19,9%	11.379	26,2%	2.359	27,6%	9.018	21,4%
Não circulante										
Fornecedores	333	160,2%	205	0,8%	128	-1,5%	(2)	0,3%	130	0,3%
Empréstimos e financiamentos	8.990	21,5%	1.588	21,3%	7.402	-33,7%	(3.766)	17,9%	11.168	26,5%
Debêntures	8.023	7,4%	550	19,0%	7.473	0,3%	20	18,1%	7.453	17,7%
Entidade de previdência privada	1.157	31,5%	277	2,7%	880	-13,6%	(139)	2,1%	1.019	2,4%
Tributos e Contribuições Sociais	10	-47,4%	(9)	0,0%	19	-29,6%	(8)	0,0%	27	0,1%
Débitos fiscais diferidos	1.136	-9,1%	(114)	2,7%	1.250	-5,6%	(74)	3,0%	1.324	3,1%
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	979	1,9%	18	2,3%	961	15,4%	128	2,3%	833	2,0%
Derivativos	24	-71,8%	(61)	0,1%	85	-24,1%	(27)	0,2%	112	0,3%
Passivo financeiro setorial	47	487,5%	39	0,1%	8	-97,5%	(309)	0,0%	317	0,8%
Uso do bem público	90	7,1%	6	0,2%	84	-3,4%	(3)	0,2%	87	0,2%
Outras contas a pagar	475	11,2%	48	1,1%	427	38,2%	118	1,0%	309	0,7%
Total do não circulante	21.264	13,6%	2.547	50,4%	18.718	-17,8%	(4.062)	45,3%	22.780	54,0%
Patrimônio líquido										
Capital social	5.741	0,0%	-	13,6%	5.741	0,0%	-	13,9%	5.741	13,6%
Reservas de capital	469	0,2%	1	1,1%	468	0,0%	-	1,1%	468	1,1%
Reserva legal	901	12,9%	103	2,1%	798	8,0%	59	1,9%	739	1,8%
Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão	-	-100,0%	(827)	0,0%	827	17,6%	124	2,0%	703	1,7%
Reserva estatutária - reforço de capital de giro	3.528	173,1%	2.236	8,4%	1.292	136,6%	746	3,1%	546	1,3%
Dividendo	-	0,0%	-	0,0%	-	-100,0%	(8)	0,0%	8	0,0%
Resultado abrangente acumulado	(376)	-127,9%	(211)	-0,9%	(165)	29,8%	70	-0,4%	(235)	-0,6%
	10.263	14,5%	1.302	24,3%	8.961	12,4%	990	21,7%	7.971	18,9%
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores	2.270	2,0%	45	5,4%	2.225	-7,4%	(178)	5,4%	2.403	5,7%
Total patrimônio líquido	12.532	12,0%	1.347	29,7%	11.186	7,8%	812	27,1%	10.373	24,6%
Total do passivo e patrimônio líquido	42.212	2,3%	931	100,0%	41.283	-2,1%	(891)	100,0%	42.171	100,0%

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Fornecedores:

O saldo de R\$ 2.731 milhões em 31 de dezembro de 2018 no circulante e não circulante, que representa 6,5% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou uma redução de 20,3% (R\$ 694 milhões) comparado a 31 de dezembro de 2017, decorrente basicamente pela redução de suprimento de energia elétrica (R\$437 milhões) e de materiais e serviços (R\$ 283 milhões); compensado pelo aumento de encargos de serviço do sistema (R\$ 62 milhões) e energia livre (R\$ 9 milhões).

O saldo de R\$ 3.425 milhões em 31 de dezembro de 2017 no circulante e não circulante, que representa 8,3% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 19,9% (R\$ 567 milhões) comparado a 31 de dezembro de 2016, decorrente basicamente pelo aumento de encargos do uso do sistema elétrico e suprimento de energia elétrica (R\$ 451 milhões), de materiais e serviços (R\$ 105 milhões) e de energia livre (R\$ 13 milhões).

Empréstimos, financiamentos e debêntures:

O saldo de R\$ 20.376 milhões em 31 de dezembro de 2018, da dívida total incluindo os empréstimos, debêntures e respectivos encargos, que representam 48,3% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 1,03% (R\$ 208 milhões) comparado a R\$ 20.168 milhões em 31 de dezembro de 2017, decorrente basicamente da amortização de principal de empréstimos e debêntures de R\$10.204 milhões e pagamento de encargos no montante de R\$ 1.353 milhões, compensado pela captação de empréstimos e debêntures no montante de R\$ 9.611 milhões e pelo reconhecimento dos encargos e atualizações monetárias de R\$ 2.155 milhões.

O saldo de R\$ 20.169 milhões em 31 de dezembro de 2017, da dívida total incluindo os empréstimos, debêntures e respectivos encargos, que representam 48,9% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou uma redução de 8,51% (R\$ 1.875 milhões) comparado a R\$ 22.044 milhões em 31 de dezembro de 2016, decorrente basicamente da amortização de principal de empréstimos e debêntures de R\$ 5.273 milhões e pagamento de encargos no montante de R\$ 1.846 milhões, compensado pela captação de empréstimos e debêntures no montante de R\$ 3.398 milhões e pelo reconhecimento dos encargos e atualizações monetárias de R\$ 1.846 milhões.

As principais captações dos exercícios sociais encerrados em 2018, 2017 e 2016 estão divulgadas nas Demonstrações Financeiras.

Reserva de Capital:

O saldo de R\$ 469 milhões em 31 de dezembro de 2018, que representa 1,1% do total do passivo e patrimônio líquido, foi constituído em decorrência: (i) da combinação de negócios da DESA pela controlada CPFL Renováveis, em 2014, de R\$ 180 milhões; (ii) do efeito da oferta pública de ações da controlada CPFL Renováveis, em 2013, de R\$ 60 milhões e (iii) da combinação de negócios da CPFL Renováveis em 2011 de R\$ 228 milhões.

Reserva Legal:

A variação apresentada nos exercícios de 2018, 2017 e 2016 refere-se à constituição da Reserva Legal, que correspondente a 5% do Lucro Líquido.

Reserva estatutária – ativo financeiro da concessão:

Na AGE de 27 de abril de 2018 foi aprovada a extinção da reserva estatutária de ativo financeiro da concessão e a transferência do respectivo saldo de R\$ 827 milhões para a conta de lucros acumulados.

Reserva estatutária – reforço de capital de giro:

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Para o exercício de 2018, considerando o atual cenário com uma incipiente retomada econômica e, também considerando as incertezas quanto à hidrologia, a Administração da Companhia está propondo a destinação de R\$ 2.236 milhões à reserva estatutária - reforço de capital de giro. O saldo da reserva estatutária - reforço de capital de giro em 31 de dezembro de 2018 é de R\$ 3.528 milhões.

10.2 - Resultado Operacional E Financeiro

10.2 Comentários dos diretores sobre:

a) resultados das operações do emissor, em especial:

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

A rentabilidade dos nossos segmentos é variável. Nosso segmento de distribuição reflete primordialmente as vendas a consumidores cativos e cobrança pelo uso do sistema de distribuição (TUSD) junto a consumidores livres, cujos preços são estabelecidos pelo órgão regulador. A quantidade vendida varia principalmente em função de fatores externos, tais como: temperatura, massa salarial e atividade econômica do país. No que tange à representatividade de receitas, este segmento representou 79,9% no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018 da nossa receita operacional líquida (78,8% no exercício social encerrado em 31 de dezembro 2017 e 78,7% no exercício social encerrado em 31 de dezembro 2016), mas sua contribuição ao lucro líquido foi maior no exercício social encerrado em 31 de dezembro 2018, representando 64,3%, respectivamente do lucro líquido (53,5% no exercício social encerrado em 31 de dezembro 2017 e 46,3% no exercício social encerrado em 31 de dezembro 2016).

As contribuições dos segmentos de distribuição, geração convencional, geração renovável, comercialização e serviços para os segmentos de receita líquida e lucro líquido para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2018, 2017 e 2016 estão apresentados na tabela a seguir:

	Distribuição	Geração convencional	Geração renovável	Comercialização	Serviços
2018					
Receita operacional líquida	79,9%	4,1%	6,9%	12,4%	1,9%
Lucro (prejuízo) líquido	64,3%	34,5%	5,3%	2,4%	1,9%
2017					
Receita operacional líquida	78,8%	4,5%	7,3%	12,8%	1,8%
Lucro (prejuízo) líquido	53,5%	52,6%	1,6%	7,3%	4,4%
2016					
Receita operacional líquida	78,7%	5,2%	8,8%	10,9%	2,1%
Lucro (prejuízo) líquido	46,3%	57,4%	-16,0%	12,8%	6,1%

Nosso segmento de geração por fontes convencionais consiste, em grande parte, de usinas hidrelétricas, e o nosso segmento de geração de fontes renováveis consiste de parques eólicos e usinas termelétricas, de biomassa e pequenas centrais hidrelétricas. Todas as nossas fontes de geração requerem um elevado investimento em ativos imobilizados, e nos primeiros anos normalmente demandam financiamentos relevantes para construção. A partir do momento em que esses projetos se tornarem operacionais, eles resultarão em uma margem mais elevada (o percentual da receita operacional na receita bruta) do que a margem do segmento de distribuição; no entanto, contribuirão com despesas com juros e custos financeiros mais elevados. Por exemplo, no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2018, nosso segmento de geração por fontes renováveis representou 15,5% de nosso resultado do serviço, mas devido à significativa relevância das despesas financeiras incorridas no financiamento desses projetos, a contribuição do segmento para nosso lucro líquido foi bem menor, em 5,3%. Em 31 de dezembro de 2018, 1,9% do imobilizado de nosso segmento de geração de fontes renováveis estava em construção (2,6% em 31 de dezembro de 2017).

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

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

10.2 - Resultado Operacional E Financeiro

Nossos segmentos realizam compras e vendas de energia elétrica e serviços de valor agregado entre eles. Em especial, os segmentos de geração (por fontes convencionais e renováveis), de comercialização e serviços vendem energia e fornece serviços para nossas distribuidoras. Em nossas demonstrações consolidadas os resultados das transações inter-segmento são eliminadas. Entretanto, a análise dos resultados individuais dos segmentos seria inadequada e incorreta caso desconsideremos estas operações. Como consequência, as vendas entre os segmentos não foram eliminadas na discussão dos resultados por segmentos.

A partir de 2018, devido à maneira como nossa nova Administração monitora os resultados do segmento, (i) os ativos intangíveis adquiridos em operações de combinação de negócios que antes eram alocados aos respectivos segmentos começaram a ser apresentados na controladora na qual está registrada, no segmento. "Outras"; e (ii) as eliminações entre diferentes segmentos passaram a ser consideradas na coluna "eliminação" em vez de serem registradas em cada segmento. Para fins de comparação, as informações por segmento divulgadas para 2017 foram rerepresentadas usando o mesmo critério. As informações referentes a 2016 não foram rerepresentadas pois os efeitos são imateriais.

i. descrição de quaisquer componentes importantes da receita

Nossa receita operacional é proveniente das atividades de distribuição, geração (por fontes convencionais e renováveis), comercialização e serviços relacionados à energia, conforme abaixo:

- Distribuição: consiste, em grande parte, de fornecimento de energia elétrica para clientes cativos, bem como recebimento da tarifa referente ao uso da rede de distribuição;
- Geração: consiste na venda da energia gerada por fontes convencionais (hidrelétricas e termelétricas) e por fontes alternativas e renováveis, como PCH's, parques eólicos e termelétricas movidas a biomassa de cana de açúcar e ativo de transmissão a partir de 2017;
- Comercialização: consiste no fornecimento e suprimento de energia elétrica para clientes livres e venda para outras concessionárias e permissionárias;
- Serviços: consiste na prestação de serviço de valor agregado relacionado à energia elétrica, como sistema de autoprodução, sistema de transmissão, sistema de distribuição, manutenções elétricas, recuperação de equipamentos, eficiência energética dentre outras atividades de prestação de serviço.

ii. fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

	Demonstração do Resultado Consolidado (em milhões de reais)									
	2018	AH%	AH-R\$	AV%	2017	AH%	AH-R\$	AV%	2016	AV%
Receita operacional líquida	28.137	5,2%	1.392	100,0%	26.745	39,9%	7.633	100,0%	19.112	100,0%
Custo com energia elétrica	(17.838)	-5,5%	(937)	-63,4%	(16.901)	-50,9%	(5.701)	-63,2%	(11.200)	-58,6%
Energia comprada para revenda	(15.466)	1,0%	151	-55,0%	(15.617)	-58,6%	(5.768)	-58,4%	(9.849)	-51,5%
Encargo de uso do sistema de transmissão e distribuição	(2.372)	-84,7%	(1.088)	-8,4%	(1.284)	5,0%	67	-4,8%	(1.351)	-7,1%
Despesa operacional	(6.590)	3,4%	232	-23,4%	(6.822)	-26,6%	(1.433)	-25,5%	(5.389)	-28,2%
Pessoal	(1.414)	-2,7%	(37)	-5,0%	(1.377)	-25,9%	(283)	-5,1%	(1.094)	-5,7%
Entidade de previdência privada	(90)	21,1%	24	-0,3%	(114)	-48,1%	(37)	-0,4%	(77)	-0,4%
Material	(258)	-3,2%	(8)	-0,9%	(250)	-31,6%	(60)	-0,9%	(190)	-1,0%
Serviço de terceiros	(692)	4,8%	35	-2,5%	(727)	-11,7%	(76)	-2,7%	(651)	-3,4%
Depreciação/amortização	(1.307)	-5,1%	(64)	-4,6%	(1.243)	-20,0%	(207)	-4,6%	(1.036)	-5,4%
Custo de construção de infraestrutura da concessão	(1.772)	14,5%	300	-6,3%	(2.072)	-53,3%	(720)	-7,7%	(1.352)	-7,1%
Amortização de intangível de concessão	(287)	-0,3%	(1)	-1,0%	(286)	-12,2%	(31)	-1,1%	(255)	-1,3%
Outros	(770)	-2,3%	(17)	-2,7%	(753)	-2,6%	(19)	-2,8%	(734)	-3,8%
Resultado do serviço	3.709	22,7%	687	13,2%	3.022	19,8%	499	11,3%	2.523	13,2%
Equivalência patrimonial	334	7,1%	22	1,2%	312	0,3%	1	1,2%	311	1,6%
Resultado financeiro	(1.103)	25,9%	385	-3,9%	(1.488)	-2,4%	(35)	-5,6%	(1.453)	-7,6%
Receitas financeiras	762	-13,4%	(118)	2,7%	880	-26,7%	(321)	3,3%	1.201	6,3%
Despesas financeiras	(1.865)	21,2%	503	-6,6%	(2.368)	10,8%	286	-8,9%	(2.654)	-13,9%
Resultado antes dos tributos	2.940	59,2%	1.093	10,4%	1.847	33,7%	466	6,9%	1.381	7,2%
Contribuição social	(214)	-26,6%	(45)	-0,8%	(169)	-11,9%	(18)	-0,6%	(151)	-0,8%
Imposto de renda	(560)	-28,7%	(125)	-2,0%	(435)	-23,9%	(84)	-1,6%	(351)	-1,8%
Lucro Líquido	2.166	74,3%	923	7,7%	1.243	41,4%	364	4,6%	879	4,6%

10.2 - Resultado Operacional E Financeiro

Resultados das Operações —2018 em comparação a 2017

Receitas Operacionais Líquidas

Em comparação com o exercício findo em 31 de dezembro de 2017, nossa receita operacional líquida aumentou 5,2% (ou R\$ 1.392 milhões) para R\$ 28.137 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2018.

Esse aumento na receita operacional foi devido principalmente ao efeito combinado de: (i) um aumento de R\$ 1.503 milhões nas vendas de energia elétrica para consumidores finais, conforme discutido na seção "Vendas por Destino" abaixo; (ii) aumento de R\$ 584 milhões em outras concessionárias e permissionárias; (iii) aumento de R\$ 513 milhões na receita devido à TUSD para consumidores cativos e livres; (iv) aumento de R\$ 202 milhões em outras receitas; e (v) aumento de R\$ 117 milhões em ações judiciais liminares e outros descontos tarifários da Conta CDE. Esses aumentos foram parcialmente compensados por (i) um aumento de R\$ 1.181 milhões nas deduções da receita operacional, conforme discutido na seção "Deduções de receitas operacionais" abaixo, o que representa uma diminuição na receita operacional líquida, e (ii) uma redução de R\$ 693 milhões em ativos e passivos financeiros setoriais.

A discussão a seguir descreve as mudanças em nossas receitas operacionais líquidas por destino e por segmento, com base nos itens que compõem nossa receita bruta.

Vendas por Destino

Vendas a consumidores finais

Em comparação com o exercício findo em 31 de dezembro de 2017, nossa receita operacional bruta de vendas a consumidores finais (que inclui receita de consumidores cativos da TUSD) aumentou 12,9% (ou R\$ 3.325 milhões) no exercício findo em 31 de dezembro de 2018 para R\$ 29.022 milhões. Nossas receitas operacionais brutas refletem principalmente as vendas para Consumidores Cativos nas áreas de concessão de nossas subsidiárias de distribuição, bem como a receita de TUSD do uso de nossa rede por Consumidores Cativos, sendo que ambos estão sujeitos a reajuste tarifário conforme descrito abaixo. Nossa receita operacional bruta também reflete as vendas para Consumidores Livres em categorias comerciais e industriais.

As tarifas das empresas de distribuição são ajustadas a cada ano, em percentuais específicos para cada categoria de consumidor. O mês em que o reajuste tarifário anual passa a ser efetivo pela controlada, impactando tanto no ano em que ocorre o reajuste tarifário como no ano seguinte. Os ajustes para as nossas maiores subsidiárias ocorrem em abril (CPFL Paulista), junho (RGE Sul) e outubro (CPFL Piratininga).

No exercício findo em 31 de dezembro de 2018, os preços médios de energia aumentaram em 12,7%, principalmente em função do resultado da RTP para CPFL Paulista e RGE Sul e da RTA para CPFL Piratininga e CPFL Santa Cruz. Em 2018, nossos reajustes tarifários foram de 21,27%, 20,01%, 18,45%, 5,71% e 12,68% para a RGE, CPFL Piratininga, RGE SUL, CPFL Santa Cruz e CPFL Paulista, respectivamente. Além disso, a bandeira tarifária vermelha estava em vigor durante a maior parte de 2018. Os preços médios globais para Consumidores Finais em 2018 foram maiores para todas as classes de consumidores:

- Consumidores residenciais e comerciais. Com relação aos Consumidores Cativos (que representam 94,7% do total vendido para esta categoria em nossas demonstrações consolidadas), os preços médios aumentaram 13,2% para consumidores residenciais e 11,8% para consumidores comerciais, devido à RTP descrita acima. Com relação aos Consumidores Livres, o preço médio dos consumidores comerciais aumentou 5,9%.

- Consumidores industriais. Os preços médios aumentaram 11,2%, principalmente devido aos reajustes tarifários descritos acima. Com relação aos Consumidores Livres, o preço médio dos consumidores

10.2 - Resultado Operacional E Financeiro

industriais aumentou 1,7% devido aos reajustes tarifários, que resultaram de novas negociações de tarifas em contratos com Consumidores Livres.

O volume total de energia vendida a consumidores finais no exercício findo em 31 de dezembro de 2018 diminuiu 0,5% em relação ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2017. Essa redução representa o efeito de uma redução de 1,1% (ou 106 GW) no volume de energia vendida a Consumidores Livres Convencionais, principalmente devido a uma redução de 413 GW no volume de energia vendida a consumidores industriais, um aumento de 261 GW no volume de energia vendida a consumidores comerciais e um aumento de 46 GW a outros consumidores por nossos consumidores. Subsidiárias de comercialização como resultado da migração desses consumidores das categorias cativas para consumidor livre.

O volume vendido para as categorias residencial e comercial, que representa 56,2% de nossas vendas para Consumidores Finais, aumentou 2,6% (ou 496 GW) e diminuiu 0,1% (ou 10 GW), respectivamente. Essas mudanças foram devidas ao efeito combinado de:

- Residencial: um aumento de 2,6% (ou 496 GW) do volume vendido por nossas subsidiárias de distribuição para a categoria residencial, devido à maior força econômica de nossos consumidores residenciais em 2018, que foi impulsionada pelo crescimento do PIB de 1,1% em 2018 em comparação com o PIB de 1,0% em 2017.
- Comercial: aumento de 21,24% (ou 261 GW) no volume vendido por nossas subsidiárias de comercialização devido à migração de consumidores da categoria cativo para consumidor livre, parcialmente compensada por uma redução de (i) 43,80% (ou 73 GW) no volume de energia de fontes renováveis vendidas para consumidores comerciais que optaram por se tornar Consumidores Livres Especiais, e (ii) 2,24% (ou 198 GW) no volume de energia vendida a Consumidores Cativos na categoria comercial.

O volume vendido a consumidores industriais, que representou 26,1% de nossas vendas para Consumidores Finais em 2018 (comparado a 27,5% em 2017), diminuiu 1,4% no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2018 em comparação com o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2017. O volume de Consumidores Cativos nesta categoria diminuiu 6,2% (ou 405 GW) em nossas subsidiárias de distribuição e uma redução de 5,1% (ou 413 GW) na migração de consumidores industriais do Mercado Cativo para o Mercado Livre. Em relação aos Consumidores Livres, os volumes vendidos aumentaram 4,3% (ou 261 GW), refletindo a mesma migração dos consumidores industriais mencionados acima, bem como as melhorias nas condições econômicas do Brasil durante 2018.

Suprimento de energia elétrica

Em comparação com o exercício findo em 31 de dezembro de 2017, nossa receita operacional bruta de vendas a atacadistas no exercício findo em 31 de dezembro de 2018 diminuiu 12,1% (ou R\$ 734 milhões) para R\$ 5.356 milhões (12,6% da receita operacional bruta), devido principalmente queda de 53,7% (ou R\$ 1.258 milhões) nas vendas de energia no mercado spot, devido principalmente (i) ao decréscimo de 53,3% (ou 4.366 GWh) no volume de energia vendida e (ii) queda de 1,0% no preço médio das vendas a atacadistas em relação a 2017. Esses decréscimos foram parcialmente compensados por um aumento de 18,0% (ou R\$ 585 milhões) nas vendas de energia elétrica para outras concessionárias e permissionárias.

Outras receitas operacionais

Em comparação com o exercício findo em 31 de dezembro de 2017, nossas outras receitas operacionais brutas (que excluem a receita de TUSD de consumidores cativos) diminuíram 0,7% (ou R\$ 58 milhões) para R\$ 8.152 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2018 (19,1% de nossa receita operacional bruta), principalmente devido a:

(i) uma redução de R\$ 693 milhões na receita de Ativos e Passivos Financeiros Setoriais, que registrou receita de R\$ 1.208 milhões em 2018 comparada a R\$ 1.901 milhões em 2017. Esse grupo de receitas reflete as diferenças entre nossos custos orçados incluídos na tarifa no início do período tarifário, e

10.2 - Resultado Operacional E Financeiro

aqueles realmente incorridos enquanto tal tributo estiver em vigor, criando uma obrigação contratual a pagar (ou direito de receber) dinheiro para ou de consumidores através de tarifas subsequentes ou para pagar ou receber da autoridade concedente quaisquer quantias remanescentes no final da concessão. Isso leva a um ajuste com a finalidade de reconhecer a redução (ou aumento) futura das tarifas para contabilizar custos menores (ou adicionais) no ano corrente, sendo esse ajuste reconhecido como um item de receita positivo (ou negativo). A redução deste item em 2018 foi impulsionada principalmente por (a) uma redução de R\$ 2.954 milhões relacionados ao custo da energia elétrica; (b) uma redução de R\$ 22 milhões relacionada à neutralidade dos encargos setoriais; (c) decréscimo de R\$ 11 milhões referente aos repasses de custos de Itaipu; parcialmente compensado por (a) um aumento de R\$ 993 milhões em sobrecontratação, (b) um aumento de R\$ 760 milhões na Conta CDE e (c) um aumento de R\$ 744 milhões no Encargo de Serviço do Sistema e Encargo de Energia de Reserva;

(ii) decréscimo de R\$ 301 milhões na receita de construção de infraestrutura de concessão;

(iii) redução de R\$ 58 milhões nas indenizações pagas pelo descumprimento dos limites de continuidade (indicadores de desempenho, como duração da interrupção individual por unidade de consumo "DIC", frequência de interrupção individual por unidade consumidora ("FIC") e duração da interrupção contínua por unidade consumidora ou ponto de conexão (DMIC));

(iv) aumento de R\$ 513 milhões na receita devido à TUSD referente a Consumidores Livres;

(v) aumento de R\$ 202 milhões em outras receitas;

(vi) aumento de R\$ 141 milhões nos ajustes de ativos financeiros de concessão;

(vii) aumento de 8,3% (ou R\$ 117 milhões) na receita relacionada ao subsídio de baixa renda e descontos nas tarifas reembolsadas pelos recursos da Conta da CDE; e

(viii) aumento de R\$ 22 milhões no reajuste da receita proveniente de excesso de demanda e excesso de potência reativa.

Deduções das receitas operacionais

Deduzimos certos impostos e encargos setoriais de nossa receita operacional bruta para calcular a receita líquida. O imposto sobre valor agregado estadual (ICMS) é calculado com base na receita operacional bruta de consumidores finais (faturados), enquanto os impostos federais de PIS e COFINS são calculados com base na receita operacional bruta total. Os programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética (encargos regulatórios) são calculados com base na receita operacional líquida. Outros encargos regulatórios variam dependendo do efeito regulatório refletido em nossas tarifas. Essas deduções representaram 34,0% de nossa receita operacional bruta no exercício findo em 31 de dezembro de 2018 e 33,2% no exercício findo em 31 de dezembro de 2017. Em comparação com o exercício findo em 31 de dezembro de 2017, essas deduções aumentaram 8,9% (ou R\$ 1.181 milhões) para R\$ 14.490 milhões em 2018, principalmente devido a: (i) um aumento de 9,34% (ou R\$ 316 milhões) em PIS e COFINS, principalmente devido ao aumento de nossas receitas operacionais brutas (a base de cálculo destas impostos); (ii) aumento de 13,43% (ou R\$ 733 milhões) em ICMS; e (iii) um aumento de R\$ 831 milhões nas contribuições feitas à Conta CDE como resultado das novas cotas estabelecidas pela ANEEL em 2018. Esses aumentos foram parcialmente compensados por uma redução de R\$ 700 milhões nas receitas de bandeiras tarifárias reconhecidas, que deve ser pago na Conta Centralizadora de Recursos de Bandeiras Tarifárias administrada pela CCEE.

Vendas por segmento

Distribuição

Em comparação com o exercício findo em 31 de dezembro de 2017, a receita operacional líquida do nosso segmento de Distribuição aumentou 6,6% (ou R\$1.391 milhões) para R\$22.467 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2018. Esse aumento refletiu principalmente o aumento de R\$2.542 milhões na receita operacional bruta em função das seguintes variações:

10.2 - Resultado Operacional E Financeiro

- (i) aumento de 20,7% (ou R\$2.377 milhões) na receita devido à TUSD para Consumidores Cativos e Livres;
- (ii) aumento de 224,4% (ou R\$202 milhões) na receita não faturada;
- (iii) aumento de 8,3% (ou R\$117 milhões) no subsídio de baixa renda;
- (iv) aumento de R\$203 milhões em outras receitas; e
- (v) um aumento de R\$117 milhões em receitas relacionadas a descontos em tarifas reembolsadas por fundos da Conta CDE.

Esses aumentos foram parcialmente compensados por uma redução de R\$ 693 milhões na receita de Ativos e Passivos Financeiros Setoriais, que representou uma receita de R\$1.208 milhões em 2018 comparada com R\$1.901 milhões em 2017 (vide "Outras Receitas Operacionais" acima).

As deduções da receita operacional do segmento de Distribuição aumentaram 9,1% (ou R\$ 1.151 milhões) para R\$ 13.843 milhões em 2018, principalmente devido a: (i) aumento de 12,3% (ou R\$ 1.017 milhões) em deduções relacionadas ao PIS, COFINS e ICMS, impulsionado pelo aumento em nossa receita operacional bruta (a base de cálculo desses impostos) e (ii) um aumento de 26,1% (ou R\$ 831 milhões) em contribuições feitas à Conta CDE devido a novas cotas estabelecidas pela ANEEL em 2018. Esses aumentos foram parcialmente compensados por uma redução de R\$ 700 milhões em deduções relativas a receitas de bandeiras tarifárias reconhecidas, que devem ser pagas na Conta Centralizadora de Recursos de Bandeiras Tarifárias administrada pela CCEE.

Geração (fontes convencionais)

A receita operacional líquida de nosso segmento de Geração de Fontes Convencionais no exercício findo em 31 de dezembro de 2018 totalizou R\$1.144 milhões, uma redução de 3,9% (ou R\$ 46 milhões) em comparação com R\$ 1.190 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2017. Principalmente para: (i) decréscimo de R\$ 46 milhões na receita de construção relacionada à CPFL Morro Agudo; (ii) a redução de 3,8% (R\$ 21 milhões) na receita proveniente de vendas de nossas instalações de Serra da Mesa a Furnas, motivada pelo preço; (iii) aumento de 10,3% (R\$ 21 milhões) nas deduções da receita de PIS e COFINS devido ao aumento da receita operacional bruta do segmento (base de cálculo desses impostos); e (iv) uma redução de R\$ 14 milhões em outras receitas. Essas reduções foram parcialmente compensadas (i) pelo aumento de 6,5% (ou R\$ 38 milhões) em outras concessionárias e permissionárias; (ii) aumento de R\$ 16 milhões na energia do mercado *spot*.

Geração (fontes renováveis)

A receita operacional líquida de nosso segmento de Geração de Fontes Renováveis no exercício findo em 31 de dezembro de 2018 totalizou R\$ 1.936 milhões, uma redução de 1,2% (ou R\$ 23 milhões) comparado a R\$ 1.959 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2017. A redução deveu-se principalmente a: (i) queda de R\$ 55 milhões na receita de venda de energia no mercado *spot*; (ii) uma redução de R\$ 18 milhões na receita de Consumidores Livres no setor comercial, impulsionada principalmente por Consumidores Livres Especiais que migraram do Mercado Cativo para o Mercado Livre; (iii) uma redução de 100% (ou R\$ 3 milhões) na taxa de reserva de reversão global com o objetivo de financiar projetos de melhoria e expansão para empresas do setor de energia. Essas reduções foram parcialmente compensadas (i) pelo aumento de R\$ 53 milhões na receita de outras concessionárias e permissionárias; e (ii) aumento de 2,0% (ou R\$ 2 milhões) nas deduções da receita de PIS e COFINS, devido à redução da receita operacional bruta do segmento (base de cálculo desses impostos).

Comercialização

A receita operacional líquida de nosso segmento de Comercialização no exercício findo em 31 de dezembro de 2018 totalizou R\$ 3.496 milhões, um aumento de 2,4% (ou R\$ 82 milhões) comparado a R\$ 3.414 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2017. Esse aumento foi principalmente devido a: (i) aumento de 22,2% (ou R\$ 343 milhões) na receita de vendas para outras concessionárias e permissionárias, impulsionada pelo aumento de 8,7% (ou 830 GW) no volume de vendas; e (ii) aumento de 28,4% (ou R\$ 73 milhões) na receita de consumidores livres comerciais, impulsionada pelo aumento de 21,2% no volume de vendas. Esses aumentos foram parcialmente compensados por: (i)

10.2 - Resultado Operacional E Financeiro

uma redução de 68,1% (ou R\$ 276 milhões) na receita de vendas no mercado spot, impulsionada por uma redução de 62,2% (ou 639 GW) no volume de vendas; (ii) uma redução de 3,5% (ou R\$ 56 milhões) na receita de Consumidores Livres Industriais, impulsionada pela redução de 5,1% no volume de vendas; (iii) aumento de 1,8% (ou R\$ 8 milhões) nas deduções de ICMS, PIS e COFINS das receitas operacionais, principalmente em função do aumento da receita operacional bruta do segmento (base de cálculo desses impostos).

Serviços

A receita operacional líquida de nosso segmento de Serviços no exercício findo em 31 de dezembro de 2018 totalizou R\$ 533 milhões, um aumento de 9,7% (ou R\$ 47 milhões) comparado a R\$ 486 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2017. Esse aumento foi devido principalmente para: (i) aumento de R\$ 23 milhões no resultado de serviços de construção e manutenção; (ii) aumento de R\$ 14 milhões nas receitas de terceirização administrativa, call center e tecnologia da informação; e (iii) aumento de R\$ 7 milhões na venda de sucata de equipamentos usados. Esses aumentos foram parcialmente compensados por um aumento de 9,4% (ou R\$ 3 milhões) em deduções de PIS e COFINS das receitas operacionais, principalmente devido ao aumento em nossas receitas operacionais brutas (a base de cálculo desses impostos).

Resultado do Serviço de Energia Elétrica consolidado

Custo de Energia Elétrica

Energia elétrica comprada para revenda. Nossos custos com compra de energia para revenda diminuíram 1,0% (ou R\$ 151 milhões) no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2018, para R\$ 15.466 milhões (63,3% dos nossos custos operacionais e despesas operacionais) comparados com R\$ 15.617 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2017 (representando 65,8% do total de nossos custos operacionais e despesas operacionais), principalmente devido a uma redução de 4,7% (ou 3.632 GW) no volume de energia comprada, refletindo:

- (i) queda de 3,9% (ou R\$ 566 milhões) no custo de energia comprada no mercado regulado; e
- (ii) queda de 5,6% (ou 662 GWh) no volume e 20,13% no preço médio da energia comprada de Itaipu.

Essas reduções foram parcialmente compensadas: (i) pelo aumento de R\$ 317 milhões nas compras de energia de Itaipu e aumento de 20,3% nos preços médios de energia comprada de Itaipu, refletindo um aumento de 4,8% no preço médio total da energia comprada, causada por uma pequena queda de 3,0% no preço aplicável. Tarifa de Itaipu e queda de 5,6% no volume de energia comprada, (ii) aumento de R\$ 37 milhões (ou 12,8%) no custo da energia comprada no Programa Proinfa; e (iii) redução de R\$ 60 milhões nos créditos fiscais de PIS e COFINS (representando uma redução de 3,8% em relação a 2017) relacionados às compras de energia, o que representa um aumento no custo de energia.

Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição. Nossos encargos de uso de nosso sistema de transmissão e distribuição aumentaram 84,7% (ou R\$ 1.088 milhões) para R\$ 2.372 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2018, principalmente como resultado: (i) aumento de R\$ 573 milhões no Encargos de Rede Básica; (ii) um aumento de R\$ 347 milhões em Encargos de Serviços do Sistema, líquido de transferências da CONER (Conta de energia de reserva); (iii) aumento de R\$ 135 milhões em Encargos de Energia de Reserva; (iv) aumento de R\$ 106 milhões na transmissão de Itaipu. Esses aumentos foram parcialmente compensados pelo aumento de R\$ 123 milhões nos créditos fiscais de PIS e COFINS.

Outros custos e despesas operacionais

Nossos outros custos e despesas operacionais abrangem nosso custo operacional, serviços prestados a terceiros, custos relacionados à construção da infraestrutura da concessão, despesas de vendas, despesas gerais e administrativas e outras despesas operacionais.

Em comparação com o exercício findo em 31 de dezembro de 2017, nossos outros custos e despesas operacionais diminuíram 3,4% (ou R\$ 232 milhões) para R\$ 6.590 milhões no exercício findo em 31 de

10.2 - Resultado Operacional E Financeiro

dezembro de 2018, principalmente devido aos seguintes eventos: (i) redução de 14,5% (ou R\$ 300 milhões) em despesas relacionadas à construção da infraestrutura da concessão, (ii) decréscimo de 4,9% (ou R\$ 35 milhões) nas despesas relacionadas a serviços terceirizados; (iii) queda de 21,1% (ou R\$ 24 milhões) nos planos de previdência privada; e (iv) redução de R\$ 20 milhões no *impairment*. Essas reduções foram parcialmente compensadas (i) pelo aumento de 59,5% (ou R\$ 79 milhões) no ganho (perda) na alienação, desativação e outros ativos não circulantes; (ii) aumento de 5,2% (ou R\$ 64 milhões) nas despesas de depreciação e amortização; e (iii) um aumento de 2,7% (ou R\$ 37 milhões) em nossas despesas com pessoal, refletindo o aumento de custos nos acordos coletivos de trabalho.

Resultado do Serviço de Energia Elétrica

Em comparação com o exercício findo em 31 de dezembro de 2017, nossa receita de energia elétrica aumentou 22,7% (ou R\$ 687 milhões) para R\$ 3.709 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2018, uma vez que nossa receita operacional líquida aumentou mais em termos absolutos (R\$ 1.392 milhões) que o aumento em nosso custo de geração e distribuição de energia elétrica e outros custos e despesas operacionais (R\$ 705 milhões).

Resultado do Serviço de Energia Elétrica por Segmento

Distribuição

Em comparação com o exercício findo em 31 de dezembro de 2017, o lucro do serviço de energia elétrica do nosso segmento de Distribuição aumentou R\$ 707 milhões para R\$ 2.237 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2018. Conforme discutido acima, a receita operacional líquida do segmento aumentou 6,6% (ou R\$ 1.391 milhões) enquanto os custos e despesas operacionais relacionados ao segmento aumentaram em 3,5% (ou R\$ 684 milhões). Os principais fatores que contribuíram para as mudanças nos custos e despesas operacionais foram os seguintes:

Custos com energia elétrica. Na comparação com o exercício findo em 31 de dezembro de 2017, os custos com energia elétrica aumentaram 6,2% (ou R\$ 876 milhões), para R\$ 15.022 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2018.

Originados principalmente pelo aumento dos encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição de 94,1% (ou R\$ 1.107 milhões) para R\$ 2.599 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2018, principalmente devido a: (i) aumento de R\$ 576 milhões em tarifas de rede básica; (ii) aumento de R\$ 347 milhões em Encargos de Serviços do Sistema; e (iii) aumento de R\$ 135 milhões nos Encargos de Energia de Reserva e aumento de R\$ 9 milhões nos encargos de uso do sistema de distribuição.

Compensados parcialmente pela diminuição do custo com energia comprada para revenda de 1,8% (ou R\$ 231 milhões), refletindo: (i) uma redução de 15,5% (ou R\$ 1.785 milhões) no custo de energia comprada no mercado regulado, (ii) uma redução de 12,8% no volume de energia comprada e (iii) aumento de 4,8% nos preços médios de compra de energia. A redução no custo de energia comprada para revenda foi parcialmente compensada (i) pelo aumento de 703,8% (ou R\$ 1.119 milhões) no custo das compras no mercado spot, refletindo um aumento de 421,9% no volume de energia comprada e um aumento de 54,4% nos preços médios de compra; (ii) um aumento de R\$ 317 milhões nas compras de energia de Itaipu, refletindo uma redução de 5,6% no volume de energia comprada, causada por uma queda de 3,0% na tarifa, refletindo os efeitos líquidos por um aumento de 20,3% no preço médio da energia comprada e aumento de 14,5% na taxa média do real frente ao dólar em 2018 em relação a 2017; (iii) aumento de 12,8% (ou R\$ 37 milhões) nos custos do Programa Proinfa; e (iv) decréscimo de 5,9% (ou R\$ 78 milhões) em créditos de PIS e COFINS relacionados a compras de energia.

Outros custos e despesas operacionais. Em comparação com o exercício findo em 31 de dezembro de 2017, nossos outros custos e despesas operacionais do segmento de Distribuição diminuíram 3,5% (ou R\$ 192 milhões) para R\$ 5.207 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2018. Essa redução foi devida principalmente a (i) redução de 12,6% (ou R\$ 254 milhões) nas despesas relacionadas à construção da infraestrutura da concessão; e (ii) redução de 21,4% (ou R\$ 24 milhões) em planos de previdência privada. Essas reduções foram parcialmente compensadas (i) pelo aumento nas despesas com serviços de terceiros de 1,6% (ou R\$ 14 milhões); e (ii) aumento de 8,6% (ou R\$ 13 milhões) na provisão para devedores duvidosos.

10.2 - Resultado Operacional E Financeiro

Geração (fontes convencionais)

Em relação ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017, o resultado do serviço de energia elétrica do segmento de Geração Convencional aumentou 7,2% (ou R\$ 55 milhões) para R\$ 821 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2018. Esse aumento deveu-se principalmente (i) um aumento de 6,5% (ou R\$ 38 milhões) relacionado a vendas de outras concessionárias e permissionárias; e (ii) aumento de R\$ 16 milhões nas compras de energia no mercado *spot*. Esses aumentos foram parcialmente compensados (i) pela redução de 18,8% (R\$ 20 milhões) nas deduções da receita de PIS e COFINS, devido ao aumento da receita operacional bruta do segmento (base de cálculo desses impostos); (ii) redução de 4,5% (R\$ 5 milhões) nas despesas de depreciação e amortização; (iii) decréscimo de 10,7% (R\$ 8 milhões) nas despesas com pessoal; e (iv) uma redução de 11,5% (R\$ 3 milhões) nas despesas relacionadas a serviços terceirizados.

Geração (fontes renováveis)

Em comparação com o exercício findo em 31 de dezembro de 2017, o resultado do serviço de energia elétrica do segmento de Geração Renovável diminuiu 3,1% (ou R\$ 19 milhões) para R\$ 586 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2018. Essa redução foi devida principalmente à redução 1,2% (ou R\$ 23 milhões) na receita operacional líquida (conforme discutido na seção "Vendas por segmento" acima) parcialmente compensada pelo aumento de R\$ 18 milhões (ou 4,6%) em custos e despesas operacionais e um aumento de 8,0% (ou R\$ 28 milhões) nos custos de energia elétrica. O aumento das despesas operacionais deveu-se principalmente (i) ao aumento de 6,0% (ou R\$ 15 milhões) nas despesas gerais e administrativas; e (ii) um aumento de R\$ 3 milhões em despesas depreciação e amortização.

Comercialização

Em comparação com o exercício findo em 31 de dezembro de 2017, o resultado do serviço de energia elétrica do segmento Comercialização diminuiu 43,9% (ou R\$ 74 milhões) para R\$ 94 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2018. Essa redução foi devida ao efeito líquido do aumento de 4,9% (ou R\$ 157 milhões) em custos e despesas operacionais, que superou o aumento de 2,4% (ou R\$ 82 milhões) na receita operacional líquida do segmento, conforme discutido na seção "Vendas por segmento" acima. O aumento nos custos e despesas deveu-se principalmente ao aumento de 4,9% (ou R\$ 173 milhões) no custo de energia comprada no mercado regulado, por meio de contratos bilaterais e no mercado *spot*, impulsionado pelo aumento de 0,5% no volume de energia comprada e aumento de 1,34% nos preços de compra.

Serviços

Em comparação com o exercício findo em 31 de dezembro de 2017, o resultado do serviço de energia elétrica de nosso segmento de Serviços aumentou 7,4% (ou R\$ 5 milhões) para R\$ 73 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2018. Esse aumento foi devido ao efeito líquido do aumento de 9,7% (ou R\$ 47 milhões) na receita operacional líquida, conforme discutido na seção "Vendas por segmento" acima, que excedeu o aumento de 10,1% (ou R\$ 42 milhões) em custos e despesas operacionais.

Lucro líquido Consolidado

Despesa Financeira Líquida

Comparado com o exercício findo em 31 de dezembro de 2017, nossa despesa financeira líquida diminuiu 25,8% (ou R\$ 385 milhões), de R\$ 1.488 milhões em 2017 para R\$ 1.103 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2018, principalmente devido a uma redução de R\$ 503 milhões em nossas despesas financeiras, compensado por uma redução de R\$ 118 milhões em nossas receitas financeiras.

As razões para a redução das despesas financeiras são: (i) uma redução de 31,8% (ou R\$ 172 milhões) nas despesas financeiras dos ajustes monetários e cambiais devido à queda das taxas médias de juros; e (ii) redução de 20,0% (ou R\$ 332 milhões) em encargos de dívidas; (iii) decréscimo de R\$ 82 milhões nas despesas financeiras decorrentes dos ajustes monetários dos passivos financeiros setoriais; e (iv)

10.2 - Resultado Operacional E Financeiro

uma redução de 43,4% (ou R\$ 22 milhões) nos custos de empréstimos capitalizados, o que é contabilizado como uma redução nas despesas financeiras.

A redução na receita financeira deve-se, principalmente, aos seguintes motivos: (i) queda de 51,3% (ou R\$ 234 milhões) no resultado de aplicações financeiras devido à redução do saldo de caixa e equivalentes de caixa; (ii) uma redução de 24,6% (ou R\$ 12 milhões) na receita de ajustes de depósitos judiciais; e (iii) redução de R\$ 5 milhões nos ajustes de créditos tributários. Essas reduções foram parcialmente compensadas (i) pelo aumento de R\$ 80 milhões na receita de ajustes monetários dos Ativos Financeiros Setoriais; (ii) aumento de 29,0% (ou R\$ 25 milhões) em outras receitas; e (iii) aumento de 4,1% (ou R\$ 11 milhões) em juros e multas.

Em 31 de dezembro de 2018, tínhamos R\$ 14.746 milhões (comparado a R\$ 15.310 milhões em 31 de dezembro de 2017) em dívida denominada em reais (representada por empréstimos, financiamentos e debêntures), que acumulou juros e correção monetária com base em vários índices brasileiros e taxas do mercado monetário. A taxa interbancária média do CDI no ano caiu para 6,47% em 2018, ante 10,06% em 2017; e a TJLP média (que foi substituída pela TLP - Taxa de Longo Prazo) nos contratos de financiamento celebrados a partir de 1º de janeiro de 2018 diminuiu para 6,72% em 2018, comparada a 7,12% em 2017. Também tínhamos o equivalente a R\$ 5.631 milhões (comparado a R\$ 4.858 milhões em 31 de dezembro de 2017) da dívida denominada em moeda estrangeira, principalmente em dólares norte-americanos. A fim de reduzir o risco de taxa de câmbio com relação a essa dívida em moeda estrangeira e variações nas taxas de juros, implementamos uma política de uso de derivativos de câmbio e taxa de juros.

Imposto de Renda e Contribuição Social

Nosso encargo líquido de imposto de renda e contribuição social aumentou para R\$ 774 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2018 comparado a R\$ 604 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2017. Nossa taxa efetiva de 26,3% sobre o lucro antes dos impostos no exercício encerrado em dezembro 31 de janeiro de 2018 foi inferior à taxa oficial de 34%, principalmente devido à nossa capacidade de reconhecer mais prejuízos fiscais acumulados no ano anterior. Nossos créditos tributários não registrados referem-se a perdas geradas para as quais não há atualmente certeza razoável de que o lucro tributável futuro será suficiente para absorver tais perdas.

Lucro líquido

Em relação ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017, e em decorrência dos fatores discutidos acima, o lucro líquido aumentou 74,2% (ou R\$ 923 milhões), para R\$ 2.166 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2018.

Lucro líquido por Segmento

No exercício findo em 31 de dezembro de 2018, 64,3% de nosso lucro líquido derivou de nosso segmento de Distribuição, 34,5% de nosso segmento de Geração de Fontes Convencionais, 5,3% de nosso segmento de Geração de Fontes Renováveis, 2,4% de nosso segmento de Comercialização, 1,9% do nosso segmento de Serviços e 8,6% negativo de "Outros".

Distribuição

Em comparação com o exercício findo em 31 de dezembro de 2017, o lucro líquido de nosso segmento de Distribuição aumentou 115,5% (ou R\$ 768 milhões), para R\$ 1.432 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2018, como resultado de: (i) um aumento de 46,2% (ou R\$ 707 milhões) em receita com serviço de energia elétrica; (ii) uma redução de 45,3% (ou R\$ 257 milhões) na despesa financeira líquida parcialmente compensada por um aumento de 65,3% (ou R\$ 196 milhões) nas despesas com imposto de renda e contribuição social.

A redução na despesa financeira líquida do segmento deveu-se principalmente a: (i) uma redução de 24,0% (ou R\$ 279 milhões) nas despesas financeiras, principalmente devido a: (a) uma redução de R\$ 580 milhões nas despesas de derivativos; (b) redução de R\$ 41 milhões nas despesas financeiras

10.2 - Resultado Operacional E Financeiro

decorrentes de encargos de dívidas em função do menor endividamento; e (c) aumento de R\$ 469 milhões nas despesas com variações monetárias e cambiais; e (ii) redução de R\$ 23 milhões no resultado financeiro, principalmente em função de: (a) queda de 66,0% (ou R\$ 144 milhões) no resultado de aplicações financeiras; e (b) uma redução de 26,6% (ou R\$ 13 milhões) na receita proveniente de juros de depósitos judiciais.

Essas reduções foram parcialmente compensadas por: (i) um aumento de 100% (ou R\$ 163 milhões) na receita do ajuste de Ativos e Passivos Financeiros Setoriais; (ii) aumento de 72,5% (ou R\$ 29 milhões) no resultado de variações monetárias e cambiais; (iii) aumento de 112,5% (ou R\$ 18 milhões) em descontos na compra de crédito de ICMS; e (iv) aumento de 4,3% (ou R\$ 11 milhões) em juros e multas.

Geração (fontes convencionais)

O lucro líquido do nosso segmento de Geração de Fontes Convencionais aumentou 17,7% (ou R\$ 116 milhões), para R\$ 770 milhões durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2018, de R\$ 654 milhões para o exercício findo em 31 de dezembro de 2017. Esse aumento foi devido principalmente para: (i) aumento de 7,2% (ou R\$ 55 milhões) no resultado do serviço de energia elétrica; e (ii) uma redução de 24,4% (ou R\$ 80 milhões) na despesa financeira líquida.

A redução na despesa financeira líquida deveu-se principalmente a: (i) redução de R\$ 214 milhões nas despesas com derivativos; e (ii) uma redução de 29,4% (ou R\$ 104 milhões) nos juros de dívidas. Essas reduções foram parcialmente compensadas por: (i) aumento de R\$ 163 milhões nas despesas com variações monetárias e cambiais; (ii) redução de 50,6% (ou R\$ 41 milhões) no resultado de aplicações financeiras.

Geração (fontes renováveis)

O lucro líquido de nosso segmento de Geração de Fontes Renováveis aumentou em 504,2% (ou R\$ 99 milhões), para R\$ 119 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2018 comparado ao lucro líquido de R\$ 20 milhões em 2017, principalmente devido ao efeito combinado (i) decréscimo de R\$ 111 milhões nas despesas com imposto de renda e contribuição social, (ii) redução de 3,1% (ou R\$ 19 milhões) no resultado do serviço de energia elétrica; e (iii) uma redução de 1,3% (ou R\$ 7 milhões) na despesa financeira líquida.

A redução na despesa financeira líquida foi causada (i) pela redução de R\$ 109 milhões nas despesas com dívidas e despesas com variações monetárias e cambiais; (ii) uma redução de R\$19 milhões nos custos de empréstimos capitalizados, o que é contabilizado como uma redução nas despesas financeiras; e (iii) um aumento de R\$ 26 milhões em outras receitas financeiras provenientes das liquidações financeiras da CCEE, compensados pelo: (i) aumento de R\$ 64 milhões em outras despesas financeiras, impulsionado pelo aumento de R\$ 15 milhões na taxa monetária do GSF e aumento de R\$ 10 milhões nas despesas de liquidação financeira; (ii) redução de R\$ 33 milhões no resultado de aplicações financeiras; e (iii) aumento de R\$ 12 milhões na participação no contrato entre as empresas do grupo.

Comercialização

Em comparação com o exercício findo em 31 de dezembro de 2017, o lucro líquido de nosso segmento de Comercialização diminuiu 41,2% (ou R\$ 37 milhões), para R\$ 53 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2018, refletindo o efeito combinado de: (i) uma redução de R\$ 20 milhões no resultado financeiro líquido, principalmente relacionado ao impacto nas variações monetárias e cambiais e derivativos; e (ii) redução de R\$ 17 milhões nas despesas com imposto de renda e contribuição social.

Serviços

Em comparação com o exercício findo em 31 de dezembro de 2017, o lucro líquido de nosso segmento de Serviços diminuiu 21,7% (ou R\$ 12 milhões), para R\$ 43 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2018. Essas diminuições foram parcialmente compensadas, refletindo os efeitos

10.2 - Resultado Operacional E Financeiro

combinados de: (i) aumento de R\$ 20 milhões em equipe e serviços de terceiros; (ii) decréscimo de R\$ 13 milhões nas despesas com imposto de renda e contribuição social; (iii) redução de R\$ 4 milhões no resultado financeiro líquido; e (iv) aumento de 7,4% (ou R\$ 5 milhões) no resultado do serviço de energia elétrica.

Resultados das Operações —2017 em comparação a 2016

Receitas Operacionais Líquidas

Em comparação a 2016, nossa receita operacional líquida apresentou um aumento de 39,9% (ou R\$ 7.633 milhões) para R\$ 26.745 milhões em 2017.

Esse aumento na receita operacional foi devido principalmente ao efeito combinado de: (i) variação positiva de R\$ 3.996 milhões com Ativo e Passivo Financeiro Setorial, conforme discutido na seção "Outras Receitas Operacionais" abaixo; (ii) aumento de R\$ 1.699 milhões nas vendas de energia no mercado de curto prazo, conforme discutido na seção "Vendas por Destino" abaixo; (iii) aumento de R\$ 1.430 milhões nas vendas de energia elétrica para consumidores finais, conforme discutido na seção "Vendas por Destino" abaixo; e (iv) um aumento de R\$ 869 milhões com a venda de energia elétrica a outras concessionárias e permissionárias, parcialmente compensado por um aumento de R\$ 1.637 milhões nas deduções da receita operacional, discutidas na seção "Deduções da receita operacional" abaixo.

A discussão a seguir descreve as mudanças em nossas receitas operacionais líquidas por destino e por segmento, com base nos itens que compõem nossa receita bruta.

Vendas por Destino

Vendas a consumidores finais

Comparado a 2016, nossa receita operacional bruta de vendas a Consumidores Finais (que inclui a receita de TUSD de consumidores cativos) aumentou 7,5% (ou R\$ 1.788 milhões) em 2017, para R\$ 25.787 milhões. Nossas receitas operacionais brutas refletem principalmente as vendas para consumidores cativos nas áreas de concessão de nossas cinco subsidiárias de distribuição, bem como a receita de TUSD a partir do uso de nossa rede por consumidores cativos e estão sujeitas a reajuste tarifário conforme mostrado abaixo. Nossa receita operacional bruta também reflete as vendas para Consumidores Livres nas classes comerciais e industriais.

As tarifas das empresas de distribuição são ajustadas a cada ano, em percentuais específicos para cada classe de consumidores. O mês em que o reajuste tarifário entra em vigor varia, impactando tanto o ano em que ocorre o reajuste tarifário quanto o ano seguinte. O ajuste nas maiores subsidiárias ocorreu em abril (CPFL Paulista), junho (RGE e RGE Sul) e outubro (CPFL Piratininga).

Em 2017, os preços de energia elétrica reduziram em média 6,2%, devido principalmente aos ajustes tarifários negativos de -10,5% para a CPFL Paulista, de -6,43% para o RGE SUL, compensados pelos ajustes tarifário positivo de 5,00% para RGE e de 17,28% para CPFL Piratininga. Como resultado, embora a tarifa vermelha tenha sido vigente para a maior parte de 2017, em relação a 2016, os efeitos dos ajustes tarifários (Ajuste Anual - RTA ou Revisão Periódica - RTP, uma vez que não há ajuste anual no ano da revisão periódica) excedeu os outros efeitos tarifários. Os preços médios globais para consumidores finais em 2017 foram menores para todas as classes de consumidores:

- **Consumidores residenciais e comerciais.** Com relação aos consumidores cativos, que representam 95,3% da quantidade total vendida a essas categorias em nossas demonstrações consolidadas, os preços médios diminuíram 5,3% para os residenciais e 3,6% para os comerciais, devido aos reajustes tarifários anuais, como descritos acima. Com relação aos Consumidores Livres, que compreendem somente consumidores comerciais, o preço médio diminuiu 25,7%.
- **Consumidores industriais.** Os preços médios diminuíram 5,6% devido principalmente aos ajustes tarifários descritos acima. Com relação aos Consumidores Livres, o preço médio para os consumidores industriais diminuiu 31,4%. A queda no preço médio para os consumidores

10.2 - Resultado Operacional E Financeiro

industriais deveu-se a redução das tarifas em função dos reajustes tarifários anuais dos contratos para a utilização do nosso sistema de distribuição (TUSD) por Consumidores Livres.

A quantidade total de energia vendida para Consumidores finais em 2017 aumentou 14,6% em comparação a 2016. Esse aumento representa o efeito de um aumento de 86% (ou 4.427 GW) na quantidade de energia vendida para consumidores livres convencionais (impulsionada por aumentos de (i) 3.512 GW para consumidores industriais, (ii) 725 GW para consumidores comerciais e (iii) 190 GW para outros consumidores pelas nossas subsidiárias de comercialização como resultado da migração desses consumidores de cativo para a categoria de consumidores livres.

A quantidade vendida para classes residencial e comercial, que representa 66,5% de nossas vendas para consumidores finais, aumentou 16,1% (ou 2.649 GW) e 5,2% (ou 501 GW), respectivamente. Estes aumentos foram devidos ao efeito combinado de:

- Residencial: (i) a inclusão das operações de distribuição da RGE Sul em nossos resultados consolidados para todo o ano em 2017 (em comparação com a inclusão apenas nos últimos dois meses de 2016), o que levou a um aumento de 2.230 GW vendidos para consumidores residenciais, em comparação com 426 GW em 2016; e (ii) um aumento de 2,6% da quantidade vendida pelas nossas subsidiárias de distribuição (excluindo RGE Sul) para a classe residencial; devido à maior força econômica de nossos consumidores residenciais em 2017, impulsionada pelo crescimento do PIB de 1,0% em 2017 em comparação com a contração do PIB de 3,5% em 2016.
- Comercial: (i) um aumento de 142 GW na quantidade de energia vendida para a classe comercial; e (ii) um aumento de 617 GW na quantidade vendida por nossas subsidiárias de comercialização devido à migração de consumidores cativos para a categoria de consumidores livres. Esse aumento foi parcialmente compensado por uma redução de 60,9% (ou 258 GW) na quantidade de energia elétrica de fontes renováveis vendidas a consumidores comerciais que elegeram para se tornar consumidores livres especiais, cuja demanda contratada de energia elétrica está entre 500 kV e 3 MW e que são autorizados a comprar energia apenas a partir de fontes renováveis.

A quantidade vendida aos consumidores industriais em 2017, que representaram 19,8% de nossas vendas para consumidores finais (comparado com 22,0% em 2016), diminuiu 2,2% em 2017 em relação a 2016. As quantidades para consumidores cativos nesta categoria diminuíram 6,6%, o que representa o efeito líquido de uma queda de 463 GW em relação às nossas subsidiárias de distribuição e o aumento da migração de consumidores industriais cativo para o Mercado Livre. Quanto aos consumidores livres, as quantidades vendidas aumentaram 3,8% (ou 725 GW), refletindo a mesma migração de consumidores, bem como melhorias nas condições econômicas brasileiras durante 2017.

Suprimento de energia elétrica

Em comparação a 2016, nossa receita operacional bruta de suprimento de energia elétrica aumentou 74,2% (ou R\$ 2.594 milhões) para R\$ 6.090 milhões em 2017 (15,2% da receita operacional bruta), devido principalmente a (i) um aumento de 264,7% (ou R\$ 1.699 milhões) nas vendas de energia no mercado à vista (impulsionado principalmente pelo aumento nos preços médios praticados), e (ii) aumento de 36,7% (ou R\$ 869 milhões) nas vendas de energia elétrica para outras concessionárias e permissionárias. Esses aumentos refletem o efeito combinado de um aumento de 28,4% nas quantidades de energia vendidas e um aumento de 35,7% no preço médio das vendas em relação a 2016.

Outras receitas operacionais

Em comparação a 2016, nossas outras receitas operacionais brutas (que excluem a receita TUSD de consumidores cativos) aumentaram 157,4% (ou R\$ 5.021 milhões) para R\$ 8.210 milhões em 2017 (20,5% de nossas receitas operacionais brutas), devido principalmente:

- (i) uma variação positiva de R\$ 3.996 milhões na receita de Ativo e Passivo Financeiro Setorial, que representou uma receita de R\$ 1.901 milhões em 2017, em comparação com uma despesa de R\$ 2.095 milhões em 2016. Essa receita reflete as diferenças temporárias entre

10.2 - Resultado Operacional E Financeiro

nossos custos orçados incluídos na tarifa no início do período tarifário, e aqueles efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa, constituindo um direito contratual de pagamento (ou recebimento) pela concessionária através de tarifas subsequentes ou para pagar ou receber do poder concedente quaisquer valores remanescentes no vencimento da concessão. Isso leva a um ajuste a fim de reconhecer a redução (ou aumento) futura nas tarifas para levar em conta custos menores (ou adicionais) no ano corrente, sendo esse ajuste reconhecido como um item positivo (ou negativo) de receita. O aumento deste item em 2017 foi impulsionado principalmente por um aumento de R\$ 2.869 milhões no custo da energia elétrica comprada; um aumento de R\$ 1.490 milhões com repasse de Itaipu e um aumento de R\$ 610 milhões em contribuições para a ESS e EER;

- (ii) aumento de R\$ 719 milhões na receita da construção de infraestrutura de concessão; e
- (iii) aumento de 12,1% (ou R\$ 153 milhões) na receita referente ao subsídio de baixa renda e descontos nas tarifas reembolsadas por recursos da conta do CDE.

Deduções das receitas operacionais

Deduzimos determinados tributos e encargos setoriais da nossa receita operacional bruta para o cálculo da receita líquida. O imposto estadual sobre valor agregado (ICMS) é calculado com base na receita bruta de venda para consumidores finais (fornecimento faturado); o PIS e COFINS federais, são calculados com base na receita operacional bruta total, e os programas de eficiência energética e de pesquisa e desenvolvimento tecnológico do setor de energia elétrica (encargos regulatórios) são calculados com base na receita operacional líquida. Outros encargos setoriais podem variar dependendo do efeito regulatório refletido nas nossas tarifas.

Essas deduções representaram 33,2% de nossa receita operacional bruta em 2017 e 37,9% em 2016. Em comparação com 2016, essas deduções aumentaram 14,0% (ou R\$ 1.637 milhões) para R\$ 13.309 milhões em 2017, devido principalmente a: (i) um aumento de 27,9% (ou R\$ 736 milhões) referentes a PIS e COFINS, principalmente devido ao aumento de nossas receitas operacionais brutas (base de cálculo desses impostos); (ii) um aumento de 10,55% (ou R\$ 521 milhões) com ICMS; (iii) um aumento de R\$ 448 milhões em receitas de bandeira tarifária reconhecidas, que devem ser pagas na Conta de Centralização de Recursos de Bandeira Tarifária administrada pela CCEE; e (iv) uma redução de R\$ 175 milhões em contribuições efetuadas para a Conta CDE em decorrência das novas cotas definidas pela ANEEL em 2017.

Vendas por segmento

Distribuição

Em comparação com 2016, a receita operacional líquida do segmento de Distribuição aumentou 40,3% (ou R\$ 6.037 milhões) para R\$ 21.077 milhões em 2017. Esse aumento refletiu principalmente o aumento de R\$ 7.496 milhões na receita operacional bruta, devido às seguintes variações:

- (i) uma variação positiva de R\$ 3.996 milhões na receita de Ativos e Passivos Financeiros Setoriais, que representou uma receita de R\$ 1.901 milhões em 2017, em comparação com uma despesa de R\$ 2.095 milhões em 2016 (ver "Outras Receitas Operacionais" acima);
- (ii) um aumento de R\$ 1.215 milhões com suprimento de energia elétrica, impulsionado por aumentos significativos nos preços de energia que conseguimos obter no mercado de energia elétrica de curto prazo;
- (iii) aumento de R\$ 722 milhões na receita de construção de infraestrutura de concessão; e
- (iv) o aumento de 12,1% (ou R\$ 153 milhões) na receita referente ao subsídio de baixa renda e descontos nas tarifas reembolsadas por fundos da Conta CDE.

As deduções das receitas operacionais dos segmentos de Distribuição aumentaram 13% (ou R\$ 1.460 milhões) para R\$ 12.692 milhões em 2017, devido principalmente ao: (i) aumento de 15,1% (ou R\$ 1.084 milhões) com PIS e COFINS, impulsionado pelo aumento de nossas receitas operacionais brutas (base para o cálculo desses impostos); (ii) aumento de R\$ 448 milhões em deduções relacionadas

10.2 - Resultado Operacional E Financeiro

à receita de bandeira tarifária reconhecida, que deve ser paga na Conta de Centralização de Recursos de Bandeira Tarifária administrada pelo CCEE; e compensada por (iii) uma diminuição de 5,2% (ou R\$ 175 milhões) nas contribuições efetuadas para a conta do CDE devido a novas cotas definidas pela ANEEL em 2017.

Geração (fontes convencionais)

A receita operacional líquida do segmento de geração de fontes convencionais em 2017 foi de R\$ 1.190 milhões, um aumento de 18,6% (ou R\$ 187 milhões) em relação a R\$ 1.003 milhões em 2016, devido principalmente (i) ao aumento de R\$ 32 milhões em outras receitas; (ii) aumento de R\$ 47 milhões da receita de construção de infraestrutura da concessão relacionada à CPFL Morro Agudo; (iii) um aumento de 6,6% (R\$ 36 milhões) na receita de vendas para nossa subsidiárias de distribuição; (iv) aumento dos preços médios de 6,0 % (R\$ 32 milhões) na receita de vendas de nossa UHE Serra da Mesa para Furnas, e (v) aumento de 183,3% (ou R\$ 11 milhões) na energia vendida no mercado de curto prazo. Esse aumento foi parcialmente compensado por um aumento de 9,6% (R\$ 9 milhões) nas deduções fiscais do PIS e COFINS sobre a receita devido ao aumento das receitas operacionais brutas do segmento (base para o cálculo desses impostos).

Geração (fontes renováveis)

A receita operacional líquida do nosso segmento de geração de fontes renováveis em 2017 foi de R\$ 1.959 milhões, um aumento de 17,1% (ou R\$ 286 milhões) em comparação a R\$ 1.673 milhões em 2016. Esse aumento se deu principalmente ao: (i) aumento de R\$ 210 milhões impulsionada por novas quantidades vendidas a outras concessionárias e permissionárias; e (ii) aumento de R\$ 148 milhões com a venda de energia no mercado de curto prazo. Esses aumentos foram parcialmente compensados por uma redução de 60,9% (ou R\$ 58 milhões) na receita com consumidores livres no setor comercial, impulsionada principalmente por consumidores livres especiais migrando do mercado cativo e um aumento de 7,5% (ou R\$ 7 milhões) nas deduções a receita operacional com PIS e COFINS devido ao aumento na receita operacional bruta do segmento (base para o cálculo desses impostos).

Comercialização

A receita operacional líquida do nosso segmento de Comercialização em 2017 foi de R\$ 3.414 milhões, um aumento de 63,6% (ou R\$ 1.327 milhões) em comparação a R\$ 2.087 milhões em 2016. Esse aumento foi devido principalmente ao: (i) aumento de 102,5% (ou R\$ 782 milhões) na receita de vendas a outras concessionárias permissionárias, impulsionada por um aumento de 76,2% (ou R\$ 4.121 milhões) na quantidade vendida; (ii) aumento de 598,3% (ou R\$ 347 milhões) na receita de vendas no mercado de energia elétrica de curto prazo, impulsionado por um aumento quantidade de energia vendida de 130,6% (ou R\$ 582 milhões); (iii) aumento de 21,3% (ou R\$ 281 milhões) na receita com consumidores industriais livres, impulsionada por um aumento de 38,9% na quantidade de energia vendida; e (iv) aumento de 81,5% (ou R\$ 116 milhões) na receita com consumidores comerciais livres, impulsionada por um aumento de 101,3% na quantidade de energia vendida.

Esses aumentos foram parcialmente compensados por: (i) um aumento de 63,6% (ou R\$ 136 milhões) nas deduções à receita com PIS e COFINS, principalmente devido ao aumento na receita operacional bruta do segmento (base para o cálculo para estes impostos); (ii) uma redução de 91,8% (ou R\$ 56 milhões) em outras receitas; e (iii) uma redução de 100% (ou R\$ 12 milhões) no suprimento de energia elétrica para Furnas.

Serviços

A receita operacional líquida de nosso segmento de serviços em 2017 foi de R\$ 486 milhões, um aumento de 21,3% (ou R\$ 85 milhões) em comparação com R\$ 400 milhões em 2016. Esse aumento foi devido principalmente ao: (i) aumento de R\$ 98 milhões nas receitas de serviços de construção e manutenção; (ii) um aumento de R\$ 21 milhões em receitas de serviços de terceirização administrativa, call center e terceirização de TI. Esses aumentos foram parcialmente compensados por: (i) uma redução de 58,1% (ou R\$ 25 milhões) na receita de nosso negócio de eficiência energética de auto-geração; e (ii) um aumento de 30,6% (ou R\$ 9 milhões) nas deduções a receita com PIS, COFINS e ISS devido ao aumento de nossas receitas operacionais brutas (base para o cálculo desses impostos).

10.2 - Resultado Operacional E Financeiro

Resultado do Serviço de Energia Elétrica consolidado

Custo de Energia Elétrica

Energia elétrica comprada para revenda. Nossos custos de energia elétrica comprada para revenda aumentaram 58,6% (ou R\$ 5.768 milhões) em 2017, para R\$ 15.617 milhões (65,8% de nossos custos e despesas operacionais totais) em comparação com R\$ 9.849 milhões em 2016 (representando 59,4% de nossos custos e despesas operacionais), devido principalmente pelo aumento de 30,1% nos preços médios, refletindo:

- (i) um aumento de 67,1% (ou R\$ 5.728 milhões) no custo da energia comprada, refletindo um aumento de 22,2% na quantidade de energia comprada e um aumento de 36,7% nos preços médios de compra;
- (ii) um aumento de R\$ 325 milhões em compras de energia da Itaipu, refletindo um aumento de 3,4% no preço médio da energia comprada (em reais), causado por um aumento de 11,4% na tarifa (que é estabelecida anualmente pela ANEEL em US\$/kW), 8,3% com a desvalorização média do real em relação ao dólar norte-americano em 2017 em relação a 2016 e um aumento de 12,2% quantidade de energia comprada; e
- (iii) um aumento de 107,6% (ou R\$ 290 milhões) no custo da energia comprada no mercado de energia de curto prazo. Impulsionado principalmente por um aumento de 59,6% na quantidade comprada.

Esses aumentos foram parcialmente compensados por um aumento de R\$ 575 milhões dos créditos tributários de PIS e COFINS (representando um aumento de 58,2% em relação a 2016) relacionados a compras de energia, o que representa uma diminuição no custo de energia elétrica.

Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição: Nossos encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição diminuíram 5,0% (ou R\$ 67 milhões) para R\$ 1.284 milhões em 2017, principalmente em decorrência da: (i) redução de R\$ 816 milhões com Encargos de Serviço do Sistema; e (ii) da redução de R\$ 107 milhões com Encargos de energia da Reserva - EER. Essas reduções foram parcialmente compensadas por (iii) um aumento de R\$ 707 milhões com encargos de uso da rede; (iv) aumento de R\$ 107 milhões na transmissão de Itaipu; e (v) um aumento de R\$ 38 milhões em Encargos de Conexão.

Outros custos e despesas operacionais

Nossos outros custos e despesas operacionais abrangem nossos custos operacionais, custos dos serviços prestados a terceiros, custos relativos à construção de infraestrutura de concessão, despesas de vendas, despesas gerais e administrativas e outras despesas operacionais.

Comparado a 2016, nossos outros custos e despesas operacionais aumentaram 26,6% (ou R\$ 1.432 milhões) para R\$ 6.822 milhões em 2017, devido principalmente aos seguintes eventos: (i) aumento de 53,2% (ou R\$ 719 milhões) em despesas relacionadas à construção da infraestrutura de concessão, (ii) aumento de 25,9% (ou R\$ 283 milhões) de despesas com pessoal, refletindo o aumento de custos devido ao acordos de negociação coletiva; (iii) um aumento de 19,9% (ou R\$ 207 milhões) nas despesas de depreciação e amortização; (iv) um aumento de 11,7% (ou R\$ 76 milhões) em despesas relacionadas a serviços de terceiros; (v) aumento de R\$ 49 milhões em despesas relacionadas à alienação de ativos; (vi) um aumento de 31,6% (ou R\$ 60 milhões) no consumo de materiais; e (vii) uma redução de 12,1% (ou R\$ 21 milhões) na provisão para créditos de liquidação duvidosa.

Resultado do Serviço de Energia Elétrica

Comparado a 2016, nosso resultado do serviço de energia elétrica aumentou 19,8% (ou R\$ 499 milhões) para R\$ 3.022 milhões em 2017, uma vez que o aumento da nossa receita operacional líquida (R\$ 7.633 milhões) foi maior do que o aumento em nossos custos de geração e distribuição de energia elétrica e outros custos e despesas operacionais (R\$ 7.134 milhões).

Resultado do Serviço de Energia Elétrica por Segmento

10.2 - Resultado Operacional E Financeiro

Distribuição

Comparado a 2016, o resultado do serviço de energia elétrica de nosso segmento de distribuição aumentou R\$ 277 milhões para R\$ 1.531 milhões em 2017. Conforme discutido acima, a receita operacional líquida do segmento aumentou R\$ 6.037 milhões, enquanto os custos e as despesas operacionais relacionadas ao segmento aumentaram R\$ 5.647 milhões. Os principais fatores que contribuíram para as variações nos custos e despesas operacionais foram os seguintes:

Custos com energia elétrica: Comparado a 2016, os custos com energia elétrica aumentaram 45,1% (ou R\$ 4.399 milhões), para R\$ 14.147 milhões em 2017.

O custo da energia comprada para revenda aumentou 52,6% (ou R\$ 4.473 milhões), refletindo: (i) um aumento de 61,3% (ou R\$ 4.365 milhões) no custo de energia comprada no mercado regulado, refletindo um aumento de 9,8% na quantidade de energia comprada e um aumento de 46,9% nos preços médios de compra praticados; (ii) um aumento de R\$ 325 milhões na compra de energia elétrica de Itaipu, refletindo um aumento de 3,4% no preço médio de compra (em reais), causado por um aumento de 11,4% na tarifa (estabelecida anualmente pela ANEEL em US\$/kW) e uma desvalorização média de 8,3% do real frente ao dólar norte-americano em 2017 em relação a 2016, compensada por um aumento de 12,2% na quantidade de energia comprada e (iii) aumento de 109% (ou R\$ 236 milhões) em custos com o PROINFA e com mercado spot. Esse aumento no custo da energia comprada para revenda foi parcialmente compensado por um aumento de 52,3% (ou R\$ 452 milhões) nos créditos tributários de PIS e COFINS relativos às compras de energia elétrica.

Adicionalmente, como mencionado acima, os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição diminuíram 5,9% (ou R\$ 75 milhões) para R\$ 1.117 milhões em 2017, principalmente como resultado de: (i) uma diminuição de R\$ 816 milhões de Encargos de Serviço do Sistema; e (ii) uma diminuição de R\$ 107 milhões Encargos de energia da Reserva - EER. Essas reduções nos encargos foram parcialmente compensadas por (i) um aumento de R\$ 702 milhões com Encargos da Rede Básica; e (ii) aumento de R\$ 30 milhões com Encargos de Conexão.

Outros custos e despesas operacionais. Comparado a 2016, nossos outros custos e despesas operacionais do segmento de distribuição aumentaram 36,2% (ou R\$ 1.248 milhões), para R\$ 4.695 milhões em 2017, devido principalmente a (i) um aumento de 55,3% (ou R\$ 722 milhões) em despesas relativas à construção de infraestrutura de concessão; (ii) aumento de 29,7% (ou R\$ 195 milhões) em despesas com serviços de terceiros; (iii) um aumento de 26,3% (ou R\$ 192 milhões) nas despesas com pessoal, devido principalmente à aquisição da RGE Sul, bem como aumentos de salários decorrente do acordo de negociação coletiva; e (iv) um aumento de 28,7% (ou R\$ 144 milhões) nas despesas de depreciação e amortização. Esses aumentos foram parcialmente compensados por uma redução de 8,4% (ou R\$ 15 milhões) na provisão para créditos de liquidação duvidosa.

Geração (fontes convencionais)

Comparado a 2016, o resultado do serviço de energia elétrica de nosso segmento de geração convencional aumentou 14,0% (ou R\$ 94 milhões) para R\$ 766 milhões em 2017. Esse aumento foi devido principalmente a um aumento de 18,6% (ou R\$ 187 milhões) na receita operacional líquida conforme discutido na seção "Vendas por Segmento" acima, parcialmente compensado por um aumento de 47,0% (ou R\$ 50 milhões) nos custos e despesas operacionais.

O aumento nos custos e despesas operacionais deveu-se principalmente a (i) um aumento de 100% (ou R\$ 45 milhões) nas despesas relativas à construção da infraestrutura de concessão; (ii) um aumento de 23,8% (ou R\$ 5 milhões) em despesas relacionadas a serviços de terceiros; (iii) um aumento de R\$ 49 milhões no custo da energia elétrica, impulsionado por um aumento de 19,3% na quantidade vendida e um aumento de 35,9% nos preços médios praticados.

Em 2017, para minimizar os impactos da alta do GSF e PLD, decorrente de geração hidrelétrica, houve a estratégia de adquirir energia elétrica no mercado de curto prazo, visto que a redução da geração hidrelétrica decorreu da falta de chuvas e conseqüente baixa do nível dos reservatórios, ocasionando um aumento na geração térmica, encarecendo o PLD.

Esse aumento foi parcialmente compensado pelo reconhecimento de despesa de R\$ 7 milhões relacionada à amortização de custos do GSF.

Geração (fontes renováveis)

10.2 - Resultado Operacional E Financeiro

Comparado a 2016, o resultado do serviço de energia elétrica de nosso segmento de geração de fontes renováveis aumentou 37,4% (ou R\$ 165 milhões) para R\$ 605 milhões em 2017. Esse aumento foi devido principalmente ao aumento de 17,1% (ou R\$ 286 milhões) na receita operacional líquida (conforme discutido na seção "Vendas por Segmento" acima) parcialmente compensado pelo aumento de 8,5% (ou R\$ 58 milhões) nos custos e despesas operacionais.

O aumento nos custos e despesas operacionais reflete principalmente: (i) um aumento de 15,2% (ou R\$ 61 milhões) nas despesas de depreciação e amortização relacionadas à entrada em operação da PCH Pedra Cheirosa; (ii) aumento de R\$ 16 milhões nas compras de materiais e equipamentos operacionais; (iii) um aumento de R\$ 12 milhões nas despesas com serviços de terceiros. Estes aumentos nos custos foram parcialmente compensados por uma redução de R\$ 20 milhões em despesas relacionadas provisão para perda de valor recuperável de ativo; e (ii) e um aumento de 11,1% (ou R\$ 10 milhões) em encargos pelo uso do sistema de transmissão e distribuição.

Comercialização

Comparado a 2016, o resultado do serviço de energia elétrica do nosso segmento de comercialização aumentou 5,6% (ou R\$ 9 milhões), para R\$ 168 milhões em 2017. Esse aumento foi devido ao efeito líquido do aumento de 63,6% (ou R\$ 1.327 milhões) na receita operacional líquida do segmento, conforme discutido na seção "Vendas por Segmento" acima, que superou o aumento de 68,5% (ou R\$ 1.319 milhões) dos custos e despesas operacionais. O aumento nos custos e despesas deveu-se principalmente a um aumento de 70,3% (ou R\$ 1.318 milhões) no custo de energia elétrica comprada no mercado regulado, impulsionado por um aumento de 86% na quantidade de energia comprada parcialmente compensado pela redução nos preços praticados.

Serviços

Comparada a 2016, o resultado do serviço de energia elétrica do segmento de serviços aumentou 3,4% (ou R\$ 2 milhões), para R\$ 68 milhões em 2017. Esse aumento foi devido ao efeito líquido do aumento de 24,3% (ou R\$ 95 milhões) na receita operacional líquida conforme discutido na seção "Vendas por Segmento" acima, que superou o aumento de 23,6% (ou R\$ 76 milhões) nos custos e despesas operacionais.

Lucro líquido Consolidado

Despesa Financeira Líquida

Comparado a 2016, nossa despesa financeira líquida aumentou 2,3% (ou R\$ 34 milhões), passando de R\$ 1.453 milhões em 2016 para R\$ 1.488 milhões em 2017, devido principalmente a uma redução de R\$ 286 milhões em nossas despesas financeiras, compensado por uma redução de R\$ 320 milhões em nossa receita financeira.

Os motivos da diminuição das despesas financeiras são: (i) uma redução de 23,2% (ou R\$ 163 milhões) decorrentes das atualizações monetários e cambiais, devido a menores médias da taxa de juros; e (ii) uma redução de 8,3% (ou R\$ 150 milhões) nos encargos da dívida. Essas reduções nas despesas financeiras foram parcialmente compensadas por (i) aumento de R\$ 57 milhões decorrente da atualização monetários do passivo financeiro setorial; e (ii) uma redução de 25,8% (ou R\$ 18 milhões) com custos de empréstimos capitalizados, que é contabilizado como um aumento nas despesas financeiras.

A diminuição da receita financeira deve-se principalmente aos seguintes fatores: (i) uma redução de 31,5% (ou R\$ 210 milhões) na receita de aplicações financeiras, devido à redução do saldo do caixa e equivalentes de caixa; (ii) queda de 58,7% (ou R\$ 87 milhões) na receita de atualizações monetárias e cambiais; (iii) redução de 100% (ou R\$ 33 milhões) na receita de atualização monetária do ativo e passivo financeiro setorial; e (iv) redução de R\$ 13 milhões em atualizações de créditos tributários. Essas reduções foram parcialmente compensadas por (i) um aumento de 7,9% (ou R\$ 19 milhões) nos pagamentos de juros e multa; (ii) uma redução de 23,6% (ou R\$ 15 milhões) com PIS e COFINS sobre outras receitas financeiras; e (iii) um aumento de 42,9% (ou R\$ 14 milhões) na receita de atualização de depósitos judiciais.

10.2 - Resultado Operacional E Financeiro

Em 31 de dezembro de 2017, tínhamos um endividamento (representado por empréstimos, financiamentos e debêntures) em reais de R\$ 15.310 milhões (em comparação com R\$ 16.452 milhões em 2016), sobre o qual incidem juros e atualizações monetárias calculados com base em diversas taxas e índices do mercado financeiro brasileiro. A variação da taxa média do CDI diminuiu para 9,93% em 2017, contra 14% em 2016; e a TJLP diminuiu para 7,1% em 2017, em comparação com 7,5% em 2016. Possuímos o equivalente a R\$ 4.858 milhões (em comparação com R\$ 5.502 milhões 2016) de endividamento em moeda estrangeira, em dólares norte-americanos e euros. A fim reduzir o risco de perdas cambiais em relação a esse endividamento em moeda estrangeira e variações nas taxas de juros, temos uma política de utilizar derivativos com o propósito de proteção (*hedge*) dos riscos de variação cambial e flutuação das taxas de juros.

Imposto de Renda e Contribuição Social

Nosso encargo líquido de imposto de renda e contribuição social aumentou para R\$ 604 milhões em 2017, em comparação com R\$ 501 milhões em 2016. A alíquota efetiva de 32,7% sobre o lucro antes de impostos em 2017 foi menor que a alíquota oficial de 34%, devido principalmente à impossibilidade de registro de alguns prejuízos fiscais. Tais créditos não constituídos referem-se ao prejuízo gerado para o qual, neste momento, não há uma razoável certeza de geração de lucros tributáveis futuro suficientes para a sua absorção.

Lucro líquido

Comparado a 2016, e devido aos fatores discutidos acima, o lucro líquido apresentou um aumento de 41,4% (ou R\$ 364 milhões), para R\$ 1.243 milhões em 2017.

Lucro Líquido por Segmento

Em 2017, 53,5% de nosso lucro líquido de nosso segmento de distribuição, 52,6% de nosso segmento de geração de fontes convencionais, 1,6% de nosso segmento de geração de fontes renováveis, 7,3% de nosso segmento de comercialização, 4,4% do nosso segmento de serviços e negativo de 19,4% em Outros.

Distribuição

Comparado a 2016, o lucro líquido do nosso segmento de distribuição aumentou 63,3% (ou R\$ 258 milhões), para R\$ 665 milhões em 2017, como resultado do: (i) aumento de 22,1% (ou R\$ 277 milhões) no resultado do serviço de energia elétrica; compensado por (ii) aumento de 2,9% (ou R\$ 16 milhões) nas despesas financeiras líquidas; e (iii) aumento de 1,3% (ou R\$ 4 milhões) nos encargos de imposto de renda e contribuição social.

O aumento das despesas financeiras líquidas do segmento foi devido principalmente a:

- uma redução de 12,6% (ou R\$ 166 milhões) na despesa financeira, devido principalmente a (i) uma redução de R\$ 1.302 milhões em despesas com derivativos, (ii) aumento de R\$ 1.225 milhões em variações monetárias e cambiais; e (iii) uma redução de R\$ 67 milhões em despesas financeiras com encargos da dívida como resultado de menor endividamento.
- uma queda de R\$ 184 milhões na receita financeira, principalmente devido a: (i) uma redução de 41,2% (ou R\$ 153 milhões) na receita de aplicações financeiras; (ii) uma queda de 48,5% (ou R\$ 38 milhões) com variações monetárias e cambiais; (iii) uma redução de 100% (ou R\$ 33 milhões) na receita de atualização do ativo e passivo financeiro setorial. Essas reduções foram parcialmente compensadas por: (i) aumento de 10% (ou R\$ 24 milhões) com juros e multas; e (ii) um aumento de 44,1% (ou R\$ 15 milhões) com atualização monetária de depósitos judiciais.

Geração (fontes convencionais)

Comparado a 2016, o lucro líquido do nosso segmento de geração de fontes convencionais aumentou 29,6% (ou R\$ 149 milhões) para R\$ 654 milhões em 2017, comparado a R\$ 505 milhões em 2016. Esse aumento deve-se principalmente ao: (i) aumento de 14,0% (ou R\$ 94 milhões) no resultado do serviço de energia elétrica; e (ii) uma redução de 13,4% (ou R\$ 51 milhões) nas despesas financeiras líquidas.

A diminuição das despesas financeiras líquidas deveu-se principalmente a: (i) uma redução de 72,1% (ou R\$ 49 milhões) em variações monetárias e cambiais positivas, classificadas na receita financeira; e

10.2 - Resultado Operacional E Financeiro

(ii) uma redução de 22,1% (ou R\$ 23 milhões) na receita de aplicações financeiras. Essas reduções foram parcialmente compensadas por (i) uma redução de R\$ 107 milhões em despesas com derivativos; e (ii) redução de R\$ 23 milhões em encargos de dívida e variações monetárias e cambiais negativas, impulsionadas pela menor média da taxa de juros.

Geração (fontes renováveis)

Comparado a 2016, o lucro líquido do nosso segmento geração de fontes renováveis aumentou 113,9% (ou R\$ 161 milhões) para R\$ 20 milhões em 2017, contra o prejuízo líquido de R\$ 141 milhões em 2016, principalmente devido ao efeito combinado do: (i) aumento de 37,4% (ou R\$ 165 milhões) no resultado do serviço de energia elétrica; (ii) aumento de R\$ 28 milhões nas despesas com imposto de renda e contribuição social; e (iii) uma redução de 4,5% (ou R\$ 24 milhões) nas despesas financeiras líquidas.

O aumento nas despesas financeiras líquidas foi impulsionado por uma redução de R\$ 45 milhões nas despesas com encargos da dívida e variações monetárias e cambiais, compensadas por um aumento de R\$ 25 milhões em custos de empréstimos capitalizados, que é contabilizado como uma diminuição nas despesas financeiras.

Comercialização

Comparado a 2016, o lucro líquido do nosso segmento de comercialização diminuiu 19,6% (ou R\$ 22 milhões), para R\$ 90 milhões em 2017, refletindo o efeito de: (i) uma diminuição de R\$ 40 milhões na receita financeira líquida; (ii) um aumento de 5,6% (ou R\$ 9 milhões) no resultado do serviço de energia elétrica; e (iii) uma redução de R\$ 9 milhões nas despesas de Imposto de Renda e Contribuição Social.

Serviços

Comparado a 2016, o lucro líquido do nosso segmento de serviços aumentou 1,9% (ou R\$ 1 milhão), para R\$ 55 milhões em 2017. Esta variação, relativamente estável, reflete o efeito de: (i) um aumento de 3,4% (ou R\$ 2 milhões) no resultado do serviço de energia elétrica; e (ii) uma ligeira redução de R\$ 1 milhão da receita financeira líquida.

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

Tarifas Reguladas de Distribuição

O resultado das operações é afetado significativamente por mudanças nas tarifas reguladas de energia elétrica. Mais especificamente, a maior parte da receita é derivada da venda de energia elétrica para Consumidores Finais cativos com base em tarifas reguladas. Em 2018, as vendas para consumidores cativos representaram 68,5% da quantidade de energia elétrica vendida e 63,3% da nossa receita operacional, em comparação com 65,9% e 59,7%, respectivamente, em 2017. Essas proporções podem diminuir se os clientes migrarem da situação de Consumidores Finais cativos para Consumidores Livres.

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

Reajuste Tarifário Anual – RTA

Em 31 de dezembro de 2017 foi aprovado por Assembleia Geral Extraordinária o agrupamento das controladas (Companhia Luz e Força Santa Cruz, Companhia Leste Paulista de Energia, Companhia Sul Paulista de Energia e Companhia Luz, Força de Mococa e Companhia Jaguari de Energia, juntas como concessionária agrupada). De acordo com a Resolução Normativa nº 716, de 3 de maio de 2016, até a primeira revisão tarifária da concessionária agrupada, que se dará em março de 2021, a ANEEL poderá aplicar procedimento que parcele ao longo do tempo a variação das tarifas das antigas concessões e a tarifa unificada. Tal decisão quanto à transição tarifária se deu no reajuste tarifário de março de 2018.

Em 04 de dezembro de 2018 por meio da Resolução Autorizativa nº 7.499/2018, a ANEEL autorizou o agrupamento das distribuidoras de energia elétrica RGE e RGE Sul, nos termos da Resolução Normativa

10.2 - Resultado Operacional E Financeiro

nº 716/2016 de 03 de maio de 2016. A partir de 1 de janeiro de 2019 as operações destas controladas passaram a ser realizadas somente pela RGE Sul, que passou a ter como nome fantasia "RGE". Esta operação foi aprovada pela Assembleia Geral Extraordinária realizada em 31 de dezembro de 2018.

Os aumentos de tarifas se aplicam de maneira diferenciada para cada classe de consumidores, havendo, em geral, aumentos maiores para consumidores atendidos em tensões mais elevadas, de modo a reduzir os efeitos de subsídios, que foram historicamente concedidos a esses consumidores e que foram em sua maioria eliminados em 2007. A tabela a seguir apresenta o aumento médio em termos percentuais de cada reajuste anual a partir de 2016. O aumento percentual das tarifas deve ser avaliado à luz da taxa da inflação brasileira.

	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE ⁽⁶⁾	RGE Sul	CPFL Santa Cruz ⁽⁷⁾	CPFL Mococa ⁽⁷⁾	CPFL Leste Paulista ⁽⁷⁾	CPFL Sul Paulista ⁽⁷⁾	CPFL Jaguari ⁽⁷⁾
2016									
Reposic. econômico ⁽¹⁾	-0,29%	-5,35%	-0,67%	⁽⁶⁾	11,59% ⁽⁴⁾	11,90% ⁽⁴⁾	17,01% ⁽⁴⁾	16,89% ⁽⁴⁾	17,01% ⁽⁴⁾
Componentes financeiros ⁽²⁾	10,18%	-7,19%	-0,81%	⁽⁶⁾	10,92% ⁽⁴⁾	4,67% ⁽⁴⁾	4,03% ⁽⁴⁾	7,46% ⁽⁴⁾	12,45% ⁽⁴⁾
Total	9,89%	-12,54%	-1,48%	⁽⁶⁾	22,51% ⁽⁴⁾	16,57% ⁽⁴⁾	21,04% ⁽⁴⁾	24,35% ⁽⁴⁾	29,46% ⁽⁴⁾
2017									
Reposic. econômico ⁽¹⁾	2,13% ⁽³⁾	6,33%	2,37%	2,95%	1,37%	3,45%	3,18%	0,97%	3,88%
Componentes financeiros ⁽²⁾	-2,93% ⁽³⁾	1,37%	1,21%	-3,15%	-2,65%	-1,80%	-2,41%	0,66%	-1,83%
Total	-0,80%⁽³⁾	7,69%	3,57%	-0,20%	-1,28%	1,65%	0,77%	1,63%	2,05%
2018									
Reposic. econômico ⁽¹⁾	8,67%	8,83%	15,56%	11,57%	4,41%	⁽⁷⁾	⁽⁷⁾	⁽⁷⁾	⁽⁷⁾
Componentes financeiros ⁽²⁾	4,01%	11,18%	5,71%	6,88%	1,30%	⁽⁷⁾	⁽⁷⁾	⁽⁷⁾	⁽⁷⁾
Total	12,68%	20,01%	21,27%	18,45%	5,71%	⁽⁷⁾	⁽⁷⁾	⁽⁷⁾	⁽⁷⁾
2019									
Reposic. econômico ⁽¹⁾	2,95%	⁽³⁾	⁽⁹⁾	⁽⁸⁾	2,02%	⁽⁷⁾	⁽⁷⁾	⁽⁷⁾	⁽⁷⁾
Componentes financeiros ⁽²⁾	9,07%	⁽³⁾	⁽⁹⁾	⁽⁸⁾	11,68%	⁽⁷⁾	⁽⁷⁾	⁽⁷⁾	⁽⁷⁾
Total	12,02%	⁽³⁾	⁽⁹⁾	⁽⁸⁾	13,70%	⁽⁷⁾	⁽⁷⁾	⁽⁷⁾	⁽⁷⁾

- (1) Essa parcela do ajuste reflete primariamente a taxa de inflação do período e é usada como base para os ajustes dos anos subsequentes.
- (2) Essa parcela do ajuste reflete na liquidação de ativos e passivos registrados por competência, principalmente a CVA, e não é considerada no cálculo do ajuste do ano seguinte.
- (3) Reajuste anual da CPFL Piratininga ocorre em outubro.
- (4) Representa o efeito da Revisão Tarifária Periódica (RTP) para a CPFL Piratininga, ocorrida em 2015, considerando que não há Reajuste Tarifário Anual (RTA) no ano em que ocorre RTP.
- (5) Representa o efeito da Revisão Tarifária Periódica (RTP) para a CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Mococa e CPFL Jaguari, ocorrida em 2016, considerando que não há Reajuste Tarifário Anual (RTA) no ano em que ocorre RTP. Adicionalmente, em 03 de fevereiro de 2016, a ANEEL alterou o período de reajuste anual para CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Mococa e CPFL Jaguari para março de cada ano.
- (6) Tarifas definidas anteriormente a aquisição da RGE Sul.
- (7) CPFL Santa Cruz, CPFL Mococa, CPFL Leste Paulista e CPFL Sul Paulista unificaram na CPFL Santa Cruz na data efetiva de 1º de janeiro de 2018.
- (8) RGE foi incorporada pela RGE Sul, vigente a partir de 1º de janeiro de 2019.
- (9) Reajustes anuais da RGE ocorrem em junho.

Revisões Periódicas

Em 22 de novembro de 2011, a ANEEL definiu a metodologia aplicável ao terceiro ciclo de revisão (2011 a 2014) através da Resolução Normativa nº 457/2011. Para o terceiro ciclo, a ANEEL designou um novo método de reconhecimento de quais custos nós podemos repassar aos nossos clientes. Além disso, a ANEEL aprovou a nova metodologia para calcular a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição ou TUSD e outras tarifas de energia elétrica, na qual as distribuidoras assumem todos os riscos de mercado resultantes de indicadores de tarifa. Comparado ao ciclo de revisão de tarifa anterior, esta nova metodologia causou um impacto negativo na nossa condição financeira e nos resultados de nossas operações.

Em 28 de abril de 2015, a ANEEL estabeleceu a metodologia a ser aplicada no quarto ciclo de revisão periódica (2015 a 2016) através das Resoluções nºs 648/2015, 649/2015, 650/2015, 652/2015, 657/2015, 660/2015, 682/2015, 685/2015 e 686/2015. O quarto ciclo mantém a maioria dos parâmetros utilizados para o terceiro ciclo, tais como a definição, pela ANEEL, dos custos que podem ser repassados para os nossos clientes. Algumas das mudanças para o quarto ciclo incluem um incentivo tarifário para o desenvolvimento de certas políticas públicas e também o aumento da importância do componente Fator X na nova fórmula tarifária. Em comparação com o ciclo tarifário anterior, a nova metodologia tem impacto positivo na nossa condição financeira e nos resultados de nossas operações.

10.2 - Resultado Operacional E Financeiro

A partir de 2015, a ANEEL revisará as metodologias aplicáveis ao setor elétrico considerando os componentes da tarifa separadamente, enquanto que anteriormente todas as metodologias foram abordadas em conjunto a cada ciclo, como no período de 2008-2010 e 2010-2014.

A tabela a seguir apresenta os resultados do primeiro, segundo, terceiro e quarto ciclos de revisões periódicas.

	Primeiro Ciclo		Segundo Ciclo		Terceiro Ciclo		Quarto Ciclo	
	Data do Ajuste	Ajuste Econômico (%)	Data do Ajuste	Ajuste Econômico (%)	Data do Ajuste	Ajuste Econômico (%)	Data do Ajuste	Ajuste Econômico (%)
CPFL Paulista	Abril de 2003	20,66	Abril de 2008	-14,00	Abril de 2013	4,67 ⁽³⁾	Abril de 2018	8,67
CPFL Piratininga	Outubro de 2003	10,14	Outubro de 2007	-12,77	Outubro de 2011	-3,95 ^{(1) (3)}	Outubro de 2015	40,14
RGE ⁽⁶⁾	Abril de 2003	27,96	Abril de 2008	2,34	Junho de 2013	-10,27 ⁽³⁾	Junho de 2018	15,56
RGE Sul	Abril de 2003	⁽⁴⁾	Abril de 2008	⁽⁴⁾	Abril de 2013	⁽⁴⁾	Abril de 2018	11,57
CPFL Santa Cruz ⁽⁵⁾	Fevereiro de 2004	17,14	Fevereiro de 2008	-14,41	Fevereiro 2012	4,16 ⁽¹⁾⁽²⁾	Março de 2016	11,59
CPFL Mococa ⁽⁵⁾	Fevereiro de 2004	21,73	Fevereiro de 2008	-7,60	Fevereiro 2012	7,18 ^{(1) (2)}	Março de 2016	11,90
CPFL Leste Paulista ⁽⁵⁾	Fevereiro de 2004	20,10	Fevereiro de 2008	-2,18	Fevereiro 2012	-2,00 ^{(1) (2)}	Março de 2016	17,01
CPFL Sul Paulista ⁽⁵⁾	Fevereiro de 2004	12,29	Fevereiro de 2008	-5,19	Fevereiro 2012	-4,48 ^{(1) (2)}	Março de 2016	16,89
CPFL Jaguari ⁽⁵⁾	Fevereiro de 2004	-6,17	Fevereiro de 2008	-5,17	Fevereiro 2012	-7,15 ^{(1) (2)}	Março de 2016	17,01

- (1) Como resultado da demora da ANEEL em determinar a metodologia aplicável ao terceiro ciclo de revisões periódicas, o processo de revisões periódicas para CPFL Piratininga foi concluído em 23 de outubro de 2012 ao invés de 23 de outubro de 2011, data conforme o estabelecido no contrato de concessão. CPFL Santa Cruz, CPFL Jaguari, CPFL Mococa, CPFL Leste Paulista e CPFL Sul Paulista tiveram seu processo de revisão concluído em 3 de fevereiro de 2013 ao invés de 3 de fevereiro de 2012, data conforme estabelecido nos seus contratos de concessão. No entanto, a diferença de tarifas cobradas da data do processo de revisão especificado no contrato de concessão e da data atual na qual o processo foi concluído foi reembolsada aos consumidores.
- (2) CPFL Santa Cruz, CPFL Jaguari, CPFL Mococa, CPFL Leste Paulista e CPFL Sul Paulista entraram com recursos administrativos questionando os resultados de seus processos de revisão periódica. Os recursos foram julgados pela ANEEL em janeiro de 2014, com os seguintes resultados: (i) o Despacho n.º 165 de 28 de janeiro de 2014 altera o índice de revisão tarifária de 7,20% para 7,18% para CPFL Mococa, principalmente devido à redução da Base de Remuneração Regulatória; (ii) o Despacho n.º 212 de 30 de janeiro de 2014 altera o índice de revisão tarifária de 4,36% para 4,16% para a CPFL Santa Cruz, principalmente devido à redução da BRR; (iii) o Despacho n.º 166 de 28 de janeiro de 2014 altera o índice de revisão tarifária de -2,20% para -2,00% para CPFL Leste Paulista, principalmente devido ao aumento da BRR e às perdas regulatórias não técnicas; (iv) o Despacho n.º 211 de 30 de janeiro de 2014 altera o índice de revisão tarifária de -3,72% para -3,78 % para a CPFL Sul Paulista, principalmente devido à redução da BRR; e (v) o Despacho n.º 167 de 28 de janeiro de 2014 altera o índice de revisão tarifária de -7,10% para -7,09% para a CPFL Jaguari, principalmente devido ao aumento da BRR.
- (3) A CPFL Piratininga, CPFL Paulista e RGE instauraram recursos administrativos questionando o resultado de seus processos de revisão periódica. A CPFL Piratininga questionou as perdas regulatórias no processo de revisão periódica. O recurso foi avaliado pela ANEEL, e o Despacho n.º 3.426, emitido em 8 de outubro de 2013, alterou o resultado do processo de revisão periódica de -4,45% para -3,95%. A CPFL Paulista questionou a BRR e a Resolução n.º 733 de 25 de março de 2014, alterando o resultado do processo de revisão periódica de 4,53% para 4,67%. A RGE também questionou a BRR dos municípios de Putinga e Anta Gorda, incluídas na BRR após leilão. Portanto, a Resolução n.º 1.857 de 17 de junho de 2014, alterou o resultado do processo de revisão periódica de -10,66% para -10,27%.
- (4) Tarifas definidas anteriormente a aquisição da RGE Sul.
- (5) CPFL Jaguari, CPFL Mococa, CPFL Leste Paulista e CPFL Sul Paulista unificaram na CPFL Santa Cruz efetivamente em 1º de janeiro de 2018.
- (6) RGE foi incorporada pela RGE Sul, vigente a partir de 1º de janeiro de 2019.

Vendas a Consumidores Potencialmente Livres

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

Historicamente, poucos dos nossos Consumidores Potencialmente Livres optaram por tornarem-se Consumidores Livres. Acreditamos que isto ocorreu (i) por estes consumidores terem considerado que as vantagens de um contrato de longo prazo com taxas de energia elétrica inferiores à tarifa regulada são superadas pelas desvantagens relacionadas a custos adicionais (em particular, a tarifa pelo uso do sistema de transmissão) e pelo risco de flutuação dos preços no longo prazo e (ii) porque parcela significativa dos Consumidores Potencialmente Livres, que celebraram contratos antes de julho de 1995, ficam limitados a mudar para fornecedores que adquirem energia elétrica de fontes de energia renovável, tais como PCHs ou biomassa. Não se espera que um número substancial dos consumidores torne-se Consumidores Livres, mas as perspectivas a longo prazo desta migração entre diferentes mercados (cativo e livre) e seu impacto no resultado são difíceis de serem previstas.

10.2 - Resultado Operacional E Financeiro

Preços para a Energia Elétrica Adquirida

Os preços da energia elétrica adquirida pelas distribuidoras nos termos de contratos de longo prazo firmados no ambiente de contratação regulada são (i) aprovados pela ANEEL, no caso de contratos assinados antes do Novo Modelo do Setor Elétrico, e (ii) determinados em leilões para aqueles assinados após o Novo Modelo, enquanto os preços da energia elétrica comprada no ambiente de contratação livre baseiam-se em índices de mercado prevalentes, de acordo com o contrato bilateral. Em 2018, foram adquiridos 73.689 GWh, em comparação aos 77.974 GWh adquiridos em 2017. Os preços nos contratos de longo prazo são corrigidos anualmente para refletir os aumentos em determinados custos de geração e a inflação. A maioria dos contratos tem reajustes vinculados ao reajuste anual nas tarifas de distribuição, de forma que os aumentos de custos são repassados aos consumidores por meio de aumentos de tarifas. Como uma crescente parcela da energia elétrica é adquirida em leilões públicos, o êxito das estratégias nesses leilões afeta as margens e a exposição ao risco de preço de mercado, uma vez que a capacidade de repassar os custos de aquisição de energia elétrica estará vinculada ao êxito na projeção da expectativa de demanda.

Também adquirimos uma quantidade substancial de energia elétrica de Itaipu nos termos de obrigações "take-or-pay" a preços regidos pelos regulamentos adotados nos termos de um contrato internacional. As concessionárias com operações no Centro-Oeste, Sul e Sudeste são obrigadas por lei a adquirir uma parcela da participação brasileira na capacidade disponível de Itaipu. Em 2018, foram adquiridos 11.117 GWh (15,1% do total comprado) de energia elétrica de Itaipu, enquanto que em 2017 foram adquiridos 11.779 GWh (15,1% do total comprado). O preço da energia elétrica de Itaipu é estabelecido em dólares para refletir os custos de pagamento de sua dívida. De forma correspondente, o preço da energia elétrica adquirida de Itaipu aumenta em termos reais quando o real se desvaloriza em relação ao dólar. A mudança nos custos para a energia elétrica de Itaipu está sujeita ao mecanismo de recuperação de custos da Parcela A descrito abaixo.

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

Variações de Custos Não Gerenciáveis - Custos da Parcela A

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

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

- **c) impacto da inflação, da variação de preços dos principais insumos e produtos, do câmbio e da taxa de juros no resultado operacional e no resultado financeiro do emissor;**

Conjuntura Econômica Brasileira

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

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

- *Consumidores Residenciais e Comerciais.* Essas classes são muito afetadas por condições

10.2 - Resultado Operacional E Financeiro

climáticas, o desempenho do mercado de trabalho, distribuição de renda, disponibilidade de crédito entre outros fatores. Temperaturas elevadas e aumento dos níveis de renda causam um aumento na procura por energia elétrica e, portanto, aumentam as nossas vendas. Por outro lado, o aumento do desemprego e a diminuição da renda familiar tendem a reduzir a demanda e deprimir nossas vendas.

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

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

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

A tabela abaixo mostra os principais indicadores de desempenho da economia brasileira referentes aos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2018, 2017 e 2016.

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de		
	2018	2017	2016
Crescimento do PIB (em reais) ⁽¹⁾	1,1%	1,1%	(3,3%)
Taxa de desemprego ⁽²⁾ – média de %	12,3%	12,7%	11,5%
Crédito a pessoa física (recursos não destinados) – % PIB	13,8%	13,0%	12,9%
Crescimento das Vendas no Varejo	2,3%	2,1%	(6,3%)
Crescimento da Produção Industrial	1,1%	2,5%	(6,4%)
Inflação (IGP-M) ⁽³⁾	7,5%	(0,5%)	7,2%
Inflação (IPCA) ⁽⁴⁾	3,8%	2,9%	6,3%
Taxa de câmbio média – US\$1,00 ⁽⁵⁾	R\$3,680	R\$3,202	R\$3,483
Taxa de câmbio no fim do período – US\$1,00	R\$3,875	R\$3,308	R\$3,259
Depreciação (apreciação) do real x dólar norte-americano ⁽⁴⁾	17,1%	1,5%	(16,5%)

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

(1) Fonte: Relatório Focus.

(2) Taxa de desemprego conforme Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios (PNAD), divulgado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE).

(3) A inflação (IGP-M) é o índice geral de preços de mercado medido pela Fundação Getúlio Vargas.

(4) A inflação (IPCA) é um índice amplo de preços ao consumidor medido pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, sendo a referência para as metas de inflação estabelecidas pelo CMN.

(5) Representa a média das taxas de venda comerciais no último dia de cada mês durante o período.

(6) Dado trimestral não disponível até a data de divulgação do relatório.

O ano de 2016 no Brasil foi marcado por forte contração econômica com significativas crises políticas e incertezas e indicadores econômicos desfavoráveis. No entanto, em 2017, a economia brasileira começou a melhorar, mostrando recuperação nas principais atividades e indicadores financeiros, com crescimento do PIB de 1,1% (comparado com redução de 3,3% em 2016), segundo o IBGE. Em 2018, a economia brasileira continuou melhorando, com crescimento do PIB de 1,1%, segundo o IBGE.

A recuperação do consumo das famílias, em decorrência da aceleração gradual do emprego em 2018, aliada à melhora das condições de crédito, como a redução do endividamento das famílias e das taxas de juros, contribuiu para impulsionar a atividade doméstica. De acordo com o IBGE, em 2018 o consumo das famílias aumentou 1,9% em comparação com o crescimento de 1,4% em 2017. As estatísticas de taxa de desemprego, renda e crédito, que são indicadores-chave do consumo de energia elétrica, demonstraram uma recuperação significativa em 2017 e 2018.

10.2 - Resultado Operacional E Financeiro

Apesar do crescimento da economia brasileira em 2018, nossa indústria apresentou piores resultados em 2018 quando comparada a 2017. Esse declínio nos resultados da indústria deveu-se a uma queda na confiança após a greve do transporte de carga no Brasil em maio de 2018 e suas consequências, e também a turbulência política durante o mês de outubro de 2018, em que houve eleições presidenciais e uma redução significativa na demanda externa, principalmente da Argentina, um dos principais compradores de nossos produtos.

Em 2018, a taxa de inflação (IPCA) atingiu nível historicamente baixo (3,75%), o que permitiu uma política monetária mais flexível. Como resultado, o Banco Central conseguiu sustentar as reduções continuadas da taxa SELIC ao longo do ano, atingindo 6,50% em abril de 2018.

No entanto, apesar da melhoria em vários fatores macroeconômicos em 2018, o Brasil continua experimentando sucessivos rebaixamentos da classificação de crédito do país: Standard & Poor's (janeiro de 2018); Fitch Ratings (agosto de 2018); Moody's Investors Service (abril de 2018). Essas desvalorizações refletem a contínua evolução fiscal adversa e a contínua incerteza política no Brasil.

Nosso risco de crédito e títulos de dívida são classificados pela Standard and Poor's, Fitch Ratings e Moody's Investors Service. Essas classificações refletem, entre outros fatores, as perspectivas para o setor elétrico brasileiro, o contexto político e econômico, o risco país, as condições hidrológicas nas áreas em que nossas usinas estão localizadas, nosso desempenho operacional e nosso nível de endividamento. Nossa classificação foi rebaixada em 2016 de AA+ para AA- pela Standard and Poor's como resultado do rebaixamento do grau de investimento do Brasil devido a mudanças nos cenários econômico e político. Apesar do rebaixamento do grau de investimento do Brasil em setembro de 2015, a Fitch Ratings não rebaixou nossa classificação em 2016. Em maio de 2018, nossa classificação foi mantida como AA- com uma perspectiva estável pela Standard and Poor's e foi elevada para AAA em junho de 2018. Em julho de 2018, nossa classificação foi AAA pela Moody's Investors Service. Em maio de 2018 e fevereiro de 2019, nossa classificação foi mantida como AAA com perspectiva estável pela Fitch Rating. Em junho de 2019, nossa classificação foi mantida como AAA pela Standard and Poor's e pela Moody's Investors Service

10.3 - Eventos Com Efeitos Relevantes, Ocorridos E Esperados, Nas Demonstrações Financeiras

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 aplicável em razão da Companhia não ter introduzido ou alienado segmento operacional.

– **b) constituição, aquisição ou alienação de participação societária**

Em 15 de junho de 2016, nossa subsidiária integral CPFL Jaguariúna Participações Ltda. firmou acordo para aquisição de 100% da AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. (que posteriormente teve sua razão social alterada para RGE Sul Distribuidora de Energia S.A ou RGE Sul) da AES Guaíba II Empreendimentos Ltda. A RGE Sul atua como distribuidora de energia no estado do Rio Grande do Sul e tem direito exclusivo para distribuição de energia para 118 municípios no estado. A transação foi concluída em 31 de outubro de 2016, e os resultados de novembro e dezembro de 2016 da RGE estão refletidos em nossas demonstrações financeiras consolidadas. O preço de compra, após os ajustes previstos, foi de R\$ 1.592 milhões. Após considerar o caixa e equivalentes de caixa adquirido no montante de R\$ 95 milhões, a saída líquida de caixa foi de R\$ 1.497 milhões.

Em AGE realizada em 15 de dezembro de 2017, foi aprovada a incorporação da CPFL Jaguariúna pela RGE Sul. A incorporada, por consequência foi extinta, passando a RGE Sul a condição de sucessora dos seus bens, direitos e obrigações.

No momento da incorporação, foram aplicados os conceitos das Instruções CVM nº 319/99 e nº 349/01, de modo que uma provisão retificadora do ágio fosse registrada, gerando um crédito fiscal no montante de R\$ 100 milhões. Para recompor seus investimentos, a Companhia e a CPFL Brasil registraram, de forma proporcional aos seus investimentos na RGE Sul, (i) um intangível de concessão recomposto no montante de R\$ 148 milhões e R\$ 46 milhões respectivamente, no montante total de R\$ 194 milhões, correspondente à mais valia dos intangíveis de infraestrutura da distribuição e de exploração da concessão; e (ii) um ajuste líquido de mais e menos valia no montante de R\$ 67 milhões e R\$ 20 milhões, respectivamente, correspondentes ao valor justo de provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas, menos valia de consumidores e mais valia de ativo de indenização. Ambos os montantes são indedutíveis para fins fiscais na Companhia e na CPFL Brasil.

Em 21 de novembro de 2017 a ANEEL, através da Resolução Autorizativa nº 6.723/2017, autorizou o agrupamento das distribuidoras de energia elétrica Companhia Luz e Força Santa Cruz, Companhia Leste Paulista de Energia, Companhia Jaguari de Energia, Companhia Sul Paulista de Energia, Companhia Luz e Força de Mococa e Companhia Jaguari de Energia, nos termos da Resolução Normativa nº 716/2016 de 03 de maio de 2016. A partir de 1 de janeiro de 2018 as operações destas controladas passaram a ser somente pela Companhia Jaguari de Energia, cujo nome fantasia passou a ser "CPFL Santa Cruz". Esta operação foi aprovada pelas Assembleias Geral Extraordinária ("AGE") realizadas em 31 de dezembro de 2017 nas empresas agrupadas.

Em 04 de dezembro de 2018 por meio da Resolução Autorizativa nº 7.499/2018, a ANEEL autorizou o agrupamento das distribuidoras de energia elétrica RGE e RGE Sul, nos termos da Resolução Normativa nº 716/2016 de 03 de maio de 2016. A partir de 1 de janeiro de 2019 as operações destas controladas passaram a ser realizadas somente pela RGE Sul, que passou a ter como nome fantasia "RGE". Esta operação foi aprovada pela Assembleia Geral Extraordinária ("AGE") realizada em 31 de dezembro de 2018.

– **c) eventos ou operações não usuais**

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

10.4 - Mudanças Significativas Nas Práticas Contábeis - Ressalvas e Ênfases no Parecer do Auditor

10.4. Comentários dos diretores sobre:

– a) mudanças significativas nas práticas contábeis

2018

As demonstrações financeiras de 2018 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 2018, sendo os mais relevantes o IFRS 9 Instrumentos Financeiros e o IFRS 15 Receita de Contrato com Cliente.

IFRS 9/CPC 48 - Instrumentos financeiros

Aplicável para os exercícios iniciados em ou após 1º de janeiro de 2018, a norma IFRS 9 / CPC 48, estabelece novos requerimentos para classificação e mensuração de ativos e passivos financeiros. Os ativos financeiros passam a ser classificados em três categorias, baseados no modelo de negócio pelo qual eles são mantidos e nas características de seus fluxos de caixa contratuais: (i) mensurados ao valor justo por meio do resultado; e (ii) mensurados pelo custo amortizado e; (iii) mensurado ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes.

Com relação aos passivos financeiros, a principal alteração relacionada aos requerimentos estabelecidos pelo IAS 39 / CPC 38 requer que a mudança no valor justo do passivo financeiro designado ao valor justo contra o resultado, que seja atribuível a mudanças no risco de crédito daquele passivo, seja apresentada em outros resultados abrangentes e não na demonstração do resultado.

Em relação ao *impairment* de ativos financeiros, o IFRS 9 / CPC 48 requer o modelo de expectativa de perda no crédito, no lugar do modelo de perda efetiva do crédito mencionada no IAS 39 / CPC 38. O modelo de expectativa de perda no crédito requer que a empresa registre contabilmente a expectativa de perdas em créditos e mudanças nessas expectativas a cada data de reporte para refleti-las desde o reconhecimento inicial. Isso significa dizer que não é mais necessário que o evento ocorra para que seja reconhecida a perda no crédito.

Com relação às modificações relacionadas à contabilização de *hedge*, o IFRS 9 / CPC 48 mantém os três tipos de mecanismo de contabilização de *hedge* previstos no IAS 39, mas traz maior flexibilidade no que tange aos tipos de transações elegíveis à contabilização de *hedge*. Houve a ampliação dos tipos de instrumentos que se qualificam como instrumentos de *hedge* e os tipos de componentes de risco de itens não financeiros elegíveis à contabilização de *hedge*. Adicionalmente, o teste de efetividade foi renovado e substituído pelo princípio de "relacionamento econômico". Ainda, a avaliação retroativa da efetividade do *hedge* não é mais necessária e ocorreu a introdução de exigências adicionais de divulgação relacionadas às atividades de gestão de riscos de uma entidade.

As controladas de distribuição do Grupo possuem ativos relevantes registrados na rubrica de ativos financeiros da concessão, anteriormente classificados como "disponíveis para venda", de acordo com os requerimentos do IAS 39 / CPC 38. Estes ativos representam o direito à indenização ao final do prazo de concessão das controladas de distribuição. A designação destes instrumentos como disponíveis para venda ocorreu em função da não classificação nas outras três categorias descritas no IAS 39 / CPC 38 (empréstimos e recebíveis, valor justo contra o resultado e mantidos até o vencimento). Estes ativos passaram a ser classificados como mensurados ao valor justo contra resultado de acordo com a nova norma (IFRS 9 / CPC48) e os efeitos da mensuração subsequente deste ativo são registrados no resultado do exercício. No exercício de 2018 o valor registrado referente a estes ativos era de R\$ 7.430.149 (R\$ 6.569.404 em 2017) e não houve impactos na mensuração dos saldos decorrentes da mudança de classificação proveniente da adoção do IFRS 9 / CPC 48.

Os ativos financeiros setoriais registrados nas controladas de distribuição do Grupo relativos ao mecanismo de definição de tarifa, quanto a diferença temporal entre os custos orçados e aqueles que são efetivamente incorridos, eram registradas anteriormente como "empréstimos e recebíveis" de acordo com os requerimentos do IAS 39 / CPC 38. Após a aplicação do IFRS 9 / CPC 48, estes

10.4 - Mudanças Significativas Nas Práticas Contábeis - Ressalvas e Ênfases no Parecer do Auditor

ativos financeiros passam a ser classificados como custo amortizado. No exercício de 2018 o valor registrado referente a estes ativos era de R\$ 1.554.861 (R\$ 565.837 em 2017) e não houve impactos nos saldos decorrentes da mudança de classificação.

Desta forma, não houve nenhum impacto relevante de mensuração nas demonstrações financeiras consolidadas do Grupo em função da adoção inicial relacionada à classificação de ativos financeiros.

Adicionalmente, como o Grupo não aplica a contabilização de *hedge*, a Administração concluiu que não houve impacto relevante nas informações divulgadas ou valores registrados em suas demonstrações financeiras consolidadas em função das alterações da norma sobre este tópico.

Com relação às mudanças ao cálculo de *impairment* de instrumentos financeiros, os efeitos acumulados da adoção inicial foram reconhecidos de forma retrospectiva em 1º de janeiro de 2018, totalizando uma redução da rubrica de "consumidores, concessionárias e permissionárias" de R\$73.426 (R\$48.461 líquido dos efeitos tributários).

Com as mudanças do risco de crédito, os passivos financeiros que estavam designados a valor justo contra o resultado até o exercício de 2017, geraram impactos nos registros referentes às mudanças no risco de crédito em outros resultados abrangentes, em vez de diretamente no resultado do exercício. Os efeitos acumulados da adoção inicial foram reconhecidos de forma retrospectiva em 1º de janeiro de 2018, totalizando uma perda de R\$ 51.736 (R\$ 34.146 líquido dos efeitos tributários) em lucros acumulados, cuja contrapartida foi a conta de outros resultados abrangentes.

IFRS 15 / CPC 47 - Receita de contratos com clientes

O IFRS 15/CPC 47 estabelece um modelo para contabilização de receitas provenientes de contratos com clientes e substituiu o antigo guia de reconhecimento da receita presente no IAS 18 / CPC 30 (R1) - Receitas, IAS 11 / CPC 17 (R1) - Contratos de Construção e as interpretações relacionadas.

Esta norma estabelece que uma entidade deve reconhecer a receita para representar a transferência (ou promessa) de bens ou serviços a clientes de forma a refletir a consideração de qual montante espera trocar por aqueles bens ou serviços. A norma introduz um modelo para o reconhecimento da receita que considera cinco etapas: (i) identificação do contrato com o cliente; (ii) identificação da obrigação de desempenho definida no contrato; (iii) determinação do preço da transação; (iv) alocação do preço da transação às obrigações de desempenho do contrato e (v) reconhecimento da receita se e quando a empresa cumprir as obrigações de desempenho.

De acordo com os requerimentos do pronunciamento a entidade reconhece a receita somente quando (ou se) a obrigação de desempenho for cumprida, ou seja, quando o "controle" dos bens ou serviços de uma determinada operação são efetivamente transferidos ao cliente. Adicionalmente, esta norma estabelece um maior detalhamento nas divulgações relacionadas aos contratos com clientes.

A partir de 1º de janeiro de 2018, a Administração do Grupo avaliou os efeitos em suas demonstrações financeiras consolidadas contemplando o novo modelo das cinco etapas mencionadas acima e a compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos considerados como contraprestação variável de acordo com o passo (iii) acima passou a ser registrada como receita operacional, na rubrica Outras Receitas, sendo que até 31 de dezembro de 2017 era registrada em Outras Despesas Operacionais. O montante registrado no exercício de 2018 foi de R\$ 57.630.

As controladas de distribuição do Grupo possuem ativos de infraestrutura da concessão durante o período de construção, anteriormente registrados na rubrica de intangível. Estes ativos passaram a ser registrados na rubrica de ativo contratual em curso de acordo com os requerimentos do IFRS 15 / CPC 47. Esta mudança não apresentou impactos materiais nas demonstrações financeiras consolidadas do Grupo.

Adicionalmente, as controladas de transmissão possuíam ativos anteriormente classificados como financeiros, "empréstimos e recebíveis", de acordo com os requerimentos do IAS 39 / CPC 38, compostos por dois componentes: o direito de recebimento de "Receita Anual Permitida – RAP" a ser recebida ao longo da concessão e a indenização ao término da concessão. Estes dois componentes passaram a ser classificados como ativo contratual, de acordo com os requerimentos

10.4 - Mudanças Significativas Nas Práticas Contábeis - Ressalvas e Ênfases no Parecer do Auditor

do IFRS 15 / CPC 47. Esta mudança não apresentou impactos materiais nas demonstrações financeiras consolidadas do Grupo.

IFRIC 22 / ICPC 21 – Transações e adiantamentos em moeda estrangeira

Emitida em 8 de dezembro de 2016, o IFRIC 22 aborda a taxa de câmbio a ser utilizada em transações que envolvam a contrapartida paga ou recebida antecipadamente em transações com moeda estrangeira. O IFRIC será aplicável para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2018.

As transações em moeda estrangeira do Grupo restringem-se, atualmente, aos instrumentos de dívida com instituições financeiras internacionais, mensuradas a valor justo, e à aquisição de energia de Itaipu. Uma vez que ativos e passivos mensurados ao valor justo estão fora do escopo desta interpretação e que não há antecipações de pagamentos nas operações com Itaipu, a Administração do Grupo avalia que o IFRIC 22 não causou nem causará impactos relevantes em suas demonstrações financeiras consolidadas.

2017

As demonstrações financeiras de 2017 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 2017, sendo o mais relevante o IAS 7 Demonstrações dos Fluxos de Caixa.

Alterações ao IAS 7 / CPC 03 (R2) – Demonstrações dos Fluxos de Caixa

Emitidas em 29 de janeiro de 2016, as alterações ao IAS 7 da Iniciativa de Divulgação têm como objetivo levar as entidades a fornecerem divulgações que permitam aos usuários das demonstrações financeiras avaliar as alterações nas responsabilidades decorrentes das atividades de financiamento.

A aplicação das alterações ao IAS 7 / CPC 03 (R2) implicou em alterações na divulgação de movimentação de ativos e passivos financeiros cujos fluxos de caixa são classificados como atividade de financiamento. As mudanças destas alterações do IAS 7 geraram divulgação adicional.

2016

As demonstrações financeiras de 2016 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.

Para o exercício de 2016, a Companhia e suas Controladas alteraram sua política contábil anteriormente adotada referente a classificação do ajuste da expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro da concessão das distribuidoras, por uma política contábil que melhor reflete o desempenho dos negócios da Companhia e suas controladas e, portanto, procederam às reclassificações de forma retrospectiva em suas demonstrações do resultado e do valor adicionado do exercício de 2015, conforme as orientações do CPC 23 / IAS 8 – Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro.

– b) efeitos significativos das alterações em práticas contábeis

As mudanças nas práticas contábeis em 2018 e seus efeitos estão divulgadas no item 10.4.

Não houve alterações significativas nas práticas contábeis adotadas pela Companhia, no exercício social de 2017.

Para o exercício de 2016, a Companhia e suas Controladas alteraram sua política contábil anteriormente adotada referente a classificação do ajuste da expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro da

10.4 - Mudanças Significativas Nas Práticas Contábeis - Ressalvas e Ênfases no Parecer do Auditor

concessão das distribuidoras, por uma política contábil que melhor reflete o desempenho dos negócios da Companhia e suas controladas e, portanto, procederam às reclassificações de forma retrospectiva em suas demonstrações do resultado e do valor adicionado do exercício de 2015, conforme as orientações do CPC 23 / IAS 8 – Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro.

– c) ressalvas e ênfases presentes no relatório do auditor

O Relatório dos Auditores Independentes, referente ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2018, datado de 11 de março de 2019, emitido pela KPMG Auditores Independentes, não contém parágrafos de ênfases ou ressalvas.

O Relatório dos Auditores Independentes, referente ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2017, datado de 20 de março de 2018, emitido pela KPMG Auditores Independentes, não contém parágrafos de ênfases ou ressalvas.

O Relatório dos Auditores Independentes, referente ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2016, datado de 13 de março de 2017, emitido pela Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, conteve parágrafo de ênfase relacionado a mudança de política contábil adotada pela Companhia, referente a classificação do ajuste da expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro da concessão, cujos valores correspondentes das demonstrações financeiras relativos às demonstrações do resultado e do valor adicionado (informação suplementar) consolidadas, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015, apresentados para fins de comparação, foram reclassificados e reapresentados, sendo que o mesmo não contém ressalvas sobre esse ou outros assuntos.

10.5 - Políticas Contábeis Críticas

10.5. Indicações e comentários dos diretores sobre políticas contábeis críticas adotadas pelo emissor, explorando, em especial, estimativas contábeis feitas pela administração sobre questões incertas e relevantes para a descrição da situação financeira e dos resultados, que exijam julgamentos subjetivos ou complexos, tais como: provisões, contingências, reconhecimento da receita, créditos fiscais, ativos de longa duração, vida útil de ativos não-circulantes, planos de pensão, ajustes de conversão em moeda estrangeira, custos de recuperação ambiental, critérios para teste de recuperação de ativos e instrumentos financeiros.

Ao elaborar as demonstrações financeiras, fazemos estimativas relativas a diversos assuntos. Alguns desses assuntos são altamente imprevisíveis, fazendo com que estas estimativas dependam de opiniões formuladas com base nas informações disponíveis. Discutem-se ainda determinadas políticas contábeis relativas a questões regulatórias. Na discussão a seguir, foram identificados diversos outros assuntos com relação aos quais as apresentações financeiras seriam prejudicadas caso (i) fossem utilizadas estimativas diferentes, ou (ii) no futuro, as estimativas sejam alteradas com razoável probabilidade de ocorrer.

A discussão trata apenas das estimativas mais importantes com base no grau de imprevisibilidade e na probabilidade de impacto relevante, caso outras estimativas fossem utilizadas em seu lugar. Há muitas outras áreas nas quais estimativas são utilizadas para situações imprevisíveis, mas o efeito provável da alteração ou substituição das estimativas não é relevante para as demonstrações financeiras. Veja as notas explicativas às demonstrações financeiras, para discussão mais detalhada da aplicação destas e de outras políticas contábeis.

Intangível e Ativo Contratual em Curso

Ativo intangível e ativo contratual em curso inclui os direitos que tenham por objeto bens incorpóreos como ágios, direito de exploração de concessões, software e servidão de passagem.

O ágio ("goodwill") resultante na aquisição de controladas é representado pela diferença entre o valor justo da contraprestação transferida pela aquisição de um negócio, somando a parcela dos acionistas não controladores, e o montante líquido do valor justo dos ativos e passivos da controlada adquirida.

O ágio é subsequentemente mensurado pelo custo, deduzido das perdas por redução ao valor recuperável acumuladas. Os ágios, bem como os demais ativos intangíveis de vida útil indefinida, se existirem, não estão sujeitos à amortização, sendo anualmente testados para verificar se os respectivos valores contábeis não superam os seus valores de recuperação.

Os deságios são registrados como ganhos no resultado do exercício quando da aquisição do negócio que os originou.

Nas demonstrações financeiras individuais, a mais valia dos ativos líquidos adquiridos em combinações de negócios é incluída ao valor contábil do investimento e sua respectiva amortização é classificada na demonstração do resultado individual na linha de "resultado de participações societárias" em atendimento à Interpretação do Comitê de Pronunciamentos Contábeis, ou ICPC, 09 (R2). Nas demonstrações financeiras consolidadas este valor é apresentado como intangível e sua amortização é classificada na demonstração do resultado consolidado como "amortização de intangível de concessão" em outras despesas operacionais.

O ativo intangível que corresponde ao direito de exploração de concessões pode ter três origens distintas, fundamentadas pelos argumentos a seguir:

(i) Adquiridos através de combinações de negócios: a parcela oriunda de combinações de negócios que corresponde ao direito de exploração da concessão amortizada utilizando-se o método linear sobre o período remanescente das concessões.

(ii) Investimentos na infraestrutura (aplicação do ICPC 01 (R1) e IFRIC 12 – Contratos de Concessão) em serviço: em função dos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica firmados pelas controladas, o ativo intangível registrado corresponde ao direito que os concessionários possuem de cobrar os usuários pelo uso da infraestrutura da concessão. Uma vez que o prazo para exploração é definido contratualmente, este ativo intangível de vida útil definida é amortizado pelo prazo

10.5 - Políticas Contábeis Críticas

de concessão de acordo com uma curva que reflita o padrão de consumo em relação aos benefícios econômicos esperados.

(iii) Uso do Bem Público: algumas concessões de geração foram concedidas mediante a contraprestação de pagamentos para a União a título de Uso do Bem Público. O registro desta obrigação na data da assinatura dos respectivos contratos, a valor presente, teve como contrapartida a conta de ativo intangível. Estes valores, capitalizados pelos juros incorridos da obrigação até a data de entrada em operação, estão sendo amortizados linearmente pelo período de cada concessão.

A partir de 1º de janeiro de 2018, os ativos de infraestrutura da concessão em curso das distribuidoras devem ser classificados como ativo de contrato durante o período de construção ou de melhoria de acordo com os critérios do CPC 47 / IFRS 15.

– Redução ao valor recuperável (“impairment”)

Política aplicável a partir de 1º de janeiro de 2018

– Ativos financeiros

O CPC 48 / IFRS 9 requer o modelo de perda de crédito esperada, em lugar do modelo de perda de crédito “incorrida” mencionada no IAS 39 / CPC 38.

O Grupo CPFL avalia a evidência de perda de valor para determinados recebíveis tanto no nível individualizado como no nível coletivo para todos os títulos significativos. Recebíveis que não são individualmente importantes são avaliados coletivamente quanto à perda de valor por agrupamento conjunto desses títulos com características de risco similares.

O Grupo CPFL reconhece provisões para perdas esperadas de crédito sobre: (i) ativos financeiros mensurados ao custo amortizado; (ii) investimentos de dívida mensurados ao Valor Justo por meio de Outros Resultados Abrangentes, ou VJORA; e (iii) ativos de contrato.

O Grupo CPFL mensura a provisão para perda, utilizando a abordagem simplificada de reconhecimento, em um montante igual à perda de crédito esperada para a vida inteira, exceto para os títulos de dívida com baixo risco de crédito na data do balanço, que são mensurados como perda de crédito esperada para 12 meses.

Ao determinar se o risco de crédito de um ativo financeiro aumentou significativamente desde o reconhecimento inicial e ao estimar as perdas de crédito esperadas, o Grupo CPFL considera uma abordagem simplificada de avaliação da inadimplência baseada em mensurar a perda esperada de um ativo financeiro equivalente às perdas de crédito esperadas para toda a vida de um ativo, contemplando informações razoáveis e passíveis de suporte que são relevantes e disponíveis sem custo ou esforço excessivo. Isso inclui informações e análises quantitativas e qualitativas, com base na experiência histórica do Grupo, na avaliação de crédito e considerando informações prospectivas (*forward-looking*).

O Grupo CPFL utiliza uma matriz de provisões com base em suas taxas de inadimplência observadas históricas ao longo da vida esperada das contas a receber de clientes para estimar as perdas de créditos esperadas para toda a vida do ativo, onde o histórico de perdas é ajustado para considerar efeitos das condições atuais e suas previsões de condições futuras que não afetaram o período em que se baseiam os dados históricos.

A metodologia desenvolvida pelo Grupo CPFL resultou em um percentual que está aderente com a IFRS 9 descrita como perda de crédito esperada (*Expected Credit Losses*), contemplando em um único percentual a probabilidade de perda, ponderada pela expectativa de perda e resultados possíveis, ou seja, contempla a chance de perda (“PD” - *Probability of Default*), exposição financeira no momento do não cumprimento (“EAD” - *Exposure At Default*) e a perda dada pela inadimplência (“LGD” - *Loss Given Default*).

Em cada data de balanço, o Grupo CPFL avalia se os ativos financeiros contabilizados pelo custo amortizado e os títulos de dívida mensurados ao VJORA quando aplicável, estão com problemas de recuperação. Um ativo financeiro possui “problemas de recuperação” quando ocorrem um ou mais eventos com impacto prejudicial nos fluxos de caixa futuros estimados do ativo financeiro.

Evidência objetiva de que ativos financeiros tiveram problemas de recuperação inclui os seguintes dados observáveis:

10.5 - Políticas Contábeis Críticas

- dificuldades financeiras significativas do emissor ou do mutuário;
- quebra de cláusulas contratuais;
- reestruturação de um valor devido ao Grupo CPFL em condições que não seriam aceitas em condições normais;
- a probabilidade que o devedor entrará em falência ou passará por outro tipo de reorganização financeira; ou
- o desaparecimento de mercado ativo para o título por causa de dificuldades financeiras.

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

– Ativos não financeiros

Os ativos não financeiros com vida útil indefinida, como o ágio ("goodwill"), são testados anualmente para a verificação se seus valores contábeis não superam os respectivos valores de realização. Os demais ativos sujeitos à amortização são submetidos ao teste de *impairment* sempre que eventos ou mudanças nas circunstâncias indiquem que o valor contábil possa não ser recuperável.

O valor da perda corresponderá ao excesso do valor contábil comparado ao valor recuperável do ativo, representado pelo maior valor entre (i) o seu valor justo, líquido dos custos de venda do bem, ou (ii) o seu valor em uso.

Os ativos (ex: ágio, intangível de concessão) são segregados e agrupados nos menores níveis existentes para os quais existam fluxos de caixa identificáveis (Unidade Geradora de Caixa – "UGC"). Caso seja identificada uma perda ao valor recuperável, a respectiva perda é registrada na demonstração do resultado. Exceto pelo ágio, em que a perda não pode ser revertida no período subsequente, caso exista, também é realizada uma análise para possível reversão do *impairment*.

Plano de Pensão

Patrocinamos planos de benefício de pensão e planos de benefícios em caso de invalidez e falecimento, cobrindo substancialmente todos os nossos empregados. A determinação do valor de nossas obrigações com pensão depende de determinadas premissas atuariais, incluindo índices de desconto, inflação, etc.

Impostos Diferidos

A contabilização dos impostos sobre o lucro requer o registro de ativos e passivos correntes e diferidos. Dessa forma, os efeitos das diferenças entre o valor contábil para fins fiscais do ativo e passivo e os montantes reconhecidos nas demonstrações financeiras consolidadas são tratadas como diferenças temporárias para os fins de registro do imposto de renda diferido.

O crédito fiscal diferido ativo é testado regularmente para fins de recuperação, sendo que não será reconhecido se a probabilidade de não realização for maior que a probabilidade de realização. Se formos incapazes de gerar lucros tributáveis futuros suficientes, ou se houver alteração relevante nas alíquotas de imposto efetivas, ou período no qual as diferenças temporárias subjacentes se tornem tributáveis ou dedutíveis, podemos estar obrigadas a estabelecer uma provisão de desvalorização total ou parcial do crédito fiscal diferido ativo. Isso pode resultar em um aumento substancial da alíquota efetiva de imposto e um impacto adverso relevante sobre os resultados operacionais.

Provisão para Riscos Fiscais, Cíveis e Trabalhistas

Somos partes de processos judiciais no Brasil, decorrentes do curso normal dos negócios, relativos a questões fiscais, trabalhistas, cíveis entre outras.

As provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas são estimadas com base em experiência histórica, na natureza das reclamações, bem como com base na atual posição das reclamações. As avaliações relativas a essas provisões são realizadas por vários de nossos especialistas internos e externos. O registro das provisões requer julgamento significativo por parte da administração no tocante às probabilidades estimadas e limites de exposição de obrigação em potencial. A avaliação da nossa administração a respeito da exposição aos riscos fiscais, cíveis e trabalhistas pode se alterar à medida que se deem novos acontecimentos ou passem a ficar disponíveis mais informações. O desfecho destas

10.5 - Políticas Contábeis Críticas

provisões pode variar de maneira significativa, acarretando impacto relevante sobre os resultados operacionais, fluxos de caixa e situação financeira.

– Instrumentos Financeiros

Política aplicável a partir de 1º de Janeiro de 2018

– Ativos financeiros

Ativos financeiros são reconhecidos inicialmente na data em que foram originados ou na data da negociação em que a Companhia ou suas controladas se tornam uma das partes das disposições contratuais do instrumento. O desreconhecimento de um ativo financeiro ocorre quando os direitos contratuais aos respectivos fluxos de caixa do ativo expiram ou quando os riscos e benefícios da titularidade do ativo financeiro são transferidos.

Mensuração subsequente e ganhos e perdas: Política aplicável a partir de 1º de janeiro de 2018.

Ativos financeiros mensurados a valor justo por meio do resultado	Esses ativos são subsequentemente mensurados ao valor justo. O resultado líquido, incluindo juros ou receita de dividendos, é reconhecido no resultado.
Ativos financeiros a custo amortizado	Estes ativos são mensurados de forma subsequente ao custo amortizado utilizando o método dos juros efetivos. O custo amortizado é reduzido por perdas por <i>impairment</i> . As receitas de juros, ganhos e perdas cambiais e <i>impairment</i> são reconhecidos no resultado. Qualquer ganho ou perda no desreconhecimento é reconhecido no resultado.
Instrumentos de dívida ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes	Esses ativos são mensurados de forma subsequente ao valor justo. Os resultados líquidos são reconhecidos em outros resultados abrangentes, com exceção dos rendimentos de juros calculados utilizando o método de juros efetivos, ganhos e perdas cambiais e <i>impairment</i> que devem ser reconhecidos no resultado. No momento do desreconhecimento, o efeito acumulado em outros resultados abrangentes é reclassificado para o resultado.
Instrumentos patrimoniais ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes	Esses ativos são mensurados de forma subsequente ao valor justo. Todas as variações são reconhecidas em outros resultados abrangentes e nunca serão reclassificadas para o resultado, exceto dividendos que são reconhecidos como ganho no resultado (a menos que o dividendo represente claramente uma recuperação de parte do custo do investimento).

Mensuração subsequente e ganhos e perdas: Política aplicável antes de 1 de janeiro de 2018.

Ativos financeiros mensurados a valor justo por meio do resultado	Esses ativos são subsequentemente mensurados ao valor justo. O resultado líquido, incluindo juros ou receita de dividendos, é reconhecido no resultado.
Ativos financeiros mantidos até o vencimento	Os ativos são mensurados ao custo amortizado utilizando o método de juros efetivos.
Empréstimos e recebíveis	Esses ativos são mensurados ao custo amortizado utilizando o método de juros efetivos.
Ativos financeiros mantidos	Os ativos são mensurados ao valor justo e as variações no valor justo (exceto as perdas por <i>impairment</i> , juros e diferenças cambiais sobre os instrumentos de dívida)

10.5 - Políticas Contábeis Críticas

para venda	são reconhecidas em Outros Resultados Abrangentes e acumuladas na reserva de valor justo. Quando esses ativos são desreconhecidos, os ganhos e perdas acumulados no patrimônio líquido são reclassificados para o resultado.
------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Os direitos de indenização ao final do prazo de concessão das controladas de distribuição estão classificados como mensurados ao valor justo por meio do resultado e as alterações no valor justo deste ativo são registrados no resultado do exercício.

Os ativos financeiros não são reclassificados subsequentemente ao reconhecimento inicial, a não ser que o Grupo mude o modelo de negócios para a gestão de ativos financeiros, e neste caso todos os ativos financeiros afetados são reclassificados no primeiro dia do período de apresentação posterior à mudança no modelo de negócios.

Custo amortizado: Um ativo financeiro é mensurado ao custo amortizado se atender ambas as condições a seguir e não for designado como mensurado ao VJR:

- é mantido dentro de um modelo de negócios cujo objetivo seja manter ativos financeiros para receber fluxos de caixa contratuais; e
- seus termos contratuais geram, em datas específicas, fluxos de caixa que são relativos somente ao pagamento de principal e juros sobre o valor principal em aberto.

Valor Justo por meio de Outros Resultados Abrangentes (VJORA): Um instrumento de dívida é mensurado ao VJORA se atender ambas as condições a seguir e não for designado como mensurado ao VJR:

- é mantido dentro de um modelo de negócios cujo objetivo é atingido tanto pelo recebimento de fluxos de caixa contratuais quanto pela venda de ativos financeiros; e
- seus termos contratuais geram, em datas específicas, fluxos de caixa que são apenas pagamentos de principal e juros sobre o valor principal em aberto.

No reconhecimento inicial de um investimento em um instrumento patrimonial que não seja mantido para negociação, o Grupo pode optar irrevogavelmente por apresentar alterações subsequentes no valor justo do investimento em Outros Resultados Abrangentes, sendo essa escolha feita investimento por investimento.

Todos os ativos financeiros não classificados como mensurados ao custo amortizado ou ao VJORA, conforme descrito acima, são classificados como ao VJR. Isso inclui todos os ativos financeiros derivativos. No reconhecimento inicial, o Grupo pode designar de forma irrevogável um ativo financeiro não derivativo que de outra forma atenda os requisitos para ser mensurado ao custo amortizado ou ao VJORA como ao VJR se isso eliminar ou reduzir significativamente um descasamento contábil que de outra forma surgiria.

Avaliação do modelo de negócio:

O Grupo realiza uma avaliação do objetivo do modelo de negócios em que um ativo financeiro é mantido em carteira porque isso reflete melhor a maneira pela qual o negócio é gerido e as informações são fornecidas à Administração. As informações consideradas incluem as políticas e objetivos estipulados para a carteira e o funcionamento prático dessas políticas. Eles incluem a questão de saber se:

- a estratégia da Administração tem como foco a obtenção de receitas de juros contratuais, a manutenção de um determinado perfil de taxa de juros, a correspondência entre a duração dos ativos financeiros e a duração de passivos relacionados ou saídas esperadas de caixa, ou a realização de fluxos de caixa por meio da venda de ativos;
- como o desempenho da carteira é avaliado e reportado à Administração do Grupo;

10.5 - Políticas Contábeis Críticas

- os riscos que afetam o desempenho do modelo de negócios (e o ativo financeiro mantido naquele modelo de negócios) e a maneira como aqueles riscos são gerenciados;
- como os gerentes do negócio são remunerados - por exemplo, se a remuneração é baseada no valor justo dos ativos geridos ou nos fluxos de caixa contratuais obtidos; e
- a frequência, o volume e o momento das vendas de ativos financeiros nos períodos anteriores, os motivos de tais vendas e suas expectativas sobre vendas futuras.

As transferências de ativos financeiros para terceiros em transações que não se qualificam para o desreconhecimento não são consideradas vendas, de maneira consistente com o reconhecimento contínuo dos ativos do Grupo.

Os ativos financeiros mantidos para negociação ou gerenciados com desempenho avaliado com base no valor justo são mensurados ao valor justo por meio do resultado.

Avaliação sobre se os fluxos de caixa contratuais são somente pagamentos de principal e de juros: Para fins dessa avaliação, o 'principal' é definido como o valor justo do ativo financeiro no reconhecimento inicial. Os 'juros' são definidos como uma contraprestação pelo valor do dinheiro no tempo e pelo risco de crédito associado ao valor principal em aberto durante um determinado período de tempo e pelos outros riscos e custos básicos de empréstimos (por exemplo, risco de liquidez e custos administrativos), assim como uma margem de lucro.

O Grupo CPFL considera os termos contratuais do instrumento para avaliar se os fluxos de caixa contratuais são somente pagamentos do principal e de juros. Isso inclui a avaliação sobre se o ativo financeiro contém um termo contratual que poderia mudar o momento ou o valor dos fluxos de caixa contratuais de forma que ele não atenderia essa condição. Ao fazer essa avaliação, o Grupo CPFL considera:

- eventos contingentes que modifiquem o valor ou a época dos fluxos de caixa;
- termos que possam ajustar a taxa contratual, incluindo taxas variáveis;
- o pré-pagamento e a prorrogação do prazo; e
- os termos que limitam o acesso do Grupo a fluxos de caixa de ativos específicos (por exemplo, baseados na performance de um ativo).

Para as transações de compra e venda de energia realizada pelas controladas de comercialização, o Grupo CPFL mantém a política contábil alinhada com a estratégia de negócios com instrumentos mensurados ao custo amortizado, os quais referem-se aos contratos já celebrados e ainda mantidos com a finalidade de recebimento ou entrega de energia de acordo com os requisitos esperados pela companhia relacionados à compra ou venda. As transações geralmente são de longo prazo e nunca são liquidadas pelo valor líquido à vista ou por outro instrumento financeiro e, mesmo na eventualidade de algum contrato possuir flexibilização, a estratégia do portfólio do Grupo não é alterada por esta razão.

– Passivos financeiros

Passivos financeiros são reconhecidos inicialmente na data em que são originados ou na data de negociação em que nós ou nossas controladas se tornam parte das disposições contratuais do instrumento. As classificações dos passivos financeiros são como seguem:

- (i) Mensurados pelo valor justo por meio do resultado: são os passivos financeiros que sejam: (i) mantidos para negociação, (ii) designados ao valor justo com o objetivo de confrontar os efeitos do reconhecimento de receitas e despesas a fim de se obter informação contábil mais relevante e consistente ou (iii) derivativos. Estes passivos são registrados pelos respectivos valores justos, cujas mudanças são reconhecidas no resultado do exercício e qualquer alteração na mensuração

10.5 - Políticas Contábeis Críticas

subsequente dos valores justos que seja atribuível a alterações no risco de crédito do passivo deve ser registrada contra outros resultados abrangentes.

- (ii) Mensurados ao custo amortizado: são os demais passivos financeiros que não se enquadram na classificação acima. São reconhecidos inicialmente pelo valor justo deduzido de quaisquer custos atribuíveis à transação e, posteriormente, registrados pelo custo amortizado através do método da taxa efetiva de juros.

O Grupo realiza o registro contábil de garantias financeiras quando estas são concedidas para entidades não controladas ou quando a garantia financeira é concedida em um percentual maior que o de sua participação para cobertura de compromissos de empreendimentos controlados em conjunto. Tais garantias são inicialmente registradas ao valor justo, através de (i) um passivo que corresponde ao risco assumido do não pagamento da dívida e que é amortizado contra receita financeira no mesmo tempo e proporção da amortização da dívida, e (ii) um ativo que corresponde ao direito de ressarcimento pela parte garantida ou uma despesa antecipada em função das garantias, que é amortizado pelo recebimento de caixa de outros acionistas ou pela taxa de juros efetiva durante o prazo da garantia. Subsequentemente ao reconhecimento inicial, as garantias são mensuradas periodicamente pelo maior valor entre o montante determinado de acordo com o CPC 25/IAS 37 e o montante inicialmente reconhecido, menos sua amortização acumulada.

Os ativos e passivos financeiros somente são compensados e apresentados pelo valor líquido quando existe o direito legal de compensação dos valores e haja a intenção de realizar o ativo e liquidar o passivo simultaneamente.

Capital social

Ações ordinárias são classificadas como patrimônio líquido. Custos adicionais diretamente atribuíveis à emissão de ações e opções de ações são reconhecidos como dedução do patrimônio líquido, líquidos de quaisquer efeitos tributários.

– Reconhecimento de Receita

Política aplicável a partir de 1º de janeiro de 2018

A receita operacional do curso normal das atividades das controladas é medida pela contraprestação recebida ou a receber. A receita operacional é reconhecida quando representar a transferência (ou promessa) de bens ou serviços a clientes de forma a refletir a consideração de qual montante espera trocar por aqueles bens ou serviços.

O IFRS 15 / CPC 47 estabelece um modelo para o reconhecimento da receita que considera cinco etapas: (i) identificação do contrato com o cliente; (ii) identificação da obrigação de desempenho definida no contrato; (iii) determinação do preço da transação; (iv) alocação do preço da transação às obrigações de desempenho do contrato; e (v) reconhecimento da receita se e quando a empresa cumprir as obrigações de desempenho.

Desta forma, a receita é reconhecida somente quando (ou se) a obrigação de desempenho for cumprida, ou seja, quando o “controle” dos bens ou serviços de uma determinada operação é efetivamente transferido ao cliente.

A receita proveniente da venda da geração de energia é registrada com base na energia assegurada e com tarifas especificadas nos termos dos contratos de fornecimento ou no preço de mercado em vigor, conforme o caso.

A receita de comercialização de energia é registrada com base em contratos bilaterais firmados com agentes de mercado e devidamente registrados na CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

A receita referente à prestação de serviços é registrada no momento em que a obrigação de desempenho é satisfeita, regida por contrato de prestação de serviços entre as partes.

10.5 - Políticas Contábeis Críticas

As receitas dos contratos de construção são reconhecidas com a satisfação da obrigação de desempenho ao longo do tempo, considerando o atendimento de um dos critérios abaixo:

- a) o cliente recebe e consome simultaneamente os benefícios gerados pelo desempenho por parte da entidade à medida que a entidade efetiva o desempenho;
- b) o desempenho por parte da entidade cria ou melhora o ativo (por exemplo, produtos em elaboração) que o cliente controla à medida que o ativo é criado ou melhorado;
- c) o desempenho por parte da entidade não cria um ativo com uso alternativo para a entidade e a entidade possui direito executável (*enforcement*) ao pagamento pelo desempenho concluído até a data presente.

A prestação de serviços de construção da infraestrutura das transmissoras é registrada de acordo com o CPC 47 / IFRS 15, tendo como contrapartida um ativo contratual.

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

- Receita de construção: Refere-se aos serviços de construção das instalações de transmissão de energia elétrica. São reconhecidos conforme o estágio de conclusão das obras.
- Componente de financiamento: Refere-se aos juros reconhecidos pelo regime de competência sobre o montante a receber da receita de construção.
- Receita de operação e manutenção: Refere-se aos serviços de operação e manutenção das instalações de transmissão de energia elétrica visando a não interrupção da disponibilidade dessas instalações.

Não existe consumidor que isoladamente represente 10% ou mais do total do faturamento do Grupo.

10.6 - Itens Relevantes Não Evidenciados Nas Demonstrações Financeiras**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 2018, 2017 e 2016 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.

10.7 - Comentários Sobre Itens Não Evidenciados Nas Demonstrações Financeiras

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.

10.8 - Plano de Negócios

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

a) investimentos, incluindo:

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

Os principais investimentos nos últimos anos têm sido destinados à manutenção e ao aprimoramento da rede de distribuição e aos projetos de geração. A tabela a seguir apresenta os investimentos da Companhia nos três anos encerrados em 31 de dezembro de 2018, 2017 e 2016 e o planejamento para os anos de 2019 a 2023:

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de							
	2016	2017	2018	2019*	2020*	2021*	2022*	2023*
	(em milhões)							
Distribuição	1.201	1.883	1.770	1.907	2.105	2.109	2.076	1.897
Geração	8	9	12	12	13	15	11	8
Renováveis	979	621	225	133	70	80	278	408
Comercialização e outros investimentos	51	57	56	63	29	25	26	28
Total	2.239	2.570	2.062	2.115	2.217	2.229	2.391	2.341

* Investimento planejado

Além dos investimentos acima, para o exercício findo em 31 de dezembro de 2018, houve um investimento de R\$ 3 milhões (R\$ 46 milhões em 2017 e R\$51 milhões em 2016) relacionado à construção de linhas de transmissão (na nossa atividade de transmissão) que, de acordo com o IFRS 15, está registrado como "Ativo Contratual".

Planejamos investir R\$ 2.115 milhões em 2019, R\$ 2.217 milhões em 2020, R\$ 2.229 milhões em 2021, R\$ 2.391 milhões em 2022 e R\$ 2.341 milhões em 2023. Dos investimentos totais orçados para este período, R\$ 10.094 milhões (ou 84,5%) são esperados de serem investidos no nosso segmento de distribuição, R\$ 968 milhões (ou 8,1%) em nosso segmento de Energia Renovável e R\$ 60 milhões (ou 0,5%) no nosso segmento de Geração Convencional. Adicionalmente, durante este período, planejamos investir R\$642 milhões (ou 5,4%) em nosso segmento de transmissão (sendo, R\$ 58 milhões em 2019, R\$ 348 milhões em 2020, R\$ 217 milhões em 2021 e R\$ 19 milhões em 2022) e R\$ 175 milhões (ou 1,5%) em nossos segmentos de comercialização e serviços. Parte dos gastos previstos, particularmente quanto aos projetos de geração, já se encontram formalmente contratados.

ii. fontes de financiamento dos investimentos;

As principais fontes de recursos das controladas da Companhia são provenientes da geração de caixa operacional e de financiamentos. Para o biênio de 2019 e 2020, nossas controladas pretendem captar recursos por meio de (i) novos financiamentos junto ao BNDES, (ii) captações com instituições financeiras nacionais e internacionais e (iii) emissões de debêntures.

iii. desinvestimentos relevantes em andamento e desinvestimentos previstos;

Não aplicável em razão de não estar, em andamento, desinvestimento relevante, bem como não haver previsão de desinvestimentos futuros.

10.8 - Plano de Negócios

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

2018 e 2017

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

2016

Em 15 de junho de 2016, nossa subsidiária integral CPFL Jaguariúna Participações Ltda. firmou acordo para aquisição de 100% da AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. (que posteriormente teve sua razão social alterada para RGE Sul Distribuidora de Energia S.A ou RGE Sul) da AES Guaíba II Empreendimentos Ltda. A RGE sul atua como distribuidora de energia no estado do Rio Grande do Sul e tem direito exclusivo para distribuição de energia para 118 municípios no estado. O controle foi obtido em 31 de outubro de 2016.

Para mais detalhes sobre a aquisições de plantas e outros ativos, vide item 10.3.b supracitado.

c) novos produtos e serviços:

i. descrição das pesquisas em andamento já divulgadas;

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

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

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

iii. projetos em desenvolvimento já divulgados;

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

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

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

10.9 - 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.

11.1 - 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, nos termos do item "a" acima.

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

Não aplicável, nos termos do item "a" acima.

d) Valores dos indicadores que são objeto de previsão (em milhões de reais)

Não aplicável, nos termos do item "a" acima.

11.2 - Acompanhamento E Alterações Das Projeções Divulgadas

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

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

Nos termos do artigo 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, nos termos do item "a" acima.

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, nos termos do item "a" acima.

12.1 - Descrição da Estrutura Administrativa

12 Assembleia geral e administração

12.1 Descrever a estrutura administrativa do emissor, conforme estabelecido no seu estatuto social e regimento interno, identificando:

a) atribuições do conselho de administração e dos órgãos e comitês permanentes que se reportam ao conselho de administração.

ÓRGÃOS DA COMPANHIA E SUAS ATRIBUIÇÕES

a.1) Conselho de Administração

O Conselho de Administração da CPFL Energia é um órgão colegiado, que será composto por um mínimo de 5 (cinco) membros, todos eleitos e destituíveis pela Assembleia Geral, com mandato unificado de 1 (um) ano, sendo permitida a reeleição. O Conselho de Administração deverá ter Conselheiro(s) Independente(s), nos termos descritos a seguir: (a) se o Conselho de Administração for composto por 5 (cinco) membros, deverá haver 1 (um) Conselheiro Independente; (b) se o Conselho de Administração for composto por 6 (seis) a 10 (dez) membros, deverá haver 2 (dois) Conselheiros Independentes; e (c) se o Conselho de Administração for composto por mais de 10 (dez) membros, o número de Conselheiros Independentes será de 20% (vinte por cento) do número total de membros do Conselho de Administração, em linha com o disposto no Regulamento do Novo Mercado da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão e no Estatuto Social da Companhia, devendo ser expressamente declarados como tais na ata da Assembleia Geral que os eleger, sendo também considerado conselheiro independente aquele eleito mediante faculdade prevista nos Parágrafos 4º e 5º do Artigo 141, da Lei nº 6.404/76.

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 9 (nove) membros, dos quais 2 (dois) membros são considerados independentes.

O Conselho de Administração da Companhia tem seu funcionamento disciplinado em um Regimento Interno, que dispõe sobre o seu relacionamento com os Comitês e Comissões que o assessoram, bem como com os demais órgãos da Companhia e de suas sociedades controladas e coligadas. O Regimento Interno do órgão, em sua última alteração, foi aprovado na Reunião do Conselho de Administração realizada em 15 de dezembro de 2017.

O Conselho de Administração é o fórum central de decisões da Companhia e é responsável por determinar as diretrizes estratégicas globais. Suas competências e atribuições estão dispostas tanto na Lei nº 6.404/1976, como no Art. 17 e respectivas alíneas do Estatuto Social da Companhia, destacando-se, dentre elas: a fixação da orientação geral dos negócios da Companhia e de suas controladas (aprovando previamente os seus respectivos planos estratégicos, os projetos de expansão, os programas de investimento, as políticas empresariais, os orçamentos anuais, o plano anual de negócios e suas respectivas revisões anuais); a eleição da Diretoria, a fixação de sua remuneração mensal individual (respeitado o montante global estabelecido pela Assembleia Geral) e a supervisão da gestão dos diretores, bem como a aprovação da eleição dos membros do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva nas sociedades direta ou indiretamente controladas e/ou coligadas; a apreciação dos resultados trimestrais, bem como a manifestação sobre o relatório da administração, as demonstrações financeiras e as contas da Diretoria, além da definição da política de dividendos e a proposta, à Assembleia Geral, para a destinação do lucro líquido de cada exercício, assim como a declaração de dividendos e juros sobre capital próprio apurados sobre balanços intermediários; a deliberação sobre o aumento de capital, no limite do capital autorizado; a deliberação acerca das condições de emissão de notas promissórias; a deliberação sobre a constituição e extinção de sociedades controladas, a participação, direta ou indireta, em consórcios e a aquisição ou alienação de participações em outras sociedades pela Companhia e pelas controladas; a seleção e/ou a destituição dos auditores externos da Companhia e de suas controladas; a aprovação do calendário anual de eventos corporativos; a deliberação sobre a contratação de empréstimo ou assunção de dívida de valor igual ou superior a R\$ 50.829.000,00 (conforme atualizado pelo IGP-M anualmente) pela Companhia e pelas sociedades por ela direta ou indiretamente controladas; a deliberação sobre a aquisição de qualquer ativo fixo de valor igual ou superior a R\$ 50.829.000,00 (conforme atualizado pelo IGP-M anualmente), bem como a alienação ou oneração de ativos fixos de valor igual ou superior a R\$ 3.783.000,00 (conforme atualizado pelo IGP-M) pela Companhia e sociedades por ela direta ou indiretamente controladas; a autorização para a celebração de contratos

12.1 - Descrição da Estrutura Administrativa

de qualquer natureza, de valor global superior a R\$ 50.829.000,00 (conforme atualizado pelo IGP-M anualmente) pela Companhia e por sociedades por ela direta ou indiretamente controladas; a autorização para a celebração de contratos com acionistas ou com pessoas por eles controladas ou a eles coligadas ou relacionadas, de valor superior a R\$ 12.746.000,00 (conforme atualizado pelo IGP-M anualmente); a constituição de garantias em negócios relacionados aos interesses e/ou às atividades da Companhia e de suas controladas ou coligadas, de valor igual ou superior a R\$ 50.829.000,00, quando não envolverem ativos fixos, (conforme atualizado pelo IGP-M), ou de valor igual ou superior a R\$ 3.783.000,00, quando envolverem ativos fixos, (conforme atualizado pelo IGP-M); a autorização para a prestação de garantia ou assunção de dívidas, pela Companhia e/ou por suas controladas, em benefício ou favor de terceiros; a deliberação sobre a criação de Comissões e Comitês de assessoramento, bem como a aprovação de seus respectivos Regimentos Internos; a aprovação de alteração em contratos de concessão firmados pela Companhia, pelas suas controladas e coligadas, bem como a celebração de acordos de sócios ou acionistas envolvendo-as.

O Estatuto Social da Companhia e o Regimento Interno do Conselho de Administração estão disponíveis na sede da Companhia, em seu *website* (<http://www.cpfl.com.br/institucional/governanca-corporativa>) e, ainda, no *website* de Relações com Investidores (www.cpfl.com.br/ri).

a.2) Diretoria Executiva

A Diretoria Executiva é responsável por dirigir todos os negócios e pela administração geral da Companhia e de suas controladas, bem como pela execução da estratégia corporativa. Nos termos do Art. 18 do Estatuto Social, é composta por até 10 (dez) membros, sendo (i) 1 Diretor Presidente, (ii) 1 Diretor Vice-Presidente Executivo Sênior, (iii) 1 Diretor Vice-Presidente Executivo, (iv) 1 Diretor Vice-Presidente de Operações Reguladas, (v) 1 Diretor Vice-Presidente de Operações de Mercado, (vi) 1 Diretor Vice-Presidente Jurídico & de Relações Institucionais, (vii) 1 Diretor Vice-Presidente de Desenvolvimento de Negócios, (viii) 1 Diretor Vice-Presidente Financeiro, que acumulará as funções de Diretor de Relações com Investidores, (ix) 1 Diretor Vice-Presidente de Estratégia, Inovação e Excelência de Negócio e (x) 1 Diretor Vice-Presidente de Gestão Empresarial, 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 Parágrafo Único do Art. 18 do Estatuto Social da Companhia.

Já as competências da Diretoria Executiva, enquanto órgão colegiado, estão previstas na Lei das Sociedades por Ações e no Art. 21 do Estatuto Social, sendo sua responsabilidade, dentre outras, submeter à aprovação do Conselho de Administração: (i) as políticas e estratégias da Companhia, (ii) a proposta de aumento de capital e reforma do Estatuto Social, (iii) o calendário anual de eventos corporativos, (iv) o plano quinquenal de negócios e o orçamento anual, (v) as operações de aquisição, alienação ou oneração de ativos fixos, nos casos mencionados no item a.1 desta Seção, (vi) a constituição de garantias em negócios que digam respeito aos interesses e às atividades da Companhia ou de suas controladas, nos casos mencionados no item a.1 desta Seção, (vii) a celebração de contratos com acionistas ou pessoas por eles controladas ou a eles coligadas ou relacionadas, nos casos mencionados no item a.1 desta Seção e, ainda, (viii) a celebração de atos e contratos em geral, nos termos do item a.1 desta Seção.

a.3) Conselho Fiscal

De acordo com a Lei nº 6.404/76 e com o nosso Estatuto Social, o Conselho Fiscal é um órgão independente da administração da Companhia, com funcionamento permanente, composto por 3 (três) membros efetivos e igual número de suplentes, todos eleitos e destituíveis pela Assembleia Geral, com mandato unificado de 1 (um) ano, sendo permitida a reeleição. Ao menos 1 (um) dos membros do Conselho Fiscal será considerado membro independente.

O Conselho Fiscal da Companhia tem seu funcionamento disciplinado, também, em Regimento Interno próprio, sendo que a última alteração do Regimento Interno foi aprovada em reunião do Conselho Fiscal datada de 05 de dezembro de 2017.

As competências deste órgão estão previstas na legislação aplicável, no Estatuto Social e no respectivo Regimento Interno, destacando-se, dentre elas: a fiscalização dos atos dos administradores e a avaliação do cumprimento dos seus deveres legais e estatutários; a manifestação sobre a contratação, substituição e remuneração dos auditores independentes; e o exame e opinião sobre as demonstrações financeiras de cada exercício social. O Conselho Fiscal deve reportar as suas observações aos acionistas.

12.1 - Descrição da Estrutura Administrativa

O Conselho Fiscal também exerce atividades de *Audit Committee* (Comitê de Auditoria), em atendimento às regras da Lei *Sarbanes Oxley (SOX)* aplicáveis às empresas estrangeiras listadas em bolsa de valores nos Estados Unidos.

O Estatuto Social da Companhia e o Regimento Interno do Conselho Fiscal estão disponíveis na sede da Companhia e, ainda, no *website* de Relações com Investidores (www.cpfl.com.br/ri).

a.4) Comitês e Comissões

O Estatuto Social da Companhia prevê, em seu Art. 17, alínea "v", a constituição de Comitês e Comissões pelo Conselho de Administração, cuja composição e funcionamento são definidos no Regimento Interno dos Comitês e Comissões de Assessoramento ao Conselho de Administração ("Regimento Interno dos Comitês e Comissões"), sendo que sua atualização mais recente foi aprovada pela 379ª Reunião do Conselho de Administração da CPFL Energia, realizada em 26 de junho de 2019. Nos termos do referido regimento, os membros dos Comitês e Comissões são indicados pelo Presidente do Conselho de Administração para cumprirem, após aprovação pelo órgão colegiado, o mandato de 1 (um) ano a partir da data de posse, podendo haver reeleição. Tais órgãos são consultivos e têm como atribuição assessorar o Conselho de Administração em assuntos relacionados à Companhia, às suas controladas e às suas coligadas.

São cinco os Comitês de Assessoramento ao Conselho de Administração, cujas competências e regras de funcionamento são reguladas no mencionado Regimento Interno: Comitê de Estratégia e Gestão de Processos, Comitê de Gestão de Recursos Humanos, Comitê de Orçamento e Finanças Corporativas, Comitê de Gestão de Riscos e Comitê de Partes Relacionadas.

Cada comitê é composto por 3 (três) membros efetivos, podendo ter até 3 (três) membros suplentes. O Comitê de Partes Relacionadas é composto por 2 (dois) membros independentes, respeitando as definições do Regulamento do Novo Mercado.

Adicionalmente aos Comitês de Assessoramento, nosso Conselho de Administração pode criar comissões de trabalho *ad hoc*, caso seja necessário. As responsabilidades de uma comissão de trabalho devem ser definidas pelo Conselho de Administração quando de sua criação.

Para o período de mandato 2019/2020, os membros dos Comitês foram nomeados na Reunião do Conselho de Administração realizada em 26 de junho de 2019.

O Estatuto Social da Companhia e o Regimento Interno dos Comitês e Comissões de Assessoramento do Conselho de Administração estão disponíveis na sede da Companhia e, ainda, no *website* de Relações com Investidores (www.cpfl.com.br/ri).

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

As atribuições do Conselho de Administração e dos Comitês permanentes que a ele se reportam encontram-se descritas acima. O Conselho de Administração e seus Comitês de assessoria possuem regimentos internos, ambos aprovados pelo Conselho de Administração, tendo sido as últimas atualizações aprovadas em 15 de dezembro de 2017 (Conselho de Administração) e 26 de junho de 2019 (Regimento dos Comitês e Comissões de Assessoria ao Conselho de Administração).

Os referidos documentos podem ser consultados no site da Companhia: www.cpfl.com.br/ri

ii. se o emissor possui comitê de auditoria estatutário, informando, caso positivo, suas principais atribuições, forma de funcionamento e se o mesmo atende aos requisitos da regulamentação emitida pela CVM a respeito do assunto

A Companhia não possui comitê de auditoria estatutário, tendo em vista tratar-se de órgão opcional. Cumpre esclarecer que o Conselho Fiscal da Companhia, além de suas demais atribuições, também exerce atividades de *Audit Committee*, em atendimento às regras da Lei *Sarbanes Oxley (SOX)* aplicáveis às empresas estrangeiras listadas em bolsa de valores nos Estados Unidos.

12.1 - Descrição da Estrutura Administrativa

Além disso, o Comitê de Gestão de Riscos, estabelecido pelo Conselho de Administração em 26 de junho de 2019, tem como atribuição assessorar o Conselho quanto aos assuntos de auditoria interna, riscos e compliance, Sarbanes Oxley e nas atividades de comitê de auditoria delegadas ao Conselho Fiscal.

iii. de que forma o conselho de administração avalia o trabalho da auditoria independente, indicando se o emissor possui uma política de contratação de serviços de extra-auditoria com o auditor independente, e informando o órgão responsável pela aprovação da política, data da aprovação e, caso o emissor divulgue a política, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado

O Conselho de Administração avalia o trabalho da auditoria independente por meio de reports e esclarecimentos. Os serviços de extra-auditoria são submetidos à aprovação prévia do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal da Companhia, com a declaração dos auditores de sua independência e da ausência de impedimentos para a realização dos trabalhos contratados.

b) em relação aos membros da diretoria estatutária, suas atribuições e poderes individuais, indicando se a diretoria possui regimento interno próprio, e informando, em caso positivo, órgão responsável pela aprovação, data da aprovação e, caso o emissor divulgue o regimento, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado

As atribuições da Diretoria Estatutária da Companhia estão descritas de forma resumida abaixo e constam do Estatuto Social da Companhia. A Diretoria Executiva não possui regulamento próprio.

As atribuições individuais dos membros da Diretoria Executiva estão previstas nas alíneas "a", "b", "c", "d", "e", "f", "g", "h", "i" e "j" do parágrafo único do Art. 18 do Estatuto Social da Companhia. Atualmente a Diretoria Estatutária da Companhia é composta pelos seguintes membros:

12.1 - Descrição da Estrutura Administrativa

CARGO	ATRIBUIÇÕES
Diretor Presidente	<p>Dirigir e liderar todos os negócios e a administração geral da Companhia e das sociedades direta e indiretamente controladas e das coligadas; promover o desenvolvimento e a execução da estratégia corporativa, incluindo a gestão corporativa de riscos e de pessoas e a gestão regulatória; exercer as demais atribuições que lhe foram conferidas por este Estatuto e pelo Conselho de Administração. O Diretor Presidente tem como seus deveres exclusivos:</p> <ul style="list-style-type: none"> (i) convocar e presidir as reuniões da Diretoria Executiva; (ii) conceder licença aos membros da Diretoria Executiva e indicar-lhes substitutos; (iii) coordenar e orientar os trabalhos dos Diretores Vice-Presidentes; (iv) propor ao Conselho de Administração as áreas de atuação de cada Diretor Vice-Presidente; (v) tomar decisões de caráter de urgência de competência da Diretoria Executiva, "ad referendum" desta; (vi) representar a Companhia em Assembleias Gerais de acionistas e/ou de Quotistas da Sociedade e das sociedades direta ou indiretamente controladas e/ou coligadas, ou indicar um Diretor Vice-Presidente ou um procurador para, em seu lugar, representar a Companhia; e (vii) indicar os membros do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva das sociedades direta ou indiretamente controladas e/ou coligadas, de acordo com a quantidade de ações ou quotas detidas pela Companhia, nos termos da alínea "ad" do Art. 17 deste Estatuto.
Diretor Vice-Presidente Executivo Sênior	<p>Auxiliar o Diretor Presidente em todas as suas atribuições. O Diretor Vice-Presidente Executivo Sênior terá como atribuições exclusivas, em relação à Companhia e às suas subsidiárias direta ou indiretamente controladas e associadas:</p> <ul style="list-style-type: none"> (i) supervisionar o desenvolvimento de novos negócios, as áreas administrativas e financeiras; (ii) supervisionar a comunicação, as questões legais, de sustentabilidade, tecnologia da informação, suprimentos e infraestrutura; (iii) supervisionar as operações de distribuição, geração, transmissão, comercialização e prestação de serviços.
Diretor Vice-Presidente Executivo	<ul style="list-style-type: none"> (i) auxiliar o Diretor Vice-Presidente Executivo Sênior em todas as suas funções; (ii) dirigir e liderar a gestão dos recursos humanos da Companhia e das sociedades direta ou indiretamente controladas e/ou coligadas à Companhia.
Diretor Vice-Presidente de Operações Reguladas	<p>Dirigir e liderar os negócios relativos à distribuição de energia elétrica, observando e fazendo observar a regulação e os riscos inerentes aos negócios nas empresas direta e indiretamente controladas pela Companhia, competindo-lhe propor e gerir os investimentos; propor e implantar novos projetos, garantindo a excelência das operações; gerir os processos relativos à operação da distribuição e respectivos assuntos regulatórios, à engenharia de operações, e aos processos relacionados aos contratos de compra e venda de energia dos negócios de distribuição, em harmonia com o planejamento estratégico da Companhia.</p>

12.1 - Descrição da Estrutura Administrativa

Diretor Vice-Presidente de Operações de Mercado	Dirigir e liderar os negócios de geração, comercialização, transmissão e prestação de serviços nas empresas direta e indiretamente controladas pela Companhia e coordenar o negócio da CPFL Renováveis, competindo-lhe propor e gerir os investimentos relacionados a esses negócios, propor e implantar novos projetos, garantindo a excelência e o desenvolvimento das operações, planejar e realizar as atividades de venda de energia e de serviços, observando e fazendo observar a regulação e os riscos inerentes aos negócios, e gerir a engenharia de operações e os processos de eficiência energética, em harmonia com o planejamento estratégico da Companhia.
Diretor Vice-Presidente Jurídico & Relações Institucionais	Dirigir e liderar as comunicações externas e a interlocução institucional, bem como os assuntos jurídicos e de sustentabilidade; definir e garantir o cumprimento dos princípios e normas legais, de meio-ambiente e de comunicação da Companhia e das sociedades direta ou indiretamente controladas, ou coligadas, e realizar ações corretivas na ocorrência de eventuais incidentes jurídicos, regulatórios, ambientais e de reputação, em harmonia com o planejamento estratégico da Companhia.
Diretor Vice-Presidente de Desenvolvimento de Negócios	Conduzir e liderar a avaliação do potencial de novos negócios e o desenvolvimento de novos negócios nas áreas de distribuição, geração, comercialização, transmissão e prestação de serviços relativos a energia elétrica, além outras atividades correlatas ou complementares; o estudo de potenciais novos negócios e venda de ativos, na Companhia e suas subsidiárias diretas ou indiretas, em harmonia com o plano estratégico da Companhia.
Diretor Vice-Presidente Financeiro & Relações com Investidores	Dirigir e liderar a administração das atividades financeiras da Companhia e das sociedades direta e indiretamente controladas, incluindo a análise de investimentos, a propositura e contratação de empréstimos e financiamentos, as operações de tesouraria, planejamento e controle financeiro e tributário, e a gestão das atividades inerentes à contabilidade, competindo-lhe, ainda, desempenhar as funções de representante da Companhia e das sociedades diretamente controladas em suas relações com os investidores e o mercado de capitais.
Diretor Vice-Presidente de Estratégia, Inovação e Excelência de Negócio:	Conduzir e liderar a administração da estratégia e inovação (incluindo Pesquisa e Desenvolvimento), bem como da qualidade e excelência nos negócios, na Companhia e em suas subsidiárias diretas ou indiretas, em linha com o plano estratégico da Companhia.
Diretor Vice-Presidente de Gestão Empresarial	Dirigir e liderar os processos e sistema de tecnologia da informação, suprimentos, infraestrutura e logística, bem como propor, avaliar, planejar e implantar novos projetos e investimentos pertinentes a tais processos, na Companhia e suas subsidiárias diretas ou indiretas, em harmonia com o planejamento estratégico da Companhia.

c) data de instalação do conselho fiscal, se este não for permanente, e de criação dos comitês, informando se possui regimento interno próprio, e indicando, em caso positivo, data da sua

12.1 - Descrição da Estrutura Administrativa

aprovação pelo conselho fiscal e, caso o emissor divulgue o regimento, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado;

O Parágrafo 5º do Art. 26 do Estatuto Social da Companhia estabelece que seu Conselho Fiscal tem funcionamento permanente, sendo os seus membros eleitos para um mandato de 1 (um) ano, permitida a reeleição. Os membros do Conselho Fiscal da Companhia eleitos na Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 30 de abril de 2019, tomarão posse na primeira Reunião do Conselho Fiscal que ocorrer após sua eleição e permanecerão no exercício do cargo até a Assembleia Geral Ordinária que aprovar as contas relativas ao exercício social de 2019, a ser realizada no ano de 2020.

O Conselho Fiscal possui regimento próprio, tendo sido sua última atualização aprovada pelo próprio órgão em reunião datada de 05 de dezembro de 2017. O Regimento do Conselho Fiscal pode ser encontrado no site da Companhia: www.cpf.com.br/ri.

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

ii. metodologia adotada e os principais critérios utilizados na avaliação

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

iv. se foram contratados serviços de consultoria ou assessoria externos

O Regimento Interno do Conselho de Administração prevê que, no último mês de cada exercício social, o Presidente do Conselho de Administração deverá encaminhar aos seus membros um questionário de avaliação para ser preenchido individualmente pelos conselheiros. Os resultados desta avaliação são posteriormente divulgados a todos os Conselheiros, com o objetivo de aprimorar cada vez mais o desempenho do Conselho de Administração.

A avaliação abrange o desempenho do Conselho de Administração como um todo (sem que haja avaliação individual de seus membros) e é realizada anualmente por meio de questionário encaminhado aos membros do Conselho, nos termos acima expostos. Para a avaliação referente ao exercício de 2018 não foram contratados serviços de consultoria ou assessoria externos.

Os membros do Conselho Fiscal também são avaliados, com o objetivo de possibilitar uma reflexão acerca de seu conhecimento e de suas atividades desempenhadas, de acordo com o disposto no Regimento Interno, o qual estabelece que, no prazo de até 30 (trinta) dias, após a data de sua eleição, os membros do Conselho Fiscal devem tomar conhecimento, por meio dos auditores independentes, dos parâmetros de avaliação de desempenho do Conselho Fiscal, de acordo com as disposições da Lei *Sarbanes-Oxley*.

A Companhia realiza também uma avaliação da Diretoria Executiva, de acordo com metas corporativas e individuais estabelecidas de acordo com o plano estratégico da Companhia e métricas do Sistema de Geração de Valor ao Acionista (GVA®), previamente definidas e aprovadas pelo Conselho de Administração. Adicionalmente, e com relação à remuneração variável da Diretoria Executiva, a Companhia realiza a avaliação da sua Diretoria Executiva, verificando o desempenho de seus membros, conforme metas corporativas e individuais, estabelecidas de acordo com o plano estratégico da Companhia, previamente definidas e aprovadas pelo Conselho de Administração.

O Conselho de Administração conta com a assessoria do Comitê de Gestão de Recursos Humanos para acompanhar e avaliar o desempenho da Diretoria Executiva em relação ao cumprimento de suas metas.

Compete, ainda, ao Comitê de Gestão de Recursos Humanos acompanhar o Plano de Sucessão da Diretoria Executiva e validar os cálculos previstos na norma administrativa que estabelece diretrizes do Plano de Incentivos de Curto e Longo Prazo para a Diretoria Executiva da Companhia.

12.2 - Regras, Políticas E Práticas Relativas às Assembleias Gerais

12.2 Descrever as regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais, indicando:

a) prazos de convocação

A Companhia não adota práticas ou políticas diferenciadas em relação aos prazos de convocação estipulados na legislação societária e pelas normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM.

A Lei nº 6.404/64 dispõe que todas as Assembleias Gerais devem ser convocadas mediante anúncio publicado por 3 (três) vezes, no mínimo, no Diário Oficial da União ou do Estado em que esteja situada a sede da Companhia e em outro jornal de grande circulação. As publicações da Companhia são atualmente feitas no "Diário Oficial do Estado de São Paulo", e, ainda, no jornal "Valor Econômico".

A Lei nº 6.404/76 determina que as Assembleias Gerais sejam convocadas com antecedência mínima de 15 (quinze) dias, em primeira convocação, e 8 (oito) dias, em segunda convocação. Não obstante, por ter programa de *American Depositary Receipts* (ADRs) patrocinado, a Companhia publica seus editais de convocação das Assembleias Gerais com 30 dias de antecedência, em cumprimento ao art. 8º da Instrução CVM nº 559/15.

b) competências

A Assembleia Geral de Acionistas da Companhia tem por competência deliberar sobre matérias previstas na Lei nº 6.404/76 e no Estatuto Social.

Na forma da Lei nº 6.404/76 e do Art. 8º do Estatuto Social, compete à Assembleia Geral Ordinária da Companhia:

- tomar as contas dos administradores, relativas ao último exercício social;
- examinar, discutir e votar as demonstrações financeiras, instruídas com parecer do Conselho Fiscal;
- deliberar sobre a destinação do lucro líquido do exercício e a distribuição dos dividendos;
- eleger os membros do Conselho Fiscal, efetivos e suplentes;
- eleger os membros do Conselho de Administração, efetivos e suplentes; e
- fixar os honorários globais dos membros do Conselho de Administração e da Diretoria, bem como os honorários do Conselho Fiscal.

Nos termos do Parágrafo Único do Art. 9 do Estatuto Social, além das demais atribuições previstas em lei e em outras disposições do Estatuto Social, compete à Assembleia Geral Extraordinária da Companhia aprovar:

- o cancelamento do registro de Companhia Aberta perante a Comissão de Valores Mobiliários;
- a saída do Novo Mercado da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão;
- a escolha de empresa especializada responsável pela determinação do valor econômico da Companhia para fins das ofertas públicas previstas nos Capítulos VIII e IX do Estatuto Social, dentre uma lista tríplice de empresas apontadas pelo Conselho de Administração;
- os planos para outorga de opção de compra de ações a administradores e empregados da Companhia e de outras sociedades que sejam controladas direta ou indiretamente pela Companhia, sem direito de preferência dos acionistas; e
- a reforma do Estatuto Social.

A Companhia não adota políticas ou práticas diferenciadas em relação ao previsto na legislação societária.

c) endereços (físico ou eletrônico) nos quais os documentos relativos à assembleia geral estarão à disposição dos acionistas para análise

Sede da Companhia: Rua Jorge Figueiredo Corrêa, nº 1.632, parte, Jardim Professora Tarcília, CEP 13087-397, Campinas, São Paulo.

Website de Relações com Investidores: www.cpf.com.br/ri

Website da Comissão de Valores Mobiliários – CVM: www.cvm.gov.br

Website da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão: www.b3.com.br

12.2 - Regras, Políticas E Práticas Relativas às Assembleias Gerais

d) identificação e administração de conflitos de interesses

O Presidente da Assembleia deverá zelar pelo cumprimento das melhores práticas de governança corporativa adotadas pela Companhia, a saber, o Código de Melhores Práticas do IBGC. O Código prevê que o acionista que, por qualquer motivo, tiver interesse conflitante com o da organização em determinada deliberação:

- deve comunicar imediatamente o fato e abster-se de participar da discussão e da votação dessa matéria;
- se estiver representando terceiros, só deve ser autorizado a votar caso o instrumento de mandato tenha sido dado por um acionista não conflitado e expresse, explicitamente, qual o voto a ser proferido, devendo abster-se de participar da discussão; e
- caso o acionista mandatário também possua conflito ou a procuração não seja explícita com relação ao voto a ser proferido, ele não deve ser autorizado a participar e votar, ainda que representando o terceiro.

O Código de Melhores Práticas destaca que a pessoa que não é independente em relação à matéria em discussão ou deliberação deve manifestar, tempestivamente, seu conflito de interesses ou interesse particular. Caso não o faça, outra pessoa deve manifestar o conflito, caso dele tenha ciência. Tão logo identificado conflito de interesses em relação a um tema específico, a pessoa envolvida deve afastar-se, inclusive fisicamente, das discussões e deliberações. Esse afastamento temporário deve ser registrado em ata.

O Presidente da Assembleia deve igualmente zelar para o cumprimento do art. 115 da Lei nº 6.404/76, que reforça que o acionista deve exercer o direito a voto no interesse da companhia e aponta restrições e penalidades aos acionistas que eventualmente agirem de forma contrária.

e) solicitação de procurações pela administração para o exercício do direito de voto

A Companhia adota como prática de governança corporativa a elaboração de manuais de assembleia, que são disponibilizados aos seus acionistas por meio eletrônico. Nos referidos manuais de assembleia, a Companhia coloca à disposição dos acionistas um modelo de procuração, assim como um colaborador da Companhia que poderá ser indicado como procurador para representá-los, sem qualquer ônus e com observância estrita ao mandato que lhe for outorgado, de forma a permitir a maior participação dos acionistas da Companhia nas assembleias.

A Companhia não adota como prática a elaboração de pedidos públicos de procuração, nos termos da Instrução CVM 481/09, bem como a outorga de procurações por meio eletrônico. Sem prejuízo do acima disposto, a Companhia constantemente estuda mecanismos para permitir maior participação de seus acionistas nas deliberações sociais, bem como está apta para cumprir com as obrigações previstas na Instrução CVM 481/09.

f) formalidades necessárias para aceitação de procurações outorgadas por acionistas, indicando se o emissor exige ou dispensa reconhecimento de firma, notariação, consularização e tradução juramentada e se o emissor admite procurações outorgadas por acionistas por meio eletrônico

Os documentos de representação dos acionistas, para fins de participação nas Assembleias Gerais, deverão ser depositados na sede da Companhia, com 24 (vinte e quatro) horas de antecedência da hora marcada para o início dos trabalhos, podendo os acionistas fazer-se representar por procurador constituído na forma do Artigo 126 da Lei nº 6.404/76 (procurador constituído há menos de 1 ano, que seja acionista, administrador da Companhia ou advogado, sendo que, na companhia aberta, o procurador poderá, ainda, ser instituição financeira), nos termos do Artigo 11 do Estatuto Social.

Conforme entendimento da CVM, nos termos do Ofício Circular CVM/SEP 002/16, acionistas pessoas jurídicas podem ser representados nas assembleias por meio de seus representantes legais ou por meio de mandatários devidamente constituídos, de acordo com os atos constitutivos de tal acionista e com as regras do Código Civil, não sendo necessário que esse mandatário seja acionista ou administrador da Companhia ou, ainda, advogado.

12.2 - Regras, Políticas E Práticas Relativas às Assembleias Gerais

O Parágrafo Único do Art. 11 do Estatuto Social prevê, ainda, que o acionista que comparecer à Assembleia Geral munido dos documentos exigidos poderá participar e votar, mesmo que tenha deixado de depositá-los previamente. Esta solicitação de depósito prévio de procuração visa apenas facilitar os trabalhos de preparação da documentação das assembleias e não representa obstáculo à participação daqueles acionistas que não depositarem previamente as procurações nas assembleias.

A Companhia solicita que as procurações outorgadas no Brasil tenham reconhecimento de firma em cartório e quanto àquelas outorgadas no exterior deverão ser notariadas por notário público ou Tabelião Público, devidamente habilitado para este fim, legalizadas em consulado brasileiro ou apostiladas, conforme aplicável, e traduzidas para o Português por tradutor juramentado, devendo ser registradas no Registro de Títulos e Documentos, nos termos da legislação em vigor.

O Estatuto Social da Companhia não prevê a possibilidade de procurações outorgadas por meio eletrônico.

No último exercício social, a Companhia não adotou nenhuma outra prática acerca das formalidades relacionadas às assembleias gerais, além das descritas acima e das previstas em seu Estatuto Social.

g) formalidades necessárias para aceitação do boletim de voto à distância, quando enviados diretamente à companhia, indicando se o emissor exige ou dispensa reconhecimento de firma, notariação e consularização

Os acionistas poderão preencher e enviar os Boletins de Voto à distância, a seu critério, (i) diretamente à Companhia; ou (ii) por instruções de preenchimento transmitidas a seus respectivos agentes de custódia ou ao agente escriturador da Companhia, conforme suas ações estejam ou não depositadas em depositário central.

Caso opte por exercer o seu direito de voto à distância e enviar o Boletim de Voto à distância diretamente à Companhia, nos termos da Instrução CVM nº 481, com redação dada pela Instrução CVM nº 561/15, mediante o envio do Boletim de Voto à distância diretamente à Companhia, o acionista deverá encaminhar os seguintes documentos à Rua Jorge Figueiredo Corrêa, nº 1.632, parte, Jardim Professora Tarcília, CEP 13087-397, Campinas, São Paulo, aos cuidados da Diretoria de Relações com Investidores:

- via física do Boletim de Voto à distância com (i) todos os seus campos devidamente preenchidos, (ii) todas as suas páginas rubricadas e, (iii) ao final, a assinatura do acionista ou de seu(s) representante(s) legal(is), conforme o caso, e nos termos da regulamentação vigente;
- cópia autenticada dos seguintes documentos, conforme o caso:

Acionista Pessoa Física	Acionista Pessoa Jurídica	Acionista constituído sob a forma de Fundo de Investimento
Documento de identificação com foto. Exemplos: RG, RNE, CNH ou carteiras de classe profissional oficialmente reconhecidas.	Documento de identificação com foto do(s) representante(s) legal(is) do acionista, exemplar do último Estatuto ou Contrato Social consolidado e, ainda, a documentação societária que lhe(s) outorgue poderes de representação (ata de eleição dos diretores ou procuração).	Documento de identificação com foto do(s) representante(s) legal(is) do administrador do Fundo de Investimento (ou do gestor, conforme o caso), exemplar do último regulamento consolidado do fundo e do Estatuto ou Contrato Social do seu administrador, além da documentação societária que lhe(s) outorgue poderes de representação (ata de eleição dos diretores ou procuração).

O Boletim de Voto à distância deverá ser recebido em até, no máximo, 7 (sete) dias antes da data de realização da respectiva Assembleia.

A Companhia esclarece que o boletim de voto a distância deverá ter firma reconhecida em cartório e, quanto àquelas outorgadas no exterior, ser notariado e apostilado por notário público ou Tabelião Público devidamente habilitado para este fim, bem como consularizado em consulado brasileiro ou apostilado, conforme aplicável, e, se aplicável, traduzido para o português por tradutor juramentado.

12.2 - Regras, Políticas E Práticas Relativas às Assembleias Gerais

Uma vez recebidos o Boletim de Voto à distância e os documentos que o tiverem acompanhado, a Companhia comunicará o acionista acerca de seu recebimento e de sua aceitação ou não, nos termos do art. 21-U da Instrução CVM nº 481/09, conforme alterada.

O acionista que optar por exercer o seu direito de voto à distância por intermédio de prestadores de serviços deverá transmitir as suas instruções de voto a seus respectivos agentes de custódia ou ao agente escriturador das ações de emissão da Companhia, conforme suas ações estejam ou não depositadas em depositário central, e desde que observadas às regras por eles determinadas. Para mais informações, vide item (k) abaixo.

Além disso, caso assim lhe convier, o acionista também poderá enviar as vias digitalizadas dos documentos referidos acima para o endereço eletrônico ri@cpfl.com.br.

h) se a companhia disponibiliza sistema eletrônico de recebimento do boletim de voto à distância ou de participação a distância

Não aplicável, uma vez que até a data do presente Formulário de Referência, a Companhia não disponibiliza sistema eletrônico de recebimento do boletim de voto a distância ou de participação à distância.

i) instruções para que acionista ou grupo de acionistas inclua propostas de deliberação, chapas ou candidatos a membros do conselho de administração e do conselho fiscal no boletim de voto a distância

Conforme previsto no art. 21-L da Instrução CVM nº 481/09, acionistas que representem os percentuais mínimos estabelecidos na Lei 6.404/76 e nos Anexos 21-L-I e 21-L-II da Instrução CVM nº 481/09 poderão solicitar, respectivamente, a inclusão no boletim de voto a distância de (i) candidatos ao conselho de administração e ao conselho fiscal da companhia, sempre que convocada assembleia geral para sua eleição sujeita ao procedimento de voto a distância, conforme § 1º do art. 21-A, ou (ii) propostas de deliberação para as assembleias gerais ordinárias da Companhia.

As solicitações de inclusão descritas acima deverão ser recebidas pela Diretoria de Relações com Investidores da Companhia (i) na hipótese de assembleia geral ordinária, entre o primeiro dia útil do exercício social em que se realizará a assembleia geral ordinária e até 25 (vinte e cinco) dias antes da data prevista para sua realização, conforme divulgada no Calendário de Eventos Corporativos da Companhia; ou (ii) na hipótese de assembleia geral extraordinária convocada para eleição de membros do conselho de administração e do conselho fiscal, entre o primeiro dia útil após a ocorrência de evento que justifique a convocação da referida assembleia geral e até 25 (vinte e cinco) dias antes da data de realização da assembleia, hipótese em que a administração da Companhia comunicará ao mercado, ainda que em caráter provisório, a data de realização da respectiva assembleia geral, bem como o prazo para a inclusão de candidatos no Boletim de Voto à distância.

Toda e qualquer solicitação de inclusão de propostas ou candidatos no boletim de voto a distância, conforme descritas acima, deverão observar os requisitos legais aplicáveis, bem como o disposto nos arts. 21-L e 21-M da Instrução CVM nº 481/09 e deverão ser enviadas aos seguintes endereços, físicos e eletrônicos:

Departamento de Relações com Investidores

Rua Jorge Figueiredo Corrêa, nº 1.632, parte, Jardim Professora Tarcília, CEP 13087-397

E-mail: ri@cpfl.com.br

j) se a companhia disponibiliza fóruns e páginas na rede mundial de computadores destinados a receber e compartilhar comentários dos acionistas sobre as pautas das assembleias.

No Website de Relações com Investidores da Companhia: www.cpfl.com.br/ri, existe um link, denominado "Fale com o RI", no qual são disponibilizadas as formas possíveis de contato e/ou esclarecimentos de dúvidas junto à Diretoria de Relações com Investidores da Companhia (por e-mail ou por telefone), de maneira que os comentários dos acionistas sobre as pautas de assembleias podem ser recebidos por meio destes canais.

12.2 - Regras, Políticas E Práticas Relativas às Assembleias Gerais

k) Outras informações necessárias à participação a distância e ao exercício do direito de voto à distância.

A Companhia esclarece que o sistema de voto à distância passou a ser adotado em 1º de janeiro de 2017, em atendimento à Instrução CVM nº 481/09.

Além do envio do Boletim de Voto diretamente à Companhia, os acionistas também poderão exercer o voto à distância através das instruções de preenchimento transmitidas a seus respectivos agentes de custódia ou ao agente escriturador da Companhia, conforme suas ações estejam ou não depositadas em depositário central.

Para tanto, os acionistas deverão entrar em contato com os seus agentes de custódia ou com o agente escriturador das ações de emissão da Companhia e verificar os procedimentos por eles estabelecidos para a emissão das instruções de voto via Boletim de Voto à distância, bem como os documentos e informações que venham a ser por eles exigidos.

12.3 - Regras, Políticas E Práticas Relativas ao Conselho de Administração

12.3 Descrever as regras, políticas e práticas relativas ao conselho de administração, indicando:

A Companhia se rege por Diretrizes de Governança Corporativa que reúnem e consolidam o conjunto de mecanismos formais e informais que visam promover a interação entre os Acionistas, o Conselho de Administração, o Conselho Fiscal e a Diretoria Executiva da Companhia. O Conselho de Administração tem suas regras de funcionamento disciplinadas em seu Regimento Interno.

Conforme previsto no Art. 13, Parágrafo Único do Estatuto Social da Companhia, os cargos de Presidente do Conselho de Administração e de Diretor Presidente não poderão ser acumulados pela mesma pessoa.

Conforme informado no item 12.1, o Art. 15 do Estatuto Social da Companhia dispõe que o Conselho de Administração é composto por um mínimo de 5 (cinco) membros, todos eleitos e destituíveis pela Assembleia Geral, com mandato unificado de 1 (um) ano, sendo permitida a reeleição. De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, combinada com uma decisão da CVM, os acionistas não controladores têm o direito de eleger pelo menos um membro (e seu respectivo suplente) do Conselho de Administração, desde que detenham no mínimo 10,0% das ações com direito de voto. Os acionistas não controladores que detiverem mais de 5,0% das ações com direito de voto poderão requerer a adoção do processo de voto múltiplo. Esse processo confere a cada ação com direito de voto um número de votos equivalente ao número de membros do Conselho de Administração e dá a cada acionista o direito de cumular seus votos em um único candidato, ou distribuí-los entre vários candidatos.

Nos termos do Art. 15, Parágrafo 5º do Estatuto Social, a Assembleia Geral poderá eleger Conselheiros suplentes que substituem os Conselheiros titulares a que estiverem vinculados em suas ausências ou impedimentos temporários.

O Conselho de Administração tem um Presidente e um Vice-Presidente que são eleitos dentre seus membros na primeira reunião que ocorrer após a eleição dos conselheiros. Os Conselheiros têm mandato unificado de 1 (um) ano, podendo ser reeleitos e, ao término do prazo de seus mandatos, permanecem nos cargos até a posse dos sucessores (Art. 15).

O cargo de conselheiro pode ficar vago permanentemente por renúncia, demissão, incapacidade, perda de mandato, impedimento comprovado, morte ou ocorrência de outras situações previstas em lei, sendo que nesse caso o conselheiro suplente, se eleito, ocupará o cargo do conselheiro até a eleição de seu substituto, o que deverá ocorrer na primeira assembleia de acionistas realizadas após a ocorrência do cargo. Um conselheiro pode renunciar mediante notificação por escrito ao presidente do Conselho de Administração, tornando-se efetiva, em relação à Companhia, a partir do recebimento da referida notificação e em relação a terceiros, a partir do protocolo do documento da renúncia perante a Junta Comercial e sua publicação, a ser realizada pelo conselheiro renunciante.

O estatuto social da Companhia não prevê a obrigatoriedade de aposentadoria por idade para nossos conselheiros.

Atualmente, o Conselho de Administração da Companhia é composto por 9 (nove) membros titulares, 2 (dois) dos quais são Conselheiros Independentes.

Todos os membros do Conselho de Administração, ao serem investidos nos respectivos cargos, assinam: (i) Termo de Anuência dos Administradores a que alude o Regulamento de Listagem do Novo Mercado, pelo qual se comprometem a cumprir as regras ali constantes, (ii) Termo de Adesão à Política de Divulgação de Ato ou Fato Relevante da Companhia, (iii) Termo de Adesão à Política de Negociação de Valores Mobiliários e (iv) Termo de Compromisso para Dirigentes da CPFL Energia com o Código de Conduta Ética.

12.3 - Regras, Políticas E Práticas Relativas ao Conselho de Administração

a) número de reuniões realizadas no último exercício social, discriminando entre número de reuniões ordinárias e extraordinárias

Nos termos do Parágrafo 1º do Art. 17 do Estatuto Social da Companhia, o Conselho de Administração deve realizar, no mínimo, 12 reuniões anuais, em caráter ordinário, conforme calendário a ser divulgado no primeiro mês de cada exercício social, podendo, entretanto, ser realizadas reuniões extraordinárias, caso o Presidente do Conselho de Administração assim solicite, por iniciativa própria ou mediante provocação de qualquer membro. No exercício social de 2018, o Conselho de Administração da Companhia se reuniu 27 vezes, sendo 13 reuniões ordinárias e 14 extraordinárias.

b) se existirem, as disposições do acordo de acionistas que estabeleçam restrição ou vinculação ao exercício do direito de voto de membros do conselho

Atualmente, não existe acordo de acionistas em vigor, tendo em vista que a State Grid Brazil Power Participações S.A. ("SGBP"), detém, direta e indiretamente, 94,7% das ações da Companhia, sendo a única acionista controladora. Em 23 de janeiro de 2017, quando foi realizado o fechamento do Contrato de Aquisição de Ações, datado de 02 de setembro de 2016, por meio do qual a SGBP passou a ser a acionista controladora da CPFL Energia, o Acordo de Acionistas então existente, datado de 22 de março de 2002, celebrado entre os antigos controladores, foi rescindido, conforme divulgado no Fato Relevante de 23 de janeiro de 2017.

c) regras de identificação e administração de conflitos de interesses

Aplicam-se à Companhia as disposições do Art. 156 da Lei nº 6.404/76, que veda ao administrador intervir em qualquer operação social em que tiver interesse conflitante com o da Companhia, bem como na deliberação que a respeito tomarem os demais administradores, cumprindo-lhe cientificá-los do seu impedimento e fazer consignar, em ata de reunião do conselho de administração ou da diretoria, a natureza e extensão do seu interesse. Nos termos do Parágrafo 1º do mesmo artigo, o administrador somente pode contratar com a Companhia se observar condições razoáveis ou equitativas, idênticas às que prevalecem no mercado ou em que a Companhia contrataria com terceiros, sob pena do negócio ser declarado anulável e o administrador interessado ficar obrigado a transferir para a Companhia as vantagens que dele tiver auferido.

Nesse contexto, vale ressaltar que o Regimento Interno do Conselho de Administração, em consonância com a referida lei, dispõe que: (i) cabe ao Conselho de Administração prevenir e administrar situações de conflito de interesses ou de divergência de opiniões; e (ii) qualquer conselheiro que possua efetivo ou potencial conflito de interesse ou que esteja ligado à parte relacionada, cujas atividades preponderantes impliquem existência, efetiva ou potencial, de conflito de interesses com determinada matéria a ser examinada pelo conselho, deverá abster-se de participar da parte da reunião na qual tal matéria for analisada.

No âmbito de transações com partes relacionadas, a Companhia também busca implementar mecanismos para evitar eventuais conflitos de interesses. O Art. 17 do Estatuto Social estabelece, na alínea "m", como atribuição do Conselho de Administração da Companhia autorizar prévia e expressamente a celebração de contratos pela Companhia ou suas controladas, com acionistas ou com pessoas por eles controladas ou a eles coligadas ou relacionadas, direta ou indiretamente, de valor superior a R\$ 12.745.999,99, (conforme atualizado por IGP-M). Ainda, as transações envolvendo partes relacionadas devem ser previamente submetidas ao Comitê de Partes Relacionadas que, nos termos do Regimento Interno dos Comitês e Comissões de Assessoramento ao Conselho, conforme já exposto no item 12.1 (a.4) supra, tem competência para avaliar os processos que envolvam partes relacionadas, a fim de garantir a observação das condições de mercado, analisando quaisquer transações deste tipo que sejam submetidas ao Conselho.

12.3 - Regras, Políticas E Práticas Relativas ao Conselho de Administração

- d) se o emissor possui política de indicação e de preenchimento de cargos do conselho de administração formalmente aprovada, informando, em caso positivo:**
 - i. órgão responsável pela aprovação da política, data da aprovação e, caso o emissor divulgue a política, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado**
 - ii. principais características da política, incluindo regras relativas ao processo de indicação dos membros do conselho de administração, à composição do órgão e à seleção de seus membros**

A indicação de membros do Conselho de Administração é feita pelos acionistas da Companhia, nos termos da legislação aplicável. A Companhia não possui qualquer política neste sentido.

12.4 - Descrição da Cláusula Compromissória Para Resolução de Conflitos Por Meio de Arbitragem

12.4 Se existir, descrever a cláusula compromissória inserida no estatuto para a resolução dos conflitos entre acionistas e entre estes e o emissor por meio de arbitragem.

O Art. 35 do Estatuto Social determina que a Companhia, seus acionistas, os administradores e os membros do Conselho Fiscal, efetivos e suplentes, obrigam-se a resolver, por meio de arbitragem, perante a Câmara de Arbitragem do Mercado, toda e qualquer disputa ou controvérsia que possa surgir entre eles, relacionada com ou oriunda, em especial, da aplicação, validade, eficácia, interpretação, violação e seus efeitos, das disposições contidas na Lei nº 6.404/76, no Estatuto Social da Companhia, nas normas editadas pelo Conselho Monetário Nacional, pelo Banco Central do Brasil e pela Comissão de Valores Mobiliários, bem como nas demais normas aplicáveis ao funcionamento do mercado de capitais em geral, além daquelas constantes do Regulamento de Listagem do Novo Mercado, do Regulamento de Arbitragem, do Regulamento de Sanções e das Cláusulas Compromissórias do Contrato de Participação no Novo Mercado da B3 S.A. – Brasil, Bolsa , Balcão.

12.5/6 - Composição E Experiência Profissional da Administração E do Conselho Fiscal

Nome	Data de nascimento	Orgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato	Número de Mandatos Consecutivos
CPF	Profissão	Cargo eletivo ocupado	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Percentual de participação nas reuniões
Outros cargos e funções exercidas no emissor		Descrição de outro cargo / função			
Luis Henrique Ferreira Pinto	26/03/1961	Pertence apenas à Diretoria	09/05/2019	Até a primeira RCA que ocorrer após a AGO 2021	3
029.352.408-47 N/A	Engenheiro Eletricista	19 - Outros Diretores Diretor Vice-Presidente de Operações Reguladas	09/05/2019	Sim	0.00%
Flavio Henrique Ribeiro	02/06/1979	Pertence apenas à Diretoria	16/01/2020	Até a primeira RCA a ser realizada após a AGO de 2021.	0
276.489.428-79 N/A	Administrador	19 - Outros Diretores Diretor Vice-Presidente de Gestão Empresarial	16/01/2020	Sim	0.00%
Vitor Fagali	13/04/1977	Pertence apenas à Diretoria	16/01/2020	Até a primeira RCA após AGO de 2021	0
260.735.068-99 Membro do comitê de Estratégias e Processos de Gestão	Administrador	19 - Outros Diretores Diretor Vice-Presidente de Desenvolvimento de Negócios	16/01/2020	Sim	0.00%
Gustavo Pinto Gachineiro	29/04/1971	Pertence apenas à Diretoria	06/05/2019	Até a primeira RCA que ocorrer após a AGO 2021	1
247.699.058-23 N/A	Advogado	19 - Outros Diretores Diretor Vice-Presidente Jurídico e de Relações Institucionais	09/05/2019	Sim	0.00%
YueHui Pan	18/07/1981	Pertence apenas à Diretoria	09/05/2019	Até a primeira RCA que ocorrer após a AGO 2021	1
061.539.517-16 Membro efetivo do Comitê de Orçamento e Finanças Corporativas	Contador	19 - Outros Diretores Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores	09/05/2019	Sim	0.00%
Karin Regina Luchesi	28/10/1976	Pertence apenas à Diretoria	09/05/2019	Até a primeira RCA que ocorrer após a AGO 2021	3
219.880.918-45 N/A	Engenheira	19 - Outros Diretores Diretora Vice-Presidente de Operações de Mercado	09/05/2019	Sim	0.00%
Antonio Kandir	02/05/1953	Pertence apenas ao Conselho de Administração	30/04/2019	Até a AGO de 2020	4

12.5/6 - Composição E Experiência Profissional da Administração E do Conselho Fiscal

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			
146.229.631-91	Engenheiro	27 - Conselho de Adm. Independente (Efetivo)	09/05/2019	Sim	100.00%
Membro do Comitê de Partes Relacionadas					
Bo Wen	17/02/1965	Pertence apenas ao Conselho de Administração	30/04/2019	Até a AGO de 2020	1
242.163.038-03	Administrador	20 - Presidente do Conselho de Administração	09/05/2019	Sim	100.00%
N/A					
Yang Qu	07/08/1965	Pertence apenas ao Conselho de Administração	30/04/2019	Até a AGO de 2020	3
061.362.877-22	Administrador	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	09/05/2019	Sim	96.00%
Marcelo Amaral Moraes					
	10/07/1967	Pertence apenas ao Conselho de Administração	30/04/2019	Até a AGO de 2020	3
929.390.077-72	Administrador	27 - Conselho de Adm. Independente (Efetivo)	09/05/2019	Sim	100.00%
Membro do Comitê de Partes Relacionadas					
Hong Li	14/08/1970	Pertence apenas ao Conselho de Administração	30/04/2019	Até AGO de 2020	0
000.000.000-00	Contador	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	09/05/2019	Sim	0.00%
Anselmo Henrique Seto Leal					
	07/02/1982	Pertence apenas ao Conselho de Administração	30/04/2019	Até AGO de 2020	0
220.943.838-14	Engenheiro Eletricista	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	09/05/2019	Sim	0.00%
N/A					
Shirong Lyu	03/03/1964	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	30/04/2019	Até a 1a RCA após aAGO de 2021	1

12.5/6 - Composição E Experiência Profissional da Administração E do Conselho Fiscal

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			
701.861.641-73	Administrador	34 - Conselheiro(Efetivo) e Dir. Vice Pres.	09/05/2019	Sim	96.00%
Diretor Vice-Presidente Executivo Sênior e Diretor Vice-Presidente de Estratégia, Inovação e Excelência de Negócio Interino					
Gustavo Estrella	11/03/1974	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	09/05/2019	Até a primeira RCA que ocorrer após a AGO 2021	1
037.234.097-09	Administrador de empresas	33 - Conselheiro(Efetivo) e Dir. Presidente	09/05/2019	Sim	0.00%
Diretor Presidente					
Zhao Yumeng	28/08/1973	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	30/04/2019	Até a AGO de 2020	3
239.777.708-88	Administrador	39 - Outros Conselheiros / Diretores	09/05/2019	Sim	100.00%
Diretor Vice-Presidente Executivo e Membro efetivo do Comitê de Recursos Humanos		Membro efetivo do Conselho de Administração			
Zhao Yumeng	28/08/1973	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	09/05/2019	Até a primeira RCA que ocorrer após a AGO 2021	1
239.777.708-88	Administrador	39 - Outros Conselheiros / Diretores	09/05/2019	Sim	0.00%
Membro do Conselho de Administração (Efetivo) e Membro efetivo do Comitê de Recursos Humanos		Diretor Vice-Presidente Executivo			
Gustavo Estrella	11/03/1974	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	09/05/2019	Até a RCA que ocorrer após a AGO de 2020	1
037.234.097-09	Administrador de empresas	39 - Outros Conselheiros / Diretores	09/05/2019	Sim	0.00%
Membro do Conselho de Administração (efetivo)		Diretor Presidente			
Shirong Lyu	03/03/1964	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	05/08/2019	Até a 1ª RCA que ocorrer após a AGO de 2021	0
701.861.641-73	Administrador	39 - Outros Conselheiros / Diretores	05/08/2019	Sim	0.00%

12.5/6 - Composição E Experiência Profissional da Administração E do Conselho Fiscal

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			
Vice-Presidente do Conselho de Administração, membro efetivo do Comitê de Estratégia e Gestão de Processos e Vice-Presidente de Estratégia, Inovação e Excelência de Negócio Interino		Diretor Vice-Presidente Executivo Sênior			
Reginaldo Ferreira Alexandre 003.662.408-03 N/A	03/03/1959 Economista	Conselho Fiscal 46 - C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador	30/04/2019 06/05/2019	Até a AGO de 2020 Sim	3 0.00%
Ran Zhang 063.980.997-96 N/A	23/02/1983 Contador	Conselho Fiscal 43 - C.F.(Efetivo)Eleito p/Controlador	30/04/2019 06/05/2019	Até a AGO de 2020 Sim	3 81.80%
Chenggang Liu 000.000.000-00 N/A	09/01/1976 Contador	Conselho Fiscal 46 - C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador	30/04/2019 06/05/2019	Até a AGO de 2020 Sim	3 18.18%
Jia Jia 063.817.437-60 N/A	26/10/1982 Contador	Conselho Fiscal 46 - C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador	30/04/2019 06/05/2019	Até a AGO de 2020 Sim	3 0.00%
Ricardo Florence dos Santos 812.578.998-72 N/A	26/02/1955 Administrador	Conselho Fiscal 43 - C.F.(Efetivo)Eleito p/Controlador	30/04/2019 06/05/2019	Até a AGO de 2020 Sim	3 100.00%
Experiência profissional / Critérios de Independência					
Luis Henrique Ferreira Pinto - 029.352.408-47					

Formado em Engenharia Elétrica pela Faculdade de Engenharia de Barretos em 1985. cursou pós-graduação em Engenharia do Sistema Elétrico de Potência pela Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI) em 1990, e em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP) em 2001; e duas especializações, dentre as quais MBA em Gestão Empresarial (2004) e MBA em Gestão Financeira, Controladoria e Auditoria (2011), na Fundação Getúlio Vargas - FGV. Na Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL), exerceu diversos cargos, como: Engenheiro de Planejamento da Operação (1986 a 2000); Gerente da Divisão de Serviços da Transmissão da CPFL (2000 a 2001); Gerente da Divisão de Planejamento do Sistema Elétrico da CPFL (2001 a 2002); Gerente do Departamento de Controle Operacional da CPFL Paulista e CPFL Piratininga (2002 a 2006); Diretor de Operações da RGE (2006 a 2009); Diretor Executivo da RGE (2009 a 2011); Diretor Presidente da RGE (2011 a 2013); Diretor Presidente da CPFL Paulista e CPFL Piratininga (2013 a 2015). Em maio de 2015, foi eleito o Diretor Vice-Presidente de Operações Reguladas da CPFL Energia, responsável pelo negócio de Distribuição do Grupo e Presidente dos Conselhos de Administração da CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE e RGE Sul. Ao longo da carreira foi: Representante da CPFL no Grupo Coordenador da Operação Interligada do Sistema Elétrico Sul/Sudeste do Brasil - GCOI/GTPO/ELETOBRAS (1986 a 1996); Representante da CPFL na definição da configuração das empresas para a privatização do Setor de Distribuição no Estado de São Paulo (1995); Representante das distribuidoras Paulista, Piratininga e RGE no grupo de trabalho para Oferta de Ações da CPFL Energia, na Bolsa de Valores de São Paulo e de Nova Iorque (Initial Public Offering – IPO) (2006); Coordenador do Grupo de Perdas Técnicas na Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica (ABRADEE) (2005 a 2006); Professor do Curso de Perdas Técnicas no Setor Elétrico da Fundação COGI (2005 a 2006); Membro do Conselho da ONG Parceiros Voluntários (2009 as 2012); Comandou o agrupamento das cinco distribuidoras CPFL Santa Cruz, CPFL Jaguariúna, CPFL Sul Paulista, CPFL Mococa e CPFL Leste Paulista (2017); e o agrupamento das duas distribuidoras RGE e RGE Sul (2018); Membro do Conselho Diretor da ABRADEE (Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica) de 2017 a 2019. Não é considerado pessoa politicamente exposta.

Flavio Henrique Ribeiro - 276.489.428-79

Executivo com 22 anos de experiência em áreas como Digital, TI, Infraestrutura, Instalações, Operação, Negócios, BPO e RH. Carreira desenvolvida em países como Chile, Peru, Argentina, Colômbia, México e Brasil. Vice-Presidente de TI, Infraestrutura e Operações (COO), sendo responsável pela estratégia de Infraestrutura e Operações de TI e KPIs, Desenvolvimento, Produtos de TI, Segurança, Telecomunicações, Instalações, Novos Edifícios, Design de Processos, Transformação de TI e NOC Global, Serviço Compartilhado, SOC e Atendimento. Não é considerado pessoa politicamente exposta.

Vitor Fagali - 260.735.068-99

Diretor de Planejamento e Controle da CPFL Energia de 2013 a janeiro de 2020, Conselheiro Deliberativo na Fundação CESP (Entidade Fechada de Previdência Privada). Graduado em Administração de Empresa pela PUCCAMP, MBA em finanças pela FGV. Participação nos programas executivos da Singularity University e da Ohio University nos EUA. Analista de investimentos certificado pela CVM / APIMEC (CNPI) e Conselheiro Independente pelo IBGC. Na CPFL Energia, atuou nas áreas de análise de investimentos, relação com Investidores e planejamento financeiro. Participou de importantes projetos como o IPO da CPFL Energia, IPO e OPA da CPFL Renováveis e implantação do Orçamento Base Zero. Iniciou sua carreira como auditor contábil na Arthur Andersen / Deloitte onde atuou por 4 anos antes de ingressar na CPFL Energia em 2003.. Não é considerado pessoa politicamente exposta.

Gustavo Pinto Gachineiro - 247.699.058-23

Formado em Direito pela Universidade de São Paulo em 1993, possui MBA pela Fundação Getúlio Vargas em 2007. Atuou como Advogado na Bardella S/A Industrias Mecânicas de 1995 a 1997 e na Promon Eletrônica de 1997 a 1999. Foi Gerente Jurídico da Stiefel Laboratories em 1999, Diretor Jurídico da AT&T Brazil de 1999 a 2003 e Diretor Jurídico da Elucid (Grupo Rede) em 2003. Na Global Village Telecom (GVT), atuou de 2003 a 2008 como Diretor Jurídico, de 2008 a 2012 como Vice Presidente Jurídico e de RH (provisório) e de 2012 a 2015 como Vice Presidente Jurídico e de Relações Institucionais. Após a aquisição da GVT pelo Telefonica Group, atuou como Vice Presidente Jurídico e de Relações Institucionais da Telefonica Brasil S/A (Vivo) de 2015 a 2017. Foi eleito Vice Presidente Jurídico e de Relações Institucionais da CPFL Energia em 2017. Não é considerado pessoa politicamente exposta.

YueHui Pan - 061.539.517-16

Graduado em Gestão Financeira pela Changsha University of Science and Technology (2000-2004) e mestre em administração na North China Electric Power University. MBA of Kellogg School of Management, Northwestern University. Começou sua trajetória no Departamento de Finanças na China Power Technology Import and Export Company (2007-2009), Vice-Diretor do Departamento de Ativos Financeiros State Grid International Development Co., Ltd. (2009-2010). Também atuou como Presidente do Conselho Fiscal da Belo Monte Transmissora de Energia S.A. É certificado pelo American Institute of the Chartered Financial Analyst e pelo China Institute of the Certified Public Accountants. Foi Presidente do Conselho de Administração da CPFL Energia de 2017 a 2018. Foi eleito Diretor Vice-Presidente Financeiro Adjunto em maio de 2018 e Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores da CPFL Energia em fevereiro de 2019. Não é considerado pessoa politicamente exposta.

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. Iniciou sua carreira 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, e entre janeiro e maio de 2014 respondeu pela Diretoria de Planejamento Energético e Gestão de Energia. A partir de 05 de maio de 2014 assumiu a Presidência de Geração, ocupando também o cargo de Diretora das Sociedades CPFL Transmissão, Paulista Lajeado e CPFL Jaguari de Geração, fazendo parte do Conselho de Administração das empresas CPFL Renováveis, CERAN, Chapecoense, Foz do Chapecó, ENERCAN, BAESA e EPASA. Em 2015, foi eleita a Diretora-Vice Presidente de Operações de Mercado da CPFL Energia. Não é considerado pessoa politicamente exposta.

Antonio Kandir - 146.229.631-91

Foi Ministro de Estado do Planejamento e Orçamento, Deputado Federal, Presidente do Conselho Nacional de Desestatização, Governador Brasileiro no BID, Secretário Especial de Política Econômica, Presidente do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA), Diretor Presidente da Kandir e Associados S/C Ltda. (1992-1994) e coordenador de estudos da Itaú Planejamento e Engenharia (1981-1982), diretor de private equity e hedge funds. Sócio da Governança & Gestão Investimentos Ltda. (desde 2004) e da GG Capital Investimentos Ltda. (2012-2016). Trabalhou também como professor da Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP, da Pontifícia Universidade Católica de São Paulo (1984-1985), Assistant Faculty Fellow na Universidade de Notre Dame (1987). Formado em Engenharia Mecânica de Produção da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (USP), Mestre em Economia pela Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP e Doutor em Economia pela Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP. Atualmente, participa de conselhos de administração das empresas (i) CSU Cadsystem, empresa prestadora de serviços de alta tecnologia (desde 2014); (ii) Comix Empreendimentos e Participações Ltda., uma sociedade gestora de investimentos (desde 2017); (iii) GOL Linhas Aéreas Inteligentes, uma companhia de aviação (desde 2016); (iv) Vibra Agroindustrial S.A., uma companhia avícola (desde 2015); (v) a AEGEA Saneamento e Participações S.A., uma empresa de saneamento (desde 2014); (vi) MRV Engenharia e Participações S.A. (desde 2018), uma empresa de construção. O Sr. Kandir também atuou anteriormente nos conselhos de administração das seguintes empresas: (i) Marisol S.A., uma empresa de vestuário, de 2014 a 2017; (ii) Companhia Providência Indústria e Comércio, empresa de tecidos TNT de 2008 a 2014. Nenhuma das referidas empresas integra o grupo econômico da CPFL Energia, tampouco é controlada por acionista detentor de participação superior a 5% das ações ordinárias da CPFL Energia. Não é considerado pessoa politicamente exposta.

Bo Wen - 242.163.038-03

Graduado em Engenharia de Sistemas de Potência pela Chongqing University of China em 1988, obteve o mestrado em Ciências da Gestão pela Universidade Xian Jiaotong da China em 2002. Iniciou sua carreira na State Grid Gansu Electric Power Company em 1988, tendo experiência na área de planejamento de redes, despacho de grade, projeto e construção de projetos, operação e manutenção de redes, compras, eletrificação rural, pesquisa de leis e políticas, além de gestão empresarial, atuando como engenheiro de campo, chefe de seção, chefe de divisão, gerente geral, diretor do departamento, engenheiro-chefe adjunto em diferentes filiais e sedes regionais. Em 2005, foi nomeado vice-presidente sênior da State Grid Gansu Electric Power Company ficando no cargo até 2009. Em 2009, foi nomeado vice-presidente executivo da State Grid Xinjiang Electric Power Company, ficando no cargo até 2011. De 2011 a 2018, atuou como diretor geral do escritório filipino da State Grid Corporation da China (SGCC, concessionária de energia indireta da CPFL Energia) e vice-presidente sênior da State Grid International Development Corporation. De 2011 a 2018, ele atuou como diretor do Conselho da National Grid Corporation das Filipinas e, simultaneamente, atuou como diretor técnico da corporação por mais de sete anos. A partir de 2018, ele ocupou o cargo de presidente do nosso Conselho de Administração, Presidente da State Grid e Vice-Presidente Sênior da State Grid International Development Corporation. É considerado uma pessoa politicamente exposta, pois detém cargo em empresa pública chinesa.

Yang Qu - 061.362.877-22

Graduado em Sistemas de Energia Elétrica e Automação pela Chengdu University of Science and Technology (1982-1986). Desde 1986 no grupo State Grid (mesmo setor de atuação da CPFL Energia), iniciou sua carreira na Henan Transmission and Transformation Engineering Company (1986-2003). Entre 2003 e 2006, atuou como Vice-Diretor de Engenharia e Diretor na Henan Transmission and Transformation Engineering Company e no Escritório da State Grid Henan Electric Power Company no Vietnã. Em seguida, ocupou o cargo de Vice-Diretor da Henan Electric Power Company no Vietnã (2006-2008), de Vice-Diretor no Escritório Geral do Departamento de Cooperação Internacional da State Grid Corporation of China (2008-2009), de Vice-Diretor do Departamento de Negócios Internacionais da State Grid International Development Co., Ltd (2009-2011), e Diretor do Departamento de Desenvolvimento de Negócios da State Grid Brazil Holding S.A. (2011-2014). Desde 2014 é Diretor Vice-Presidente da State Grid Brazil Holding S.A. e também foi eleito Diretor-Presidente da State Grid Brazil Power Participações Ltda. (um de nossos acionistas) em 2016 e eleito diretor da ESC Energia S.A. (um de nossos acionistas) em 2017. Não é considerado pessoa politicamente exposta.

Marcelo Amaral Moraes - 929.390.077-72

O Sr. Moraes é conselheiro independente da CPFL Energia desde 2017. Graduado em Economia pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (1986-1990), concluiu MBA pela COPPEAD na UFRJ em novembro de 1993 e pós-graduado em Direito Empresarial e Arbitragem pela Fundação Getúlio Vargas em novembro de 2003. Ele é Membro efetivo do Conselho Fiscal da Vale S.A. (desde 2004), onde também ocupou o cargo de Membro Suplente do Conselho de Administração (2003). Ele também atua como presidente do conselho fiscal da GOL Linhas Aéreas SA e membro do conselho fiscal do Linux S.A. O Sr. Moraes também atua como presidente do conselho fiscal da Aceco TI S.A de 2016 a 2018. Ele também foi membro do Conselho de Administração da Eternit S.A. de 2016 a 2018. Suas principais experiências profissionais nos últimos 5 anos incluem: (i) Diretor Executivo da Stratus Investimentos Ltda. (De 2006 a 2010), gestor de private equity; (ii) Diretor Executivo da Capital Dynamics Investimentos Ltda. (De 2012 a 2015), gestor de private equity; e (iii) Membro Convidado do Conselho de Administração da Infinity Bio-Energy S.A. (de 2011 a 2012). Ele também é membro do nosso comitê de Partes Relacionadas. Nenhuma das referidas companhias integra o grupo econômico da CPFL Energia, tampouco é controlada por acionista detentor de participação superior a 5% das ações ordinárias da CPFL Energia. Não é considerado pessoa politicamente exposta.

Hong Li - 000.000.000-00

Graduado em Ciências Contábeis em Changsha (China) pela Faculdade Normal de Energia Elétrica. Começou sua carreira em 1992 na Divisão de Finanças da Caixa de Moeda Estrangeira na China International Water & Electric Corporation, ficando até 1996 como Contador Assistente no Departamento Financeiro. Em 1997, ingressou na China Electric Power Technology Import & Export Corporation, como Supervisor Sênior do Departamento de Finanças, passando em 2005 a atuar como Diretor Financeiro, ficando até 2009. Em 31 de outubro de 2017, foi escolhido como o Principal Talento Líder Nacional em CFO pelo Ministério das Finanças da China. Em seguida, atuou como Diretor Financeiro na State Grid International Development Limited, e nos dias de hoje atua como Diretor Financeiro na State Grid International Development Limited Co. Atualmente, é também membro do Conselho de Administração da ADMIE S.A. É considerado pessoa politicamente exposta, pois detém cargo em empresa pública chinesa.

Anselmo Henrique Seto Leal - 220.943.838-14

Graduado em Engenharia Elétrica pelo Centro Universitário FEI, Pós-Graduado em Avaliação Ambiental e MBA em Finanças. Começou sua carreira em 2004 na empresa de indústria energética SIEMENS, na posição de Engenheiro de Desenvolvimento Sênior até 2009. Atuou também como Gerente Executivo de Novos Negócios na EDP Brasil, empresa do setor elétrico e também como CEO da Nascentes do Xingu, Subsidiária da AEGEA Saneamento. Ingressou na State Grid Brazil Holding no ano de 2016 como Diretor de Meio Ambiente, Segurança e Fundiário, e atua até os dias de hoje, acumulando, ainda, as atividades de Assistente do CEO e Diretor de Construção e Controle de Planejamento da Xingu Rio Transmissora de Energia. Não é considerado pessoa politicamente exposta.

Shirong Lyu - 701.861.641-73

Shirong Lyu - 701.861.641-73

Graduado em Sistemas de Energia Elétrica e Automação pela Universidade de Xi'an Jiaotong (1983-1987), e Doutor em Sistemas de Energia Elétrica e Automação pela Universidade de Xi'an Jiaotong (1995-1999). Iniciou sua carreira no setor de energia elétrica do State Grid Group em 2000, na Northwest China Grid Company Limited, onde atuou como Diretor do Departamento de Construção de 2003 a 2007. Ele também foi Diretor Geral Adjunto do SGCC. Escritório nas Filipinas e Chefe do Grupo P & E da National Grid Corporation das Filipinas (NGCP) (2007-2010), Vice-Presidente da State Grid Brasil Holding Company (2010-2014), Vice-Presidente da State Grid International Development Co., Ltd (2014-2016). De 2016 até 2018, atuou como Diretor Geral Adjunto do Departamento de Cooperação Internacional da State Grid Corporation da China (SGCC, concessionária de energia, controlador indireto da CPFL Energia). É considerado uma pessoa politicamente exposta, pois detém cargo em empresa pública chinesa.

Gustavo Estrella - 037.234.097-09

Gustavo Estrella - 037.234.097-09

Graduado em Administração de Empresas pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ) em 1997. É mestre em Finanças pelo Instituto Brasileiro de Mercado de Capitais (IBMEC/RJ) em 2000. Trabalhou no Grupo Lafarge e nas empresas Light e Brasil Telecom. Está na CPFL desde 2001, atuando como Gerente de Planejamento Econômico e Financeiro, Diretor de Relações com Investidores e Diretor de Planejamento e Controle. Em 2013 assumiu os cargos de Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores da CPFL Energia e Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da CPFL Paulista, CPFL Piratininga, CPFL Geração e RGE, além de Diretor Financeiro em diversas sociedades controladas do Grupo CPFL, terminando seu mandato em 31 de janeiro de 2019, assumindo a partir de 01 de fevereiro de 2019 o cargo de Diretor Presidente da CPFL Energia. Foi, ainda, membro do Conselho de Administração da RGE, CPFL Paulista e CPFL Piratininga, tendo encerrado seu mandato em abril de 2019. Atualmente, além de Diretor Presidente da CPFL Energia, é também Vice-Presidente do Conselho de Administração da CPFL Renováveis e membro efetivo do Conselho de Administração da Companhia. Não é considerado pessoa politicamente exposta

Zhao Yumeng - 239.777.708-88

Zhao Yumeng - 239.777.708-88

Graduado em Instrumentos e Medição Eletromagnética pela Huazhong University of Science and Technology (1990-1994), pós-graduado (MBA) em administração pela Royal Melbourne Institute of Technology e mestre em Sistemas de Energia Elétrica e Automação na Hefei University of Technology. Começou sua carreira em 1994 no setor de energia elétrica do Grupo State Grid (mesmo setor de atuação da CPFL Energia), na Hefei Electric Power Company, Gerente Geral Adjunto da Companhia de Fornecimento de Energia de XuanCheng da State Grid (2006-2013) e Gerente Geral da AnQing Power Supply – Companhia da State Grid AnHui Province. De 2016 a 2017, ele foi o Gerente Geral da State Grid International Development Co., Ltd. Em 26 de março de 2018, o Sr. Zhao também foi eleito como membro suplente do nosso Comitê de Gestão de Recursos Humanos. Atualmente é o Diretor Presidente Adjunto da CPFL Energia S.A. e também é membro da nossa comissão de estratégia. Não é considerado pessoa politicamente exposta.

Reginaldo Ferreira Alexandre - 003.662.408-03

Possui 18 anos de experiência na área de pesquisa, como analista, coordenador e chefe de equipes no Citibank, Unibanco, Paribas, BBA Creditanstalt e Itaú. Também possui 5 anos de experiência na área de análise de crédito (a maioria, no Citibank) e prática, tendo atuado na qualidade de administrador e de diretor assistente nas empresas de consultoria Accenture e Deloitte, em operações estruturadas ligadas ao mercado de capitais, bem como em atividades na área de Investment Banking, tais como fusões e aquisições e reorganizações societárias. Hoje, essa experiência se estende à Proxycon Business Consulting (governança e finanças corporativas). É também membro do Conselho de Normas Contábeis do Brasil (desde a sua criação em 2005), Analista de Investimentos Certificado, Gestor de Carteiras certificado pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM), Presidente da Associação Brasileira de Pesquisa de Investimentos, Membro do Comitê de Governança Corporativa da Câmara de Comércio Americana do Brasil (Amcham), um dos autores do Código Brasileiro de Governança Corporativa - Companhias Abertas, Membro da Câmara de Governança Corporativa da Comissão de Governança Corporativa (BM&FBovespa). O Sr. Reginaldo é membro do Conselho Fiscal das seguintes companhias de capital aberto: (i) BRF S.A., empresa de alimentos (eleito em abril de 2015 e reeleito em abril de 2016), (ii) Iochpe Maxion SA, empresa de rodas e autopeças (eleito em abril de 2013 e reeleito em abril de 2014, 2015 e 2016), (iii) Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobrás, empresa de petróleo e gás (eleito em abril de 2013 e reeleito em abril de 2014, 2015 e 2016); (iv) Ser Educacional S.A., empresa educativa (presidente do Conselho Fiscal, eleito em abril de 2015 e reeleito em abril de 2016) e (v) membro suplente do conselho fiscal da Mahle Metal Leve S.A., empresa de autopeças (eleito em abril de 2015 e reeleito em 2016). Nenhuma das referidas companhias integra o grupo econômico da CPFL Energia, tampouco é controlada por acionista detentor de participação superior a 5% das ações ordinárias da CPFL Energia. Não é considerado pessoa politicamente exposta.

Ran Zhang - 063.980.997-96

Graduada em Contabilidade pela London South Bank University (2002-2004) e mestre em Contabilidade na Beijing Technology and Business University. Gerente do Departamento de Ativos Financeiros da China Electric Power Technology Import and Export Corporation (2009-2010), sendo responsável pela contabilidade e pelo controle de custos deste setor. De 2010 a 2012, foi a responsável pelo Planejamento Tributário e Controle de Riscos Internos da State Grid International Development Co., Ltd, onde também foi a responsável pela consolidação contábil e pelo controle de custos do Departamento de Ativos Financeiros (2012-2016). Atualmente, é Diretora Adjunta do Departamento de Ativos Financeiros da State Grid Brazil Holding S.A. e Diretora Vice-presidente Financeira da Belo Monte Transmissora de Energia S.A. Ela é certificada pela The Association Of Chartered Certified Accountants. Não é considerada pessoa politicamente exposta.

Chenggang Liu - 000.000.000-00

Graduado em Contabilidade pela Hunan University of Finance and Economics e mestre pela Escola de Negócios na University of Montreal. Atuou como Diretor de Operações Financeiras e Diretor de Contabilidade (2001-2004) da Changde Electric Power Industry Development Corporation e também como Diretor Vice-Presidente e Diretor Financeiro (2005-2007) da Changde Real Estate Development Company. De 2008 a 2015, foi Gerente do Departamento de Recursos Humanos da State Grid Hunan Electric Power Company, pertencente ao Grupo State Grid. Desde 2015, ocupa o cargo de Diretor Vice-Presidente Financeiro da Xingu Rio Transmissora de Energia S.A. Não é considerado pessoa politicamente exposta.

Jia Jia - 063.817.437-60

Graduado em Mercados e Finanças Internacionais pela Swinburne University of Technology (2002-2005) e mestre em Contabilidade e Direito Empresarial pela Deakin University (2005-2008), ambas na Austrália. De 2008 a 2010, trabalhou no Departamento de Microfinanças do Citibank em Melbourne na Austrália. Atuou como Gerente de Project Finance (2010-2013) e como Supervisor Financeiro na Hubei Transmission and Transformation Engineering Company, pertencente ao Grupo State Grid. Atualmente, é o Supervisor Financeiro da Xingu Rio Transmissora de Energia S.A. Não é considerado pessoa politicamente exposta.

Ricardo Florence dos Santos - 812.578.998-72

Atuou como Vice-Presidente de Finanças (CFO) da Marfrig Global Foods S.A entre 2013 e 2016 e como Diretor Estatutário de Relações com Investidores entre 2007 e 2014. Engenheiro químico formado pela Escola Politécnica da USP e em Administrador de Empresas pela Universidade Mackenzie, tem MBA em Estratégia e Finanças pelo IBMEC-SP. Atuou anteriormente no Grupo Pão de Açúcar por 16 anos (1984-2000) em diversos cargos como Diretor de Planejamento Estratégico, Financeiro e Diretor Estatutário de Relações com Investidores. Foi também responsável pelas áreas de RI da UOL Inc. (Grupo Folha de São Paulo – 2000/2001) e Brasil Telecom (2005-2007). Atuou em diversos processos de abertura de capital, fusões, aquisições e vendas de ativos nas empresas em que trabalhou. Participou dos Conselhos de Administração do Grupo Pão de Açúcar (1995-1999), UOL – Grupo Folha (2001) e IBRI – Instituto Brasileiro de Relações com Investidores (1998-2001), onde também foi presidente-executivo de 2010 a 2013; e do Conselho Consultivo da Dentalcorp S.A. (2002 a 2006). A partir de 2014 ele foi membro do Conselho de Administração do IBRI (Instituto Brasileiro de Relações com Investidores), com mandato até 2017. O Sr. Ricardo Florence dos Santos não ocupa cargos em outras companhias ou organizações do terceiro setor. Não é considerado pessoa politicamente exposta.

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
--------------------	-------------------------

Luis Henrique Ferreira Pinto - 029.352.408-47	
-----------------------------------------------	--

N/A

Flavio Henrique Ribeiro - 276.489.428-79	
------------------------------------------	--

N/A

Vitor Fagali - 260.735.068-99	
-------------------------------	--

N/A

Gustavo Pinto Gachineiro - 247.699.058-23	
-------------------------------------------	--

N/A

YueHui Pan - 061.539.517-16	
-----------------------------	--

N/A

Karin Regina Luchesi - 219.880.918-45	
---------------------------------------	--

N/A

Antonio Kandir - 146.229.631-91	
---------------------------------	--

N/A

Bo Wen - 242.163.038-03	
-------------------------	--

N/A

Yang Qu - 061.362.877-22	
--------------------------	--

N/A

Marcelo Amaral Moraes - 929.390.077-72	
----------------------------------------	--

N/A

Hong Li - 000.000.000-00	
--------------------------	--

N/A

Anselmo Henrique Seto Leal - 220.943.838-14

N/A

Shirong Lyu - 701.861.641-73

Shirong Lyu - 701.861.641-73

N/A

N/A

Gustavo Estrella - 037.234.097-09

Gustavo Estrella - 037.234.097-09

N/A

Zhao Yumeng - 239.777.708-88

Zhao Yumeng - 239.777.708-88

N/A

Reginaldo Ferreira Alexandre - 003.662.408-03

N/A

Ran Zhang - 063.980.997-96

N/A

Chenggang Liu - 000.000.000-00

N/A

Jia Jia - 063.817.437-60

N/A

Ricardo Florence dos Santos - 812.578.998-72

N/A

12.7/8 - Composição Dos Comitês

Nome	Tipo comitê	Tipo de Auditoria	Cargo ocupado	Data de nascimento	Data posse	Prazo mandato
CPF	Descrição outros comitês	Profissão	Descrição outros cargos ocupados	Data eleição	Número de Mandatos Consecutivos	Percentual de participação nas reuniões
Outros cargos/funções exercidas no emissor						
Fu Li	Comitê de Risco		Membro do Comitê (Suplente)	08/07/1979	16/07/2019	1 ano - até a nova eleição pela RCA
000.000.000-00		Administrador		26/06/2019	0	0.00%
N/A						
Gustavo Henrique de Aguiar Sablewski	Comitê de Risco		Membro do Comitê (Efetivo)	06/08/1980	16/07/2019	1 ano - até a nova eleição pela RCA
285.123.398-02		Advogado		26/06/2019	0	0.00%
Diretor Jurídico						
Juliana Nunes	Comitê de Risco		Membro do Comitê (Suplente)	31/12/1969	16/07/2019	1 ano - até a nova eleição pela RCA
158.521.908-88		Engenheira		26/06/2019	0	0.00%
Diretora de Comunicação						
Na Zhang	Comitê de Risco		Membro do Comitê (Efetivo)	19/09/1981	16/07/2019	1 ano - até a nova eleição pela RCA
240.042.688-00		Engenheira		26/06/2019	0	0.00%
N/A						
Sheng Xu	Comitê de Risco		Membro do Comitê (Suplente)	19/03/1983	16/07/2019	1 ano - até a nova eleição pela RCA
239.865.998-43		Engenheiro		26/06/2019	0	0.00%
N/A						
YunWei Liu	Comitê de Risco		Membro do Comitê (Efetivo)	24/07/1969	16/07/2019	1 ano - até a nova eleição pela RCA
239.777.718-50		Administrador		26/06/2019	0	0.00%
Membro suplente do Comitê de Gestão de Recursos Humanos						
Antonio Kandir	Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	02/05/1953	17/07/2019	1 ano - até a nova eleição pela RCA
146.229.631-91	Comitê de Partes Relacionadas	Engenheiro		26/06/2019	0	0.00%
Membro do Conselho de Administração (Efetivo) / Independente						
Ge Quan	Outros Comitês		Membro do Comitê (Suplente)	26/03/1986	23/07/2019	1 ano - até a nova eleição pela RCA

12.7/8 - Composição Dos Comitês

Nome	Tipo comitê	Tipo de Auditoria	Cargo ocupado	Data de nascimento	Data posse	Prazo mandato
CPF	Descrição outros comitês	Profissão	Descrição outros cargos ocupados	Data eleição	Número de Mandatos Consecutivos	Percentual de participação nas reuniões
Outros cargos/funções exercidas no emissor						
239.777.688-08	Comitê de Estratégia e Processos de Gestão	Engenheiro		26/06/2019	0	0.00%
N/A						
Gustavo Uemura	Outros Comitês		Membro do Comitê (Suplente)	25/04/1974	23/07/2019	1 ano - até a nova eleição pela RCA
173.604.938-03	Comitê de Estratégia e Processos de Gestão	Engenheiro		26/06/2019	0	0.00%
Diretor de Suprimentos						
Hongwu Ding	Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	13/02/1977	17/07/2019	1 ano - até a nova eleição pela RCA
000.000.000-00	Comitê de Partes Relacionadas	Administrador		26/06/2019	0	0.00%
N/A						
Kebing Zhou	Outros Comitês		Membro do Comitê (Suplente)	02/02/1982	30/07/2019	1 ano - até a nova eleição pela RCA
239.918.888-82	Comitê de Orçamento e Finanças Corporativas	Contador		26/06/2019	0	0.00%
N/A						
Li Zhang	Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	11/06/1983	17/07/2019	1 ano - até a nova eleição pela RCA
000.000.000-00	Comitê de Gestão de Recursos Humanos	Administrador		26/06/2019	0	0.00%
N/A						
Marcelo Amaral Moraes	Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	10/07/1967	17/07/2019	1 ano - até a nova eleição pela RCA
929.390.077-72	Comitê de Partes Relacionadas	Economista		26/06/2019	0	0.00%
Membro do Conselho de Administração (Efetivo) / Independente						
Mingyan Liu	Outros Comitês		Membro do Comitê (Suplente)	13/11/1972	23/07/2019	1 ano - até a nova eleição pela RCA
000.000.000-00	Comitê de Estratégia e Processos de Gestão	Engenheiro		26/06/2019	0	0.00%
N/A						

12.7/8 - Composição Dos Comitês

Nome	Tipo comitê	Tipo de Auditoria	Cargo ocupado	Data de nascimento	Data posse	Prazo mandato
CPF	Descrição outros comitês	Profissão	Descrição outros cargos ocupados	Data eleição	Número de Mandatos Consecutivos	Percentual de participação nas reuniões
Outros cargos/funções exercidas no emissor						
Mingzhi Han	Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	05/05/1984	30/07/2019	1 ano - até a nova eleição pela RCA
240.791.968-81	Comitê de Orçamento e Finanças Corporativas	Contadora		26/06/2019	0	0.00%
N/A						
Rafael Lazzaretti	Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	30/11/1983	17/07/2019	1 ano - até a nova eleição pela RCA
312.219.028-14	Comitê de Gestão de Recursos Humanos	Engenheiro		26/06/2019	0	0.00%
Diretor de Estratégia e Inovação						
Rodrigo Agnew Ronzella	Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	23/02/1974	30/07/2019	1 ano - até a nova eleição pela RCA
120.740.488-82	Comitê de Orçamento e Finanças Corporativas	Advogado		26/06/2019	0	0.00%
Diretor de Recursos Humanos, Gestão de Pessoas e Performance						
Sergio Luis Felice	Outros Comitês		Membro do Comitê (Suplente)	13/08/1967	30/07/2019	1 ano - até a nova eleição pela RCA
119.410.838-54	Comitê de Orçamento e Finanças Corporativas	Contador		26/06/2019	0	0.00%
Diretor de Contabilidade e Planejamento Tributário						
Shirong Lyu	Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	03/03/1964	23/07/2019	1 ano - até a nova eleição pela RCA
701.861.641-73	Comitê de Estratégia e Processos de Gestão	Administrador		26/06/2019	0	0.00%
Diretor Vice-Presidente Executivo Sênior e Vice-Presidente do Conselho de Administração						
Tuo Ji	Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	18/01/1987	23/07/2019	1 ano - até a nova eleição pela RCA
239.777.678-28	Comitê de Estratégia e Processos de Gestão	Administrador		26/06/2019	0	0.00%
N/A						
Valter Matta	Outros Comitês		Membro do Comitê (Suplente)	18/07/1963	17/07/2019	1 ano - até a nova eleição pela RCA

12.7/8 - Composição Dos Comitês

Nome	Tipo comitê	Tipo de Auditoria	Cargo ocupado	Data de nascimento	Data posse	Prazo mandato
CPF	Descrição outros comitês	Profissão	Descrição outros cargos ocupados	Data eleição	Número de Mandatos Consecutivos	Percentual de participação nas reuniões
Outros cargos/funções exercidas no emissor						
063.726.418-52	Comitê de Gestão de Recursos Humanos	Advogado		26/06/2019	0	0.00%
Diretor de Governança Corporativa						
Vitor Fagali	Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	13/04/1977	23/07/2019	1 ano - até a nova eleição pela RCA
260.735.068-99	Comitê de Estratégia e Processos de Gestão	Administrador		26/06/2019	0	0.00%
Diretor Vice-Presidente de Desenvolvimento de Negócio						
Ye Jin	Outros Comitês		Membro do Comitê (Suplente)	15/05/1989	17/07/2019	1 ano - até a nova eleição pela RCA
242.746.678-63	Comitê de Gestão de Recursos Humanos	Recursos Humanos		26/06/2019	0	0.00%
N/A						
YueHui Pan	Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	17/08/1981	30/07/2019	1 ano - até a nova eleição pela RCA
061.539.517-16	Comitê de Orçamento e Finanças Corporativas	Contador		26/06/2019	0	0.00%
Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores						
ZhangYan Fu	Outros Comitês		Membro do Comitê (Suplente)	25/05/1973	30/07/2019	1 ano - até a nova eleição pela RCA
239.866.048-63	Comitê de Orçamento e Finanças Corporativas	Economista		26/06/2019	0	0.00%
N/A						
Zhao Yumeng	Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	28/08/1973	17/07/2019	1 ano - até a nova eleição pela RCA
239.777.708-88	Comitê de Gestão de Recursos Humanos	Administrador		26/06/2019	0	0.00%
Diretor Vice-Presidente Executivo e Membro do C.A.						
Experiência profissional / Critérios de Independência						
Fu Li - 000.000.000-00						

Gustavo Henrique de Aguiar Sablewski - 285.123.398-02

Juliana Nunes - 158.521.908-88

Na Zhang - 240.042.688-00

Sheng Xu - 239.865.998-43

YunWei Liu - 239.777.718-50

Antonio Kandir - 146.229.631-91

Ge Quan - 239.777.688-08

Gustavo Uemura - 173.604.938-03

Hongwu Ding - 000.000.000-00

Kebing Zhou - 239.918.888-82

Li Zhang - 000.000.000-00

Marcelo Amaral Moraes - 929.390.077-72

Mingyan Liu - 000.000.000-00

Mingzhi Han - 240.791.968-81

Rafael Lazzaretti - 312.219.028-14

Rodrigo Agnew Ronzella - 120.740.488-82

Sergio Luis Felice - 119.410.838-54

Shirong Lyu - 701.861.641-73

Graduado em Sistemas de Energia Elétrica e Automação pela Universidade de Xi'an Jiaotong (1983-1987), e Doutor em Sistemas de Energia Elétrica e Automação pela Universidade de Xi'an Jiaotong (1995-1999). Iniciou sua carreira no setor de energia elétrica do State Grid Group em 2000, na Northwest China Grid Company Limited, onde atuou como Diretor do Departamento de Construção de 2003 a 2007. Ele também foi Diretor Geral Adjunto do SGCC. Escritório nas Filipinas e Chefe do Grupo P & E da National Grid Corporation das Filipinas (NGCP) (2007-2010), Vice-Presidente da State Grid Brasil Holding Company (2010-2014), Vice-Presidente da State Grid International Development Co., Ltd (2014-2016). De 2016 até 2018, atuou como Diretor Geral Adjunto do Departamento de Cooperação Internacional da State Grid Corporation da China (SGCC, concessionária de energia, controlador indireto da CPFL Energia). É considerado uma pessoa politicamente exposta, pois detém cargo em empresa pública chinesa.

Tuo Ji - 239.777.678-28

Valter Matta - 063.726.418-52

Vitor Fagali - 260.735.068-99

Diretor de Planejamento e Controle da CPFL Energia de 2013 a janeiro de 2020, Conselheiro Deliberativo na Fundação CESP (Entidade Fechada de Previdência Privada). Graduado em Administração de Empresa pela PUCCAMP, MBA em finanças pela FGV. Participação nos programas executivos da Singularity University e da Ohio University nos EUA. Analista de investimentos certificado pela CVM / APIMEC (CNPI) e Conselheiro Independente pelo IBGC. Na CPFL Energia, atuou nas áreas de análise de investimentos, relação com Investidores e planejamento financeiro. Participou de importantes projetos como o IPO da CPFL Energia, IPO e OPA da CPFL Renováveis e implantação do Orçamento Base Zero. Iniciou sua carreira como auditor contábil na Arthur Andersen / Deloitte onde atuou por 4 anos antes de ingressar na CPFL Energia em 2003.. Não é considerado pessoa politicamente exposta.

Ye Jin - 242.746.678-63

YueHui Pan - 061.539.517-16

Graduado em Gestão Financeira pela Changsha University of Science and Technology (2000-2004) e mestre em administração na North China Electric Power University. MBA of Kellogg School of Management, Northwestern University. Começou sua trajetória no Departamento de Finanças na China Power Technology Import and Export Company (2007-2009), Vice-Diretor do Departamento de Ativos Financeiros State Grid International Development Co., Ltd. (2009-2010). Também atuou como Presidente do Conselho Fiscal da Belo Monte Transmissora de Energia S.A. É certificado pelo American Institute of the Chartered Financial Analyst e pelo China Institute of the Certified Public Accountants. Foi Presidente do Conselho de Administração da CPFL Energia de 2017 a 2018. Foi eleito Diretor Vice-Presidente Financeiro Adjunto em maio de 2018 e Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores da CPFL Energia em fevereiro de 2019. Não é considerado pessoa politicamente exposta.

ZhangYan Fu - 239.866.048-63

Zhao Yumeng - 239.777.708-88

Graduado em Instrumentos e Medição Eletromagnética pela Huazhong University of Science and Technology (1990-1994), pós-graduado (MBA) em administração pela Royal Melbourne Institute of Technology e mestre em Sistemas de Energia Elétrica e Automação na Hefei University of Technology. Começou sua carreira em 1994 no setor de energia elétrica do Grupo State Grid (mesmo setor de atuação da CPFL Energia), na Hefei Electric Power Company, Gerente Geral Adjunto da Companhia de Fornecimento de Energia de XuanCheng da State Grid (2006-2013) e Gerente Geral da AnQing Power Supply – Companhia da State Grid Anhui Province. De 2016 a 2017, ele foi o Gerente Geral da State Grid International Development Co., Ltd. Em 26 de março de 2018, o Sr. Zhao também foi eleito como membro suplente do nosso Comitê de Gestão de Recursos Humanos. Atualmente é o Diretor Presidente Adjunto da CPFL Energia S.A. e também é membro da nossa comissão de estratégia. Não é considerado pessoa politicamente exposta.

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
Fu Li - 000.000.000-00	
N/A	N/A
Gustavo Henrique de Aguiar Sablewski - 285.123.398-02	
N/A	N/A
Juliana Nunes - 158.521.908-88	
N/A	N/A

Na Zhang - 240.042.688-00	
N/A	N/A
Sheng Xu - 239.865.998-43	
N/A	N/A
YunWei Liu - 239.777.718-50	
N/A	N/A
Antonio Kandir - 146.229.631-91	
N/A	N/A
Ge Quan - 239.777.688-08	
N/A	N/A
Gustavo Uemura - 173.604.938-03	
N/A	N/A
Hongwu Ding - 000.000.000-00	
N/A	N/A
Kebing Zhou - 239.918.888-82	
N/A	N/A
Li Zhang - 000.000.000-00	
N/A	N/A
Marcelo Amaral Moraes - 929.390.077-72	
N/A	N/A
Mingyan Liu - 000.000.000-00	
N/A	N/A
Mingzhi Han - 240.791.968-81	
N/A	N/A
Rafael Lazzaretti - 312.219.028-14	
N/A	N/A
Rodrigo Agnew Ronzella - 120.740.488-82	
N/A	N/A
Sergio Luis Felice - 119.410.838-54	
N/A	N/A
Shirong Lyu - 701.861.641-73	
N/A	N/A
Tuo Ji - 239.777.678-28	
N/A	N/A

Valter Matta - 063.726.418-52

N/A

N/A

Vitor Fagali - 260.735.068-99

N/A

Ye Jin - 242.746.678-63

N/A

N/A

YueHui Pan - 061.539.517-16

N/A

N/A

ZhangYan Fu - 239.866.048-63

N/A

N/A

Zhao Yumeng - 239.777.708-88

N/A

N/A

12.9 - Existência de Relação Conjugal, União Estável ou Parentesco Até O 2º Grau Relacionadas A Administradores do Emissor, Controladas E Controladores**Justificativa para o não preenchimento do quadro:**

Não há relação conjugal, união estável ou parentesco até o segundo grau entre os membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal da CPFL Energia e (i) os administradores do emissor; (ii) os administradores de controladas diretas ou indiretas do emissor; (iii) os controladores diretos ou indiretos da CPFL Energia; ou (iv) os administradores das sociedades controladoras diretas e indiretas do emissor.

12.10 - Relações de Subordinação, Prestação de Serviço ou Controle Entre Administradores E Controladas, Controladores E Outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			

Exercício Social 31/12/2018Administrador do Emissor

Gustavo Estrella

037.234.097-09

Subordinação

Controlada Indireta

Membro do Conselho de Administração e Diretor Presidente

Pessoa Relacionada

Paulista Lajeado Energia S.A.

03.491.603/0001-21

Membro do Conselho de Administração e Diretor Presidente

ObservaçãoAdministrador do Emissor

Gustavo Estrella

037.234.097-09

Subordinação

Controlada Indireta

Membro do Conselho de Administração e Diretor Presidente.

Pessoa Relacionada

CPFL Renováveis S.A.

08.439.659/0001-50

Vice-Presidente do Conselho de Administração.

ObservaçãoAdministrador do Emissor

Gustavo Estrella

037.234.097-09

Subordinação

Controlada Indireta

Membro do Conselho de Administração e Diretor Presidente.

Pessoa Relacionada

Sul Geradora Participações Ltda.

02.689.862/0001-07

Membro do Conselho de Administração e Diretor Presidente.

ObservaçãoAdministrador do Emissor

12.10 - Relações de Subordinação, Prestação de Serviço ou Controle Entre Administradores E Controladas, Controladores E Outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função YueHui Pan Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores.	061.539.517-16	Subordinação	Controlada Indireta
Pessoa Relacionada CPFL Renováveis S.A. Membro do Conselho Fiscal.	08.439.659/0001-50		
Observação			

Administrador do Emissor Karin Regina Luchesi Diretora Vice-Presidente de Operações de Mercado.	219.880.918-45	Subordinação	Controlada Indireta
Pessoa Relacionada Centrais Elétricas da Paraíba S.A. - EPASA Presidente do Conselho de Administração.	10.366.780/0001-41		
Observação Empreendimento controlado em conjunto			

Administrador do Emissor Karin Regina Luchesi Diretora Vice-Presidente de Operações de Mercado	219.880.918-45	Subordinação	Controlada Indireta
Pessoa Relacionada CPFL Renováveis S.A. Membro do Conselho de Administração	08.439.659/0001-50		
Observação			

Administrador do Emissor Karin Regina Luchesi Diretora Vice-Presidente de Operações de Mercado	219.880.918-45	Subordinação	Controlada Indireta
Pessoa Relacionada			

12.10 - Relações de Subordinação, Prestação de Serviço ou Controle Entre Administradores E Controladas, Controladores E Outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função Sul Geradora Participações Ltda. Membro do Conselho de Administração e Diretora Presidente Observação	02.689.862/0001-07		
<hr/>			
Administrador do Emissor Karin Regina Luchesi Diretora Vice-Presidente de Operações de Mercado Pessoa Relacionada Paulista Lajeado Energia S.A. Membro do Conselho de Administração e Diretora Presidente Observação	219.880.918-45	Subordinação	Controlada Indireta
<hr/>			
Administrador do Emissor Bo Wen Membro do Conselho de Administração Pessoa Relacionada State Grid Corporation of China Diretor Geral do escritório filipino Observação	242.163.038-03	Subordinação	Controlador Indireto
<hr/>			
Administrador do Emissor Bo Wen Membro do Conselho de Administração Pessoa Relacionada State Grid International Development Co. Ltd Vice Presidente Sênior Observação	242.163.038-03	Subordinação	Controlador Indireto
Pessoa Relacionada State Grid International Development Co. Ltd Vice Presidente Sênior Observação	18.022.960/0001-18		

12.10 - Relações de Subordinação, Prestação de Serviço ou Controle Entre Administradores E Controladas, Controladores E Outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
<u>Administrador do Emissor</u>			
Shirong Lyu Membro do Conselho de Administração		Subordinação	Controlador Indireto
<u>Pessoa Relacionada</u>			
State Grid Corporation of China Diretor Geral Adjunto do Departamento de Cooperação Internacional			
<u>Observação</u>			
<u>Administrador do Emissor</u>			
Hong Li Membro do Conselho de Administração		Subordinação	Controlador Indireto
<u>Pessoa Relacionada</u>			
State Grid Corporation of China Diretor Financeiro na State Grid International Development Limited Co			
<u>Observação</u>			
<u>Administrador do Emissor</u>			
Hong Li Membro do Conselho de Administração		Subordinação	Controlador Indireto
<u>Pessoa Relacionada</u>			
State Grid Corporation of China Diretor Financeiro na State Grid International Development Limited Co			
<u>Observação</u>			

12.10 - Relações de Subordinação, Prestação de Serviço ou Controle Entre Administradores E Controladas, Controladores E Outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			

Exercício Social 31/12/2017**Administrador do Emissor**

Karin Regina Luchesi
Diretora Vice-Presidente de Operações de Mercado

219.880.918-45

Subordinação

Controlada Indireta

Pessoa Relacionada

Centrais Elétricas da Paraíba S.A. - EPASA
Presidente do Conselho de Administração

10.366.780/0001-41

Observação

Empreendimento controlado em conjunto.

Administrador do Emissor

Karin Regina Luchesi
Diretora Vice-Presidente de Operações de Mercado.

219.880.918-45

Subordinação

Controlada Indireta

Pessoa Relacionada

CPFL Renováveis S.A.
Membro do Conselho de Administração.

08.439.659/0001-50

Observação**Administrador do Emissor**

Karin Regina Luchesi
Diretora Vice-Presidente de Operações de Mercado.

219.880.918-45

Subordinação

Controlada Indireta

Pessoa Relacionada

Paulista Lajeado Energia S.A.
Membro do Conselho de Administração e Diretora Presidente.

03.491.603/0001-21

Observação**Administrador do Emissor**

12.10 - Relações de Subordinação, Prestação de Serviço ou Controle Entre Administradores E Controladas, Controladores E Outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função Gustavo Estrella Membro do Conselho de Administração e Diretor Presidente	037.234.097-09	Subordinação	Controlada Indireta
Pessoa Relacionada CPFL Renováveis S.A. Vice-Presidente do Conselho de Administração.	08.439.659/0001-50		
Observação			

Administrador do Emissor Gustavo Estrella Membro do Conselho de Administração e Diretor Presidente	037.234.097-09	Subordinação	Controlada Indireta
Pessoa Relacionada Paulista Lajeado Energia S.A. Membro do Conselho de Administração e Diretor.	03.491.603/0001-21		
Observação			

Administrador do Emissor Karin Regina Luchesi Diretora Vice-Presidente de Operações de Mercado	219.880.918-45	Subordinação	Controlada Indireta
Pessoa Relacionada Sul Geradora Participações Ltda. Membro do Conselho de Administração e Diretora.	02.689.862/0001-07		
Observação			

Administrador do Emissor Gustavo Estrella Membro do Conselho de Administração e Diretor Presidente	037.234.097-09	Subordinação	Controlada Indireta
Pessoa Relacionada			

12.10 - Relações de Subordinação, Prestação de Serviço ou Controle Entre Administradores E Controladas, Controladores E Outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função Sul Geradora Participações Ltda. Membro do Conselho de Administração e Diretor	02.689.862/0001-07		
Observação			

Administrador do Emissor			
Shirong Lyu Membro do Conselho de Administração		Subordinação	Controlador Indireto
Pessoa Relacionada			
State Grid Corporation of China Diretor Geral Adjunto do Departamento de Cooperação Internacional			
Observação			

Administrador do Emissor			
Bo Wen Membro do Conselho de Administração	242.163.038-03	Subordinação	Controlador Indireto
Pessoa Relacionada			
State Grid Corporation of China Diretor Geral do escritório filipino			
Observação			

Administrador do Emissor			
Bo Wen Membro do Conselho de Administração	242.163.038-03	Subordinação	Controlador Indireto
Pessoa Relacionada			
State Grid International Development Co. Ltd Vice Presidente Sênior	18.022.960/0001-18		
Observação			

12.10 - Relações de Subordinação, Prestação de Serviço ou Controle Entre Administradores E Controladas, Controladores E Outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			

Administrador do Emissor

Hong Li
Membro do Conselho de Administração

Subordinação

Controlador Indireto

Pessoa Relacionada

State Grid Corporation of China
Diretor Financeiro na State Grid International Development Limited Co

Observação**Exercício Social 31/12/2016**Administrador do Emissor

Karin Regina Luchesi
Diretora Vice-Presidente de Operações de Mercado

219.880.918-45

Subordinação

Controlada Indireta

Pessoa Relacionada

Centrais Elétricas da Paraíba S.A. - EPASA
Presidente do Conselho de Administração

10.366.780/0001-41

Observação

Empreendimento controlado em conjunto

Administrador do Emissor

Karin Regina Luchesi
Diretora Vice-Presidente de Operações de Mercado

219.880.918-45

Subordinação

Controlada Indireta

Pessoa Relacionada

CPFL Renováveis S.A.
Membro do Conselho de Administração

08.439.659/0001-50

Observação

12.10 - Relações de Subordinação, Prestação de Serviço ou Controle Entre Administradores E Controladas, Controladores E Outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
<u>Administrador do Emissor</u>			
Karin Regina Luchesi	219.880.918-45	Subordinação	Controlada Indireta
Diretora Vice-Presidente de Operações de Mercado			
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Paulista Lajeado Energia S.A.	03.491.603/0001-21		
Membro do Conselho de Administração e Diretora Presidente			
<u>Observação</u>			
<hr/>			
<u>Administrador do Emissor</u>			
Gustavo Estrella	037.234.097-09	Subordinação	Controlada Indireta
Membro do Conselho de Administração e Diretor Presidente			
<u>Pessoa Relacionada</u>			
CPFL Renováveis S.A.	08.439.659/0001-50		
Vice-Presidente do Conselho de Administração			
<u>Observação</u>			
<hr/>			
<u>Administrador do Emissor</u>			
Gustavo Estrella	037.234.097-09	Subordinação	Controlada Indireta
Membro do Conselho de Administração e Diretor Presidente			
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Paulista Lajeado Energia S.A.	03.491.603/0001-21		
Membro do Conselho de Administração e Diretor			
<u>Observação</u>			
<hr/>			
<u>Administrador do Emissor</u>			
Gustavo Estrella	037.234.097-09	Subordinação	Controlada Indireta

12.10 - Relações de Subordinação, Prestação de Serviço ou Controle Entre Administradores E Controladas, Controladores E Outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Membro do Conselho de Administração e Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			
Sul Geradora Participações Ltda.	02.689.862/0001-07		
Membro do Conselho de Administração e Diretor			
Observação			

Administrador do Emissor			
Shirong Lyu		Subordinação	Controlador Indireto
Membro do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
State Grid Corporation of China			
Diretor Geral Adjunto do Departamento de Cooperação Internacional			
Observação			

Administrador do Emissor			
Bo Wen	242.163.038-03	Subordinação	Controlador Indireto
Membro do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
State Grid Corporation of China			
Diretor Geral do escritório filipino			
Observação			

Administrador do Emissor			
Bo Wen	242.163.038-03	Subordinação	Controlador Indireto
Membro do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
State Grid International Development Co. Ltd	18.022.960/0001-18		

12.10 - Relações de Subordinação, Prestação de Serviço ou Controle Entre Administradores E Controladas, Controladores E Outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
---------------	----------	-----------------------------------------------------------	----------------------------

Cargo/Função
Vice Presidente Sênior

Observação

Administrador do Emissor

Shirong Lyu
Membro do Conselho de Administração

Subordinação

Controlador Indireto

Pessoa Relacionada

State Grid International Development Co. Ltd
Vice Presidente

18.022.960/0001-18

Observação

Administrador do Emissor

Hong Li
Membro do Conselho de Administração

Subordinação

Controlador Indireto

Pessoa Relacionada

State Grid International Development Limited Co
Diretor Financeiro na State Grid International Development Limited Co

Observação

12.11 - Acordos, Inclusive Apólices de Seguros, Para Pagamento ou Reembolso de Despesas Suportadas Pelos Administradores

12.11 Descrever as disposições de quaisquer acordos, inclusive apólices de seguro, que prevejam o pagamento ou o reembolso de despesas suportadas pelos administradores, decorrentes da reparação de danos causados a terceiros ou ao emissor, de penalidades impostas por agentes estatais, ou de acordos com o objetivo de encerrar processos administrativos ou judiciais, em virtude do exercício de suas funções.

A Companhia mantém seguro de responsabilidade civil para diretores estatutários, conselheiros de administração e conselheiros fiscais.

Seguro de Responsabilidade Civil Geral de Administradores (Directors & Officers Liability Insurance):

- **Apólice:** 30.10.0014098.28
- **Vigência:** 31/08/2018 a 31/08/2019
- **Seguradora:** Chubb Seguros Brasil S.A.
- **Riscos Cobertos:** proteção ao patrimônio pessoal dos administradores, caso estes venham a ser responsabilizados por atos danosos causados a terceiros, decorrentes da gestão das empresas do Grupo CPFL Energia S/A; a cobertura estende-se a todas as empresas que a CPFL Energia detenha participação societária superior a 51% (cinquenta e um por cento).
- **Importância Segurada:** US\$ 50.000.000,00 (cinquenta milhões de dólares americanos).
- **Custo total do seguro:** US\$ 255.000,00 (duzentos e setenta mil dólares americanos).

Franquias:

- **Cobertura "A":** sem franquias
- **Cobertura "B":** sem franquias
- **Cobertura "C":** Mercado de Capitais exceto EUA US\$ 50.000,00; Mercado de Capitais EUA US\$ 1.000.000,00.

12.12 - Outras informações relevantes

12.12 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

(i) com relação às assembleias realizadas nos últimos 3 (três) anos: (i) a data da realização; (ii) casos de instalação em segunda convocação; e (iii) o quorum exato de instalação de cada assembleia;

2016: 29/04 – 74,12% 09/08 – 73,37%
2017: 16/02 – 69,84% 27/03 – 70,77% 28/04 – 74,99% 29/09 – 84,69%
2018: 27/04 – 96,14%
2019: 31/01 – 95,96% 30/04 – 95,91% em AGO e 95,92% em AGE.

Não houve nenhuma assembleia instalada em segunda convocação.

(ii) descreva os programas de treinamento de membros do Conselho de Administração, de seus Comitês, da Diretoria e do Conselho Fiscal, indicando, ainda, os temas abordados, a periodicidade dos cursos ministrados no exercício social anterior e o índice de participação; e

Os membros de comitês e comissões recebem treinamentos na medida em que são identificados temas relevantes. Os conselheiros estrangeiros, ao serem eleitos, recebem treinamentos sobre a Companhia, o mercado de energia elétrica brasileiro e demais temas relevantes para o desempenho de sua função.

Informar como se tem dado a Governança da companhia com relação aos fatos que tem impactos contra terceiros nas reuniões do Conselho de Administração.

O Vice-Presidente de Relação com Investidores da Companhia está presente nas reuniões do Conselho de Administração, salvo impossibilidade excepcional, e disponível para responder a eventuais questões dos Conselheiros.

Práticas de Governança Corporativa

A CPFL Energia adota práticas diferenciadas de governança corporativa, baseadas nos princípios de transparência, equidade, prestação de contas e responsabilidade corporativa, alinhadas com as melhores práticas existentes no Brasil e exterior.

As Diretrizes de Governança Corporativa da Companhia reúnem e consolidam um conjunto de mecanismos que visam promover a interação entre os acionistas, o Conselho de Administração, os Comitês e Comissões de Assessoramento do Conselho de Administração, o Conselho Fiscal e a Diretoria Executiva.

Através dessas Diretrizes, a CPFL Energia apresenta o seu modelo de governança corporativa, o qual orienta a sua atuação e as práticas adotadas na Companhia e nas sociedades direta ou indiretamente controladas, observados os respectivos Estatutos e Contratos Sociais.

As Diretrizes de Governança Corporativa são aprovadas pelo Conselho de Administração e, juntamente com o Estatuto Social, o Regimento Interno do Conselho de Administração, o Regimento Interno do Conselho Fiscal, o Regimento Interno dos Comitês e das Comissões de Assessoramento ao Conselho de Administração, as políticas já existentes e que vierem a ser emitidas em matéria de governança, tais como Negociação de Valores Mobiliários, Divulgação de Ato e Fato Relevante, Gestão de Riscos, Anticorrupção e o Código de Ética e de Conduta Empresarial, delineiam o conjunto de práticas de governança adotadas pela CPFL Energia.

A Administração é comprometida em focar-se em:

1. Transparência/Divulgação – a intenção de prover as partes interessadas com informações que sejam de interesse e não apenas as que são exigidas por lei ou regulamento;

2. Imparcialidade/Justiça – tratamento justo e igualitário a todos os acionistas e outras partes interessadas, levando em consideração seus direitos, deveres, interesses e expectativas;

12.12 - Outras informações relevantes

3. Prestação de contas – prestação de informações pela nossa Administração de forma clara, concisa, plausível e em tempo hábil, assumindo integralmente a consequência de seus atos e omissões, cumprindo seus deveres de forma diligente e responsável; e

4. Responsabilidade corporativa/compliance - foco integral na viabilidade econômica e financeira de nossa companhia, redução das externalidades negativas que causam impacto em nossos negócios e operações e aumento das externalidades positivas, levando em consideração os diversos tipos de capital (financeiro, industrial, intelectual, humano, social, ambiental, reputacional, etc.) a curto, médio e longo prazos.

A Companhia implementou este modelo em 2003 e o redesenhamos em 2017 com o objetivo de adaptar sua estrutura de governança corporativa ao cenário atual de como fazer negócio e ao processo de tomada de decisões, assim como levar em consideração a nossa nova estrutura societária. Em dezembro de 2017, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a atualização de suas Diretrizes de Governança Corporativa, com relação à sua aplicação às suas controladas e afiliadas. Além disso, em 2012 decidiu-se que os membros dos Comitês de Assessoramento do Conselho de Administração não receberão mais remuneração. Em 2016, o Conselho de Administração aprovou um aditamento às suas Diretrizes de Governança Corporativa, o qual especifica que os consultores de auditoria interna e governança corporativa devem se reportar diretamente ao Conselho de Administração.

Em 2014, a Companhia completou 10 anos da abertura de seu capital na B3 e na Bolsa de Valores de Nova York ("NYSE"). Com mais de 100 anos de atuação no Brasil, a Companhia possui ações listadas no Novo Mercado da B3 e ADRS Nível III da NYSE, segmentos de listagem diferenciados que reúnem empresas que aderem às melhores práticas de governança corporativa.

Todas as ações da CPFL são Ordinárias, ou seja, dão direito de voto e os acionistas têm assegurado Tag Along de 100% em caso de alienação do controle acionário.

Informações complementares relacionadas ao item 12.5

Em observância ao disposto no Regulamento do Novo Mercado, que determina o preenchimento de, no mínimo 2 (dois) ou 20% (vinte por cento) das vagas do Conselho de Administração por conselheiros independentes, o que for maior, os acionistas controladores, em conjunto, indicaram os Srs. Marcelo Amaral Moraes e Antonio Kandir para ocupar os cargos de membro independente do Conselho de Administração em Assembleia Geral Ordinária realizada em 30 de abril de 2019. A Companhia informa que para determinar a independência do Conselheiro utiliza o critério expresso no Regulamento do Novo Mercado, conforme definido no artigo 16, parágrafos 1º e 2º do Regulamento.

Os cargos de Diretor Vice-Presidente de Desenvolvimento de Negócios e de Diretor Vice-Presidente de Gestão Empresarial que estavam vagos e que suas funções foram acumuladas interinamente pelo Diretor Presidente, Gustavo Estrella, foram preenchidos com a aprovação da RCA do dia 16.01.2020, a qual elegeu o Sr. Vitor Fagali de Souza para o cargo de Diretor Vice-Presidente de Desenvolvimento de Negócios e o Sr. Flavio Henrique Ribeiro para o cargo de Diretor Vice-Presidente de Gestão Empresarial com mandatos vigentes até a primeira reunião ordinária do Conselho de Administração a se realizar após a AGO de 2021.

O cargo de Diretor Vice-Presidente Financeiro Adjunto que estava vago e que suas funções foram acumuladas interinamente pelo Diretor Vice-Presidente Financeiro, Sr. Yuehui Pan, foi extinto após a aprovação da RCA do dia 16.01.2020.

Para o cargo de Diretor Vice-Presidente Executivo Sênior, a Reunião do Conselho de Administração realizada em 09 de maio de 2019 indicou o Sr. Shirong Lyu para exercer o mandato de 2 (dois) anos, a partir da data de posse e até a primeira reunião ordinária do Conselho de Administração a ser realizada após a Assembleia Geral Ordinária de 2021. Porém, a posse e o exercício do cargo ficam condicionados à concessão de visto, conforme legislação vigente. O Sr. Shirong Lyu será eleito para o cargo em Reunião do Conselho de Administração a ser realizada após a outorga do referido visto.

Após ata de RCA do dia 16.01.2020, o Sr. Shirong Lyu foi indicado para assumir interinamente o cargo de Diretor Vice-Presidente de Estratégia, Inovação e Excelência de Negócios da Diretoria Executiva da CPFL Energia, até a eleição de novo membro para tal cargo.

12.12 - Outras informações relevantes

Informações complementares relacionadas ao item 12.6

O Sr. Gustavo Estrella somente foi eleito na Assembleia Geral Extraordinária de 31 de janeiro de 2019, com efeitos a partir de 01 de fevereiro de 2019, tendo comparecido em 100% (cem por cento) das reuniões realizadas após sua eleição, no total de 10 (dez), entre os meses de janeiro e maio. Tendo em vista que no item 12.5 foi apresentado somente o percentual de participação em reuniões no exercício social de 2018, tal participação é listada como 0% (zero por cento).

Conforme carta de renúncia apresentada no dia 31 de dezembro de 2019, a Sra. Lisa Birmann Gabbai renunciou ao cargo de Suplente do Conselho Fiscal, o qual ficará vago até a próxima AGO a ser realizada em 2020.

Informações complementares relacionadas ao item 12.7

Na Reunião do Conselho de Administração realizada em 09 de maio de 2019, os conselheiros aprovaram a postergação da criação de Comissões de Assessoramento ao Conselho de Administração para o período de abril de 2019 a abril de 2020, bem como a postergação da eleição dos membros dos Comitês e Comissões de Assessoramento ao Conselho de Administração para o período de abril de 2019 a abril de 2020. Assim sendo, até que haja nova deliberação do Conselho de Administração a este respeito, os mandatos dos atuais membros dos Comitês e Comissões de Assessoramento ficam mantidos.

13.1 - Descrição da Política ou Prática de Remuneração, Inclusive da Diretoria Não Estatutária

13 Remuneração de Administradores

13.1 Política ou prática de remuneração do conselho de administração, da diretoria estatutária e não estatutária, do conselho fiscal e dos comitês.

a) objetivos da política ou prática de remuneração, informando se a política de remuneração foi formalmente aprovada, órgão responsável por sua aprovação, data da aprovação e, caso o emissor divulgue a política, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado:

A política de remuneração praticada pela CPFL Energia tem por objetivo atrair e reter, motivar e desenvolver profissionais com o padrão de excelência requerido pelo Grupo CPFL Energia.

A remuneração variável dos diretores estatutários é baseada em metas contratadas com base no Planejamento Estratégico da Companhia.

O Comitê de Gestão de Pessoas da CPFL Energia, órgão de assessoramento do Conselho de Administração, verifica a aderência dos planos de remuneração fixa e variável ao plano estratégico da Companhia, bem como avalia o cumprimento das metas contratadas no curto e no longo prazo.

As Diretrizes de Governança Corporativa foram aprovadas pelo Conselho de Administração, tendo sido a última atualização aprovada em 15 de dezembro de 2017.

O referido documento pode ser consultado no site da Companhia: www.cpfl.com.br/ri.

b) composição da remuneração:

i. elementos da remuneração e os objetivos

Os membros independentes do Conselho de Administração e os membros do Conselho Fiscal da Companhia recebem honorários fixos mensais, os quais são estabelecidos de acordo com o padrão de mercado. Os demais membros do Conselho de Administração não são remunerados por essa função.

Os membros da Diretoria Executiva, além da remuneração fixa recebida mensalmente, fazem jus a (i) benefícios, (ii) incentivos de curto prazo e (iii) incentivos de longo prazo.

Com relação à remuneração variável, (i) os benefícios diretos e indiretos (assistência médica, assistência odontológica, seguro de vida, vale refeição), têm por objetivo alinhar as práticas de mercado, e proporcionar a retenção dos Executivos (ii) os incentivos de curto prazo têm por objetivo central direcionar o comportamento dos Executivos ao aperfeiçoamento da estratégia dos negócios da Companhia e ao atingimento de resultados; e (iii) os incentivos de longo prazo têm como objetivos a criação de visão e comprometimento de longo prazo, o alinhamento dos interesses dos diretores estatutários da Companhia ao conjunto de acionistas e a premiação da geração de resultados e de criação de valor de forma sustentável.

Os comitês de assessoramento do Conselho de Administração da Companhia, quais sejam, Comitê de Processos de Gestão, Riscos e Sustentabilidade, Comitê de Gestão de Pessoas e Comitê de Partes Relacionadas possuem em sua composição alguns membros do Conselho de Administração, não sendo paga remuneração adicional pelo desempenho dessa função.

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

2016	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Honorários fixos	83,3%	83,3%	30,4%
Benefícios (inclui benefícios pós emprego)	-	-	4,0%
Outros	16,7%	16,7%	14,5%
Incentivos de curto prazo	-	-	36,5%

13.1 - Descrição da Política ou Prática de Remuneração, Inclusive da Diretoria Não Estatutária

Incentivos de longo prazo	-	-	14,6%
TOTAL	100,0%	100,0%	100,0%

2017	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Honorários fixos	83,4%	83,3%	25,2%
Benefícios (inclui benefícios pós emprego)	-	-	3,0%
Outros	16,6%	16,7%	18,4%
Incentivos de curto prazo	-	-	41,6%
Incentivos de longo prazo	-	-	11,9%
TOTAL	100,0%	100,0%	100,0%

2018	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Honorários fixos	83,5%	83,4%	30,6%
Benefícios (inclui benefícios pós emprego)	-	-	4%
Outros	16,5%	16,6%	17,6%
Incentivos de curto prazo	-	-	30%
Incentivos de longo prazo	-	-	17,8%
TOTAL	100,0%	100,0%	100,0%

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

Os membros independentes do Conselho de Administração e os membros do Conselho Fiscal da Companhia recebem honorários fixos mensais. Os conselheiros suplentes não recebem honorários, a não ser na hipótese de substituírem o conselheiro titular a que estão vinculados. Nessa circunstância, a Companhia paga ao membro suplente o valor equivalente a 50% da remuneração mensal do membro titular, caso participe de reunião ordinária do órgão, ou a totalidade da remuneração mensal do conselheiro titular se esse último estiver, temporariamente, impossibilitado de exercer suas funções.

O reajuste da remuneração dos membros independentes do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal da Companhia é feito com base em pesquisa de mercado, realizada por empresa especializada. A proposta de remuneração fixa definida pelo Conselho de Administração da Companhia para os diretores estatutários, bem como eventual reajuste, baseia-se em pesquisa de mercado realizada anualmente por consultorias especializadas. As referidas pesquisas de mercado foram realizadas pela Mercer Human Resource Consulting Ltda. A proposta de remuneração variável está detalhada no item 13.3.

iv. razões que justificam a composição da remuneração

A composição da remuneração considera as responsabilidades de cada cargo e tem como parâmetro os valores praticados pelo mercado para os profissionais que exercem funções equivalentes.

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

Os membros do Conselho de Administração e Conselho Fiscal não remunerados exercem outra função no grupo ou são indicados e remunerados pelo acionista controlador.

13.1 - Descrição da Política ou Prática de Remuneração, Inclusive da Diretoria Não Estatutária

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

A remuneração dos membros independentes do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal da Companhia é fixa e não considera indicadores de desempenho individuais ou da Companhia.

Com relação à remuneração variável de curto prazo dos diretores estatutários, a Companhia realiza a avaliação da sua Diretoria Executiva, verificando o desempenho de seus membros, conforme metas corporativas (EBITDA em relação ao valor orçado e Crescimento dos Negócios de acordo com a média ponderada do EBITDA dos negócios de Comercialização, Eficiência Energética e Serviços) e individuais (PMSO em relação ao valor orçado, valor de mercado da CPFL Energia, VPL dos negócios realizados, meta relacionada à sustentabilidade dos negócios, investimento em BRR – Base de Remuneração Regulatória, entre outras), estabelecidas de acordo com o plano estratégico da Companhia, previamente definidas e aprovadas pelo Conselho de Administração. O Conselho de Administração conta com a assessoria do Comitê de Gestão de Pessoas para acompanhar e avaliar o desempenho da Diretoria Executiva em relação ao cumprimento de suas metas anuais.

Quanto à remuneração variável de longo prazo, adotada a partir de 2017, o Conselho de Administração definirá, com base no orçamento plurianual vigente no momento da deliberação, as metas de EBITDA e Lucro Líquido para os 3 (três) exercícios do *vesting period* (período de aquisição). O Conselho de Administração conta com a assessoria do Comitê de Gestão de Pessoas para acompanhar e avaliar o desempenho da Diretoria Executiva em relação ao cumprimento de suas metas anuais.

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

Os honorários do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal são revisados anualmente através de pesquisa de mercado e possíveis ajustes são definidos pelo Conselho de Administração, com o apoio do Comitê de Gestão de Pessoas, sendo posteriormente submetidos à deliberação da Assembleia Geral de Acionistas da Companhia.

No que tange aos diretores estatutários, a remuneração variável é totalmente baseada em metas quantitativas e qualitativas formalmente contratadas, as quais refletem a evolução dos indicadores de desempenho da Companhia.

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

A política de remuneração dos diretores estatutários está alinhada aos interesses da Companhia, por ser fundamentada por critérios atrelados ao desempenho econômico-financeiro da Companhia previamente definidos. O Comitê de Gestão de Pessoas, que assessoria o Conselho de Administração da Companhia, é um órgão que contribui para a verificação do alinhamento da remuneração.

Nossa política de remuneração busca incentivar os colaboradores a procurar a melhor rentabilidade dos investimentos e projetos desenvolvidos pela Companhia, de tal maneira a alinhar os seus interesses com os da Companhia por meio das seguintes perspectivas: (i) no curto prazo: salários e pacote de benefícios compatíveis com o mercado; (ii) no médio prazo: pagamento de participação nos nossos resultados e bônus, de acordo com o cumprimento de metas pré-estabelecidas; e (iii) no longo prazo: outorga de *phantom stocks* através de programa específico, com a possibilidade de conversão de bônus em dinheiro conforme descrito no item 13.4.

A partir do ano de 2017, estabelecemos um novo plano de incentivo de longo prazo, conhecido como o "Categoria de: Bônus de Longo Prazo". O Bônus de Longo Prazo estabelece determinadas metas para recebimento de pagamentos de bônus. O Bônus de Longo Prazo também tem como objetivo incentivar e reter funcionários que ofereçam o maior valor por meio de seu desempenho individual. O novo

13.1 - Descrição da Política ou Prática de Remuneração, Inclusive da Diretoria Não Estatutária

programa de ILP (Bônus de Longo Prazo) compreende a concessão anual de um incentivo, pagável em dinheiro, a título de bônus, atrelado à performance média da companhia nos 3 exercícios sociais seguintes a cada concessão (incluindo o exercício social em que houve a concessão), condicionado à permanência do beneficiário na Companhia ou em uma de suas controladas, durante um período de *vesting* de 3 anos, sendo que o valor é pago ao final deste período.

Os pagamentos de bônus de acordo com o Bônus de Longo Prazo estão sujeitos a um fator de ajuste com base no desempenho médio de nossa empresa durante o período de carência de três anos, o que pode reduzir o bônus do Profissional Elegível em até 50% ou aumentar o bônus do Profissional Elegível em até para 200%. Sob o fator de ajuste, nosso desempenho médio é medido pelas metas de EBITDA e lucro líquido estabelecidas no momento do Bônus de Longo Prazo do Profissional Elegível. O Bônus de Longo Prazo é revisado anualmente pelo nosso Conselho de Administração por meio do Comitê de Gestão de Recursos Humanos e pode ser suspenso a qualquer momento.

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

Temos membros do Conselho de Administração e Conselho Fiscal não remunerados pela companhia que exercem outra função no grupo ou são indicados e remunerados pelo acionista controlador. Parte dos membros da Diretoria Executiva recebe parcela de sua remuneração de forma proporcional aos serviços prestados a cada uma das subsidiárias.

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

Em relação aos membros do nosso Conselho de Administração e do nosso Conselho Fiscal, não há qualquer remuneração ou benefício vinculado à ocorrência de determinado evento societário.

Quanto aos diretores estatutários, há previsão de indenização na hipótese de alteração significativa dos acionistas que compõem o bloco de controle majoritário, que implique a extinção do cargo de diretor, destituição unilateral por parte do Conselho de Administração, ou alteração das condições de trabalho análogas a uma rescisão indireta do contrato de trabalho previstas no artigo 483 da CLT, ou que tornem menos atraente o desempenho do cargo.

h) práticas e procedimentos adotados pelo conselho de administração para definir a remuneração individual do conselho de administração e da diretoria, indicando:

i. os órgãos e comitês do emissor que participam do processo decisório, identificando de que forma participam

A decisão em relação à remuneração dos membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Executiva conta com a participação do Comitê de Gestão de Pessoas e do Conselho de Administração.

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

13.1 - Descrição da Política ou Prática de Remuneração, Inclusive da Diretoria Não Estatutária

As remunerações individuais dos membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Executiva são definidas baseadas em resultados de pesquisas de mercado realizadas por empresa independente. As propostas de remuneração individual são levadas para discussão no Comitê de Gestão de Pessoas e posteriormente para conhecimento do Conselho de Administração.

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

A política de remuneração é avaliada anualmente pelo Conselho de Administração nos momentos de definição da remuneração global e análise e instituição de metas de curto e longo prazo.

13.2 - Remuneração Total do Conselho de Administração, Diretoria Estatutária E Conselho Fiscal**Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2018 - Valores Anuais**

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	3,00	7,67	3,00	13,67
Nº de membros remunerados	2,00	7,67	1,67	11,34
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	517.000,00	8.772.000,00	236.000,00	9.525.000,00
Benefícios direto e indireto	0,00	396.000,00	0,00	396.000,00
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	102.000,00	5.043.000,00	47.000,00	5.192.000,00
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	8.620.000,00	0,00	8.620.000,00
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	5.123.000,00	0,00	5.123.000,00
Descrição de outras remunerações variáveis		Outros refere-se a INSS e ILP		
Pós-emprego	0,00	754.000,00	0,00	754.000,00
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 03/2019.	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 03/2019.	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 03/2019.	
Total da remuneração	619.000,00	28.708.000,00	283.000,00	29.610.000,00

13.2 - Remuneração Total do Conselho de Administração, Diretoria Estatutária E Conselho Fiscal**Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2017 - Valores Anuais**

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	6,00	6,33	2,50	14,83
Nº de membros remunerados	2,67	6,25	1,36	10,28
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	644.000,00	6.874.000,00	222.000,00	7.740.000,00
Benefícios direto e indireto	0,00	271.000,00	0,00	271.000,00

Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	128.000,00	5.017.000,00	44.000,00	5.189.000,00
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	11.374.000,00	0,00	11.374.000,00
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	3.239.000,00	0,00	3.239.000,00
Descrição de outras remunerações variáveis		Outros refere-se a INSS e ILP		
Pós-emprego	0,00	546.000,00	0,00	546.000,00
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 03/2019.	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 03/2019.	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 03/2019.	
Total da remuneração	772.000,00	27.321.000,00	266.000,00	28.357.000,00

13.2 - Remuneração Total do Conselho de Administração, Diretoria Estatutária E Conselho Fiscal

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2016 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	7,00	7,00	4,92	18,92
Nº de membros remunerados	7,00	7,00	4,92	18,92
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	1.771.000,00	8.178.000,00	790.000,00	10.739.000,00
Benefícios direto e indireto	0,00	480.000,00	0,00	480.000,00
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	354.000,00	3.891.000,00	158.000,00	4.403.000,00
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	9.799.000,00	0,00	9.799.000,00
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	3.927.000,00	0,00	3.927.000,00
Descrição de outras remunerações variáveis		Outros refere-se a INSS e ILP		
Pós-emprego	0,00	600.000,00	0,00	600.000,00
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 nº 03/2019.	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 nº 03/2019.	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 nº 03/2019.	
Total da remuneração	2.125.000,00	26.875.000,00	948.000,00	29.948.000,00

13.3 - Remuneração Variável do Conselho de Administração, Diretoria Estatutária e Conselho Fiscal

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

EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016 ⁽¹⁾ (R\$ mil)				
	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
Número total de membros	7 membros	4,92 membros	7 membros	18,92 membros
Número de membros remunerados	7 membros	4,92 membros	7 membros	18,92 membros
Bônus				
i. Valor mínimo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	7.349 ⁽¹⁾	7.349
ii. Valor máximo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	14.699 ⁽¹⁾	14.699
iii. Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	N/A	N/A	9.799 ⁽¹⁾	9.799
iv. Valor efetivamente reconhecido no resultado do exercício social	N/A	N/A	9.799 ⁽¹⁾	9.799
Participação no Resultado				
i. Valor mínimo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A	N/A
ii. Valor máximo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A	N/A
iii. Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	N/A	N/A	N/A	N/A
iv. Valor efetivamente reconhecido no resultado do exercício social	N/A	N/A	N/A	N/A

(1) No valor da remuneração, estão incluídos todos os encargos e provisões para atendimento ao regime de competência.

EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 ⁽¹⁾ (R\$ mil)				
	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
Número total de membros	6,00 membros	2,50 membros	6,33 membros	14,83 membros
Número de membros remunerados	2,67 membros	1,36 membros	6,25 membros	10,28 membros
Bônus				
i. Valor mínimo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	8.530 ⁽¹⁾	8.530
ii. Valor máximo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	17.062 ⁽¹⁾	17.062
iii. Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	N/A	N/A	11.374 ⁽¹⁾	11.374
iv. Valor efetivamente reconhecido no resultado do exercício social	N/A	N/A	11.374 ⁽¹⁾	11.374
Participação no Resultado				
i. Valor mínimo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A	N/A
ii. Valor máximo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A	N/A

13.3 - Remuneração Variável do Conselho de Administração, Diretoria Estatutária e Conselho Fiscal

iii. Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	N/A	N/A	N/A	N/A
iv. valor efetivamente reconhecido no resultado do exercício social	N/A	N/A	N/A	N/A

(1) No valor da remuneração, estão incluídos todos os encargos e provisões para atendimento ao regime de competência.

EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 ⁽¹⁾ (R\$ mil)				
	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
Número total de membros	3,00 membros	3,00 membros	7,67 membros	13,67 membros
Número de membros remunerados	2,00 membros	1,67 membros	7,67 membros	11,33 membros
Bônus				
i. Valor mínimo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	6.465 ⁽¹⁾	6.465 ⁽¹⁾
ii. Valor máximo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	12.930 ⁽¹⁾	12.930 ⁽¹⁾
iii. Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	N/A	N/A	8.619 ⁽¹⁾	8.619 ⁽¹⁾
iv. Valor efetivamente reconhecido no resultado do exercício social	N/A	N/A	8.619 ⁽¹⁾	8.619 ⁽¹⁾
Participação no Resultado				
i. Valor mínimo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A	N/A
ii. Valor máximo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A	N/A
iii. Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	N/A	N/A	N/A	N/A
iv. valor efetivamente reconhecido no resultado do exercício social	N/A	N/A	N/A	N/A

(1) No valor da remuneração, estão incluídos todos os encargos e provisões para atendimento ao regime de competência.

REMUNERAÇÃO VARIÁVEL PREVISTA - EXERCÍCIO SOCIAL 2019 ⁽²⁾ (R\$ mil)				
	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
Número total de membros	9 membros	3 membros	10 membros	22 membros
Número de membros remunerados	2,00 membros	2,00 membros	9 membros	13 membros
Bônus				
i. Valor mínimo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	8.088 ⁽¹⁾	8.088
ii. Valor máximo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	16.176 ⁽¹⁾	16.176
iii. Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	N/A	N/A	10.784 ⁽¹⁾	10.784
Participação no Resultado				
i. Valor mínimo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A	N/A

13.3 - Remuneração Variável do Conselho de Administração, Diretoria Estatutária E Conselho Fiscal

ii. Valor máximo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A	N/A
iii. Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	N/A	N/A	N/A	N/A
iv. valor efetivamente reconhecido no resultado do exercício social	N/A	N/A	N/A	N/A

- (1) No valor da remuneração, estão incluídos todos os encargos e provisões para atendimento ao regime de competência.
- (2) Valores consideram remuneração do período de maio de 2019 a abril de 2020, conforme aprovação da Assembleia Geral Ordinária realizada em 30 de abril de 2019.

13.4 - Plano de Remuneração Baseado em Ações do Conselho de Administração E Diretoria Estatutária

13.4 Plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária, em vigor no último exercício social e previsto para o exercício social corrente

a) termos e condições gerais;

Em Reunião do Conselho de Administração, realizada no dia 04 de maio de 2016, foi aprovado um Plano de Incentivo de Longo Prazo – “ILP”, baseado na modalidade de *Performance Phantom Stocks*, que consiste na concessão de ações virtuais (“*phantom stocks*”), que, após um prazo de carência (*vesting*) conforme informado no item 13.4 (j), e se atingida uma meta mínima de valorização esperada para a CPFL em bolsa, conforme previsto em norma específica e revisada ano a ano, poderão ser convertidas em bônus em espécie, não sendo conferidas, em nenhuma hipótese, a concessão de ações físicas.

Este plano é acompanhado anualmente pelo Conselho de Administração, através de análises e pareceres de seu Comitê de Gestão de Pessoas que é o órgão responsável pela avaliação tanto do modelo e condições gerais do plano como das outorgas e conversões, estabelecidas de acordo com práticas de mercado, e posterior recomendação de aprovação para o Conselho de Administração após essas análises. O Conselho de Administração tem poderes para a interrupção do plano a qualquer momento.

A elegibilidade ao plano é direta a profissionais que ocupem cargo estatutário de Diretor Presidente ou Diretor Vice Presidente em nossa Companhia, bem como Diretores Presidentes de nossas controladas (“Executivos”), e condicionada a desempenho para o Grupo de Diretores e Gerentes de nível 2, estando, ainda, limitado a, no máximo, 50% do quadro de Diretores e a 10% do quadro de gerentes de nível 2, ativos na empresa e exercendo a função na data de outorga aprovada pelo Conselho de Administração, prevista para ocorrer até o mês de junho de cada ano.

O desempenho dos Diretores e Gerentes é mensurado observando-se o posicionamento na matriz de avaliação de potencial e desempenho (*nine box*), ou, caso este venha a ser substituído, outro instrumento de distribuição forçada. O atual instrumento em prática apura não só a aderência às competências exigidas para o exercício da função, como também o atingimento de metas individuais e o potencial do profissional.

O valor inicial das *phantom stocks* é calculado com base no *valuation* da CPFL Energia, dividido pelo número de ações disponíveis no mercado, sendo que a quantidade de ações virtuais concedidas a cada elegível se baseia em *targets* definidos pelas melhores práticas de mercado, sempre em número de remunerações, posteriormente validados pelo Comitê de Gestão de pessoas e aprovados em Reunião do Conselho de Administração.

O saldo de opções exercíveis foi liquidado em 2017, sendo que, para as demais parcelas, a liquidação será automática no momento em que tornarem-se exercíveis. Durante os exercícios sociais de 2017 e 2018, não houve novas outorgas de *phantom stocks* no âmbito do Plano de Incentivo de Longo Prazo – “ILP”. Ademais, não há previsão de novas outorgas de *phantom stocks* para o exercício social de 2019.

b) principais objetivos do plano;

O desenho do programa se estruturou de forma a alinhar os interesses dos Executivos, diretores e gerentes elegíveis aos interesses dos acionistas, com objetivo de comprometimento de longo prazo e criação de valor constante e sustentável. Da mesma forma, por se tratar de apuração de resultados a longo prazo, tem como finalidade também a retenção dos talentos da Companhia que mais agregam valor através do seu desempenho individual apurado pela matriz de avaliação de potencial e desempenho.

c) forma como o plano contribui para esses objetivos;

13.4 - Plano de Remuneração Baseado em Ações do Conselho de Administração E Diretoria Estatutária

O atingimento da meta de valorização estabelecida para a Companhia em seu plano estratégico de longo prazo sinaliza os objetivos traçados no programa foram reconhecidos pelo mercado e que também as metas estabelecidas no plano estratégico foram alcançadas.

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

O plano se insere no *mix* de remuneração dos elegíveis de forma a estabelecer maior participação no pacote variável, não incorporável à remuneração, e condicionado a resultados que proporcionam a criação de valor econômico para a empresa.

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

O plano visa estimular o comprometimento dos elegíveis a longo prazo, levando em consideração que a política foi desenhada para atender as expectativas do plano estratégico da Companhia. No curto prazo, o alinhamento desses interesses se dá por instrumento específico, através da contratação de metas individuais e de gestão de pessoas, além de parcela atribuída a resultados corporativos do Grupo e/ou da unidade de gestão, não vinculado ao ILP.

f) número máximo de ações abrangidas;

Foram concedidas 169.407 *phantom stocks* no ano de 2016, levando em consideração o valor inicial com base no *valuation* da CPFL Energia, dividido pelo número de ações disponíveis no mercado. Este valor foi utilizado para apuração das *phantoms stocks* concedidas aos elegíveis conforme detalhado no item 13.4. (a) deste Formulário de Referência. Quanto ao Plano de Incentivo de Longo Prazo (ILP), o saldo de opções exercíveis foi liquidado em 2017 e não foram concedidas novas *phantom stocks* nos anos de 2017 e 2018.

g) número máximo de opções a serem outorgadas;

O número de *phantom stocks* outorgadas é fixo e sua conversão em bônus em espécie se dá exclusivamente pelo valor de mercado apurado pela média ponderada da cotação da ação dos últimos 45 pregões a contar do último dia útil do mês de dezembro do ano anterior ao ano de conversão. A efetivação da conversão só será possível após aprovação formal do Conselho de Administração.

h) condições de aquisição de ações;

Conforme detalhado no item 13.4. (a), para concessão das *phantom stocks*, os outorgados, mediante elegibilidade e desempenho, deverão estar ativos na Companhia e exercendo a função na data de outorga aprovada pelo Conselho de Administração, prevista para ocorrer até o mês de junho de cada ano.

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

O valor inicial das *phantom stocks* é calculado com base no *valuation* da CPFL Energia, dividido pelo número de ações disponíveis no mercado, sendo que a quantidade de ações virtuais concedidas a cada elegível se baseia em *targets* definidos pelas melhores práticas de mercado, sempre em número de remunerações, posteriormente validados pelo Comitê de Gestão de pessoas e aprovados em Reunião do Conselho de Administração.

j) critérios para fixação do prazo de exercício;

O prazo de carência total será de 4 anos para exercício da seguinte forma:

- 1/3 das *phantom stocks* outorgadas poderão ser convertidas em premiação no segundo ano após o ano de outorga;
- 1/3, ou 2/3, caso a primeira conversão não tenha sido exercida, das *phantom stocks* outorgadas poderão ser convertidas em premiação no terceiro ano após o ano de outorga; e

13.4 - Plano de Remuneração Baseado em Ações do Conselho de Administração E Diretoria Estatutária

- 100% das *phantom stocks* outorgadas e ainda não convertidas poderão ser convertidas no quarto ano após o ano de outorga.

k) forma de liquidação

Atingida a meta de valorização mínima estabelecida no plano estratégico da Companhia, a liquidação das ações virtuais (*phantom stocks*) em premiação (após o prazo de carência), consiste na apuração do preço da ação da Companhia, conforme a média ponderada (volume) das cotações da ação nos últimos 45 pregões a contar do último dia útil do mês de dezembro do ano anterior ao ano de conversão, além dos dividendos distribuídos no período, proporcionais ao número de ações virtuais.

l) restrições à transferência das ações;

Tendo em vista que o plano não prevê efetiva entrega de ações, este item não se aplica.

m) critérios e eventos que, quando verificados, ocasionarão a suspensão, alteração ou extinção do plano;

Em caso de eventos extraordinários, o Conselho de Administração, a seu julgamento e amparado pela avaliação do Comitê de Gestão de Pessoas, respeitadas as outorgas já realizadas e as suas respectivas conversões, tem o poder de alterar, suspender ou até mesmo extinguir o plano de incentivo de longo prazo, preservando as outorgas já realizadas ou compensando de forma equivalente.

n) efeitos da saída do administrador dos órgãos do emissor sobre seus direitos previstos no plano de remuneração baseado em ações.

Evento	<i>phantom stocks</i> não Exercíveis ("unvested")	<i>phantom stocks</i> Exercíveis ("vested")
Rescisão Voluntária do Executivo	As <i>phantom stocks</i> são canceladas	As <i>phantom stocks</i> poderão ser convertidas, desde que previamente aprovado pelo CGP - Comitê de Gestão de Pessoas e em até 30 dias após o anúncio do desligamento.
Rescisão por Justa Causa	As <i>phantom stocks</i> são canceladas	
Rescisão unilateral por iniciativa da empresa, sem Justa Causa, antecipada ou no Término de Contrato sem renovação.	As <i>phantom stocks</i> são canceladas	As <i>phantom stocks</i> poderão ser convertidas, desde que previamente aprovado pelo CGP - Comitê de Gestão de Pessoas e em até 30 dias após o anúncio do desligamento.
Morte ou Aposentadoria por Invalidez permanente	O prazo de carência será antecipado e as <i>phantom stocks</i> serão pagas aos dependentes com base no último valor de conversão apurado.	As <i>phantom stocks</i> serão convertidas com base no último valor de conversão apurado e pagas aos dependentes.

13.5 - Remuneração Baseada em Ações**13.5 Remuneração baseada em ações reconhecida no resultado dos 3 últimos exercícios sociais e à prevista para o exercício social corrente, do conselho de administração e da diretoria estatutária**

REMUNERAÇÃO BASEADA EM AÇÕES PARA O EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31/12/2016⁽¹⁾	
Órgão	Diretoria Estatutária
Número total de membros	7 membros
Número de membros remunerados	7 membros
Outorga de opções de compras de ações:	
Data de outorga	04/05/2016
Quantidade de opções outorgadas	169.407
Prazo para que as opções se tornem exercíveis	<i>Vesting</i> previsto de 4 anos, com opção de antecipação de 1/3 das <i>phantom stocks</i> outorgadas, que poderão ser convertidas em premiação no segundo ano após o ano de outorga (2018)
Prazo máximo para exercício das opções	Saldo de opções exercíveis foi liquidado em 2017. Para as demais parcelas, a liquidação será automática no momento em que tornarem-se exercíveis.
Prazo de restrição à transferência das ações	Não haverá transferência de ações
Preço médio ponderado de exercício:	
(a) Das opções em aberto no início do exercício social	18,38
(b) Das opções perdidas durante o exercício social	-
(c) Das opções exercidas durante o exercício social	-
(d) Das opções expiradas durante o exercício social	-
Valor justo das opções na data da outorga	N/A
Diluição potencial no caso do exercício de todas as opções outorgadas	Não há emissão/entrega de ações, não havendo diluição do capital

⁽¹⁾ Em virtude do novo Plano de ILP implementado a partir de 2017 pelo Grupo CPFL, que propõe utilizar a modalidade "Bônus de Longo Prazo" e não atrelar a concessão da Outorga a valores das ações.

Não houve novas outorgas durante o exercício social de 2017 e 2018 e não há previsão de novas outorgas para o exercício social de 2019.

13.6 - Opções em Aberto**13.6 Opções em aberto do conselho de administração e da diretoria estatutária ao final do último exercício social**

OPÇÕES EM ABERTO AO FINAL DO EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31/12/2018	
Órgão	Diretoria Estatutária
Número total de membros	7,67 membros
Número de membros remunerados	7,67 membros
Opções ainda não exercíveis	
Quantidade ⁽¹⁾	133.963
Data em que se tornarão exercíveis	Outorga 2015 - 3ª Conversão - 16.294 exercíveis em 2019 Outorga 2016 - 2ª Conversão - 30.730 exercíveis em 2019 - 3ª Conversão - 30.730 exercíveis em 2020
Prazo máximo para exercício das opções	Liquidação automática no momento em que tornarem-se exercíveis.
Prazo de restrição à transferência das ações	Não haverá transferência de ações
Preço médio ponderado de exercício	N/A ⁽²⁾
Valor justo das opções no último dia do exercício social	N/A ⁽²⁾
Opções exercíveis	
Quantidade	-
Prazo máximo para exercício das opções	-
Prazo de restrição à transferência das ações	-
Preço médio ponderado de exercício	-
Valor justo das opções no último dia do exercício social	-
Valor justo do total das opções no último dia do exercício social	-

⁽¹⁾ A quantidade de opções em aberto ao final do exercício de 2018 contempla o saldo de Unidades de Valor Variável ("UVVs") dos programas outorgados em 2014, 2015 e 2016.

⁽²⁾ A remuneração baseada em ações realizada pela Companhia não prevê entrega efetiva de ações físicas aos seus beneficiários, por tratar-se de *phantom stocks*, conforme descrito no item 13.4 acima.

13.7 - Opções Exercidas E Ações Entregues**13.7 Opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária, nos 3 últimos exercícios sociais**

OPÇÕES EXERCIDAS E AÇÕES ENTREGUES PARA O EXERCÍCIO ENCERRADO EM 31/12/2016 (R\$ mil)	
a. Órgão	Diretoria Estatutária
b. número de membros	7
c. número de membros remunerados	6
d. em relação às opções exercidas informar:	
i. número de ações	50.285
ii. preço médio ponderado de exercício	14,86
iii. valor total da diferença entre o valor de exercício e o valor de mercado das ações relativas às opções exercidas	-
e. em relação às ações entregues informar:	
i. número de ações	N/A
ii. preço médio ponderado de aquisição	N/A
iii. valor total da diferença entre o valor de aquisição e o valor de mercado das ações adquiridas	N/A

OPÇÕES EXERCIDAS E AÇÕES ENTREGUES PARA O EXERCÍCIO ENCERRADO EM 31/12/2017 (R\$ mil)	
a. Órgão	Diretoria Estatutária
b. número de membros	6,33
c. número de membros remunerados	7
d. em relação às opções exercidas informar:	
i. número de ações	118.592
ii. preço médio ponderado de exercício	20,12
iii. valor total da diferença entre o valor de exercício e o valor de mercado das ações relativas às opções exercidas	-
e. em relação às ações entregues informar:	
i. número de ações	N/A
ii. preço médio ponderado de aquisição	N/A
iii. valor total da diferença entre o valor de aquisição e o valor de mercado das ações adquiridas	N/A

OPÇÕES EXERCIDAS E AÇÕES ENTREGUES PARA O EXERCÍCIO ENCERRADO EM 31/12/2018 (R\$ mil)	
a. Órgão	Diretoria Estatutária
b. número de membros	7,67
c. número de membros remunerados	5
d. em relação às opções exercidas informar:	
i. número de ações	56.209
ii. preço médio ponderado de exercício	20,01

13.7 - Opções Exercidas E Ações Entregues

iii. valor total da diferença entre o valor de exercício e o valor de mercado das ações relativas às opções exercidas	-
e. em relação às ações entregues informar:	
i. número de ações	N/A
ii. preço médio ponderado de aquisição	N/A
iii. valor total da diferença entre o valor de aquisição e o valor de mercado das ações adquiridas	N/A

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

Para outorga das *phantom stocks* foi considerado como valor inicial o resultado do *valuation* da CPFL Energia, dividido pelo número de ações disponíveis no mercado.

Para posterior liquidação das *phantom stocks* (premiação após o prazo de carência), será considerado o preço da ação da CPFL, conforme a média ponderada (volume) das cotações da ação nos últimos 45 pregões a contar do último dia útil do mês de dezembro do ano anterior ao ano de conversão, além dos dividendos distribuídos no período, proporcionais ao número de phantom stocks.

O plano foi congelado pelo preço da ação de 31 de dezembro de 2016, o saldo exercível foi integralmente liquidado em 2017 e o saldo em aberto será atualizado pela Selic até a primeira data em que cada parcela tornar-se exercível. Não houve novas outorgas durante os exercícios sociais de 2017 e 2018, bem como não há previsão de novas outorgas para o exercício social de 2019.

b) dados e premissas utilizadas no modelo de precificação, incluindo o preço médio ponderado das ações, preço de exercício, volatilidade esperada, prazo de vida da opção, dividendos esperados e a taxa de juros livre de risco

Informações sobre os preços médios foram divulgadas nos itens anteriores. O preço da opção apenas será apurado quando atingido o prazo de *vesting*, sendo que 1/3 da outorga torna-se exercível a partir do segundo ano, 1/3 a partir do terceiro e 1/3 no quarto ano após a outorga. Os demais itens não são aplicáveis ao modelo de ILP baseado em ações aplicado pelo Grupo.

c) método utilizado e as premissas assumidas para incorporar os efeitos esperados de exercício antecipado

Não há previsão de exercício antecipado no modelo de ILP baseado em ações aplicado pelo Grupo.

d) forma de determinação da volatilidade esperada

Não aplicável no modelo do plano de ILP baseado em ações aplicado pelo Grupo, tendo em vista que a volatilidade das ações não foi considerada no cálculo para apuração do valor da bonificação.

e) se alguma outra característica da opção foi incorporada na mensuração de seu valor justo

Não há outras características das opções incorporadas na mensuração de seu valor.

13.9 - 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

VALORES MOBILIÁRIOS DE EMISSÃO DA CPFL ENERGIA – 31/12/2018			
Órgão	Ações Ordinárias		
	Diretamente	Indiretamente	Total
Diretoria Estatutária	189	-	189
Conselho de Administração	-	-	-
Conselho Fiscal	-	-	-

13.10 - Informações Sobre Planos de Previdência Conferidos Aos Membros do Conselho de Administração E Aos Diretores Estatutários

13.10 Planos de previdência em vigor conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários

Somente os Diretores Estatutários têm planos de previdência. Os Conselheiros Fiscais e de Administração não gozam desse benefício.

a. Órgão	Diretoria Estatutária	
b. Número de membros	8,25	
c. Número de membros remunerados	4	3
d. Nome do plano	PGBL Bradesco	PGBL Brasil Prev
e. Quantidade de administradores que reúnem as condições para se aposentar	-	-
f. Condições para se aposentar antecipadamente	Não há	Não há
g. Valor atualizado das contribuições acumuladas no plano de previdência até o encerramento do último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores	R\$ 734	R\$ 503
h. Valor total acumulado das contribuições realizadas durante o último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores*	R\$ 352	R\$ 217
i. Se há a possibilidade de resgate antecipado e quais as condições	O valor referente a parte do participante poderá ser resgatado a qualquer momento, porém o resgate da parcela empresa segue as regras estabelecidas em contrato (cláusula de vesting).	

* valores já atualizados monetariamente.

13.11 - Remuneração Individual Máxima, Mínima E Média do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária E do Conselho Fiscal

Valores anuais

	Diretoria Estatutária			Conselho de Administração			Conselho Fiscal		
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2016
Nº de membros	7,67	6,33	7,00	3,00	6,00	7,00	3,00	2,50	4,92
Nº de membros remunerados	7,67	6,25	7,00	2,00	2,67	7,00	1,67	1,36	4,92
Valor da maior remuneração(Reais)	8.280.000,00	9.701.000,00	8.808.000,00	308.000,00	272.000,00	467.000,00	206.000,00	135.000,00	188.000,00
Valor da menor remuneração(Reais)	231.000,00	256.000,00	158.000,00	306.000,00	272.000,00	280.000,00	77.000,00	135.000,00	188.000,00
Valor médio da remuneração(Reais)	3.743.000,00	4.371.000,00	3.839.000,00	307.000,00	289.000,00	304.000,00	169.000,00	194.000,00	193.000,00

Observação

Diretoria Estatutária	
31/12/2018	Os valores informados neste item correspondem a todas as parcelas de remuneração apresentadas no item 13.2, incluindo encargos. Valor da maior remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função. Valor da menor remuneração anual considera apenas os membros que exerceram a função por 12 meses. Ressalta-se que parte dos diretores da Companhia recebem remuneração por sociedades controladas, portanto o valor da menor remuneração apresentada não considera os montantes divulgados no item 13.15 deste Formulário de Referência. Ressalta-se que parte dos diretores da Companhia recebem remuneração por sociedades controladas, portanto o valor da menor remuneração apresentada não considera os montantes divulgados no item 13.15 deste Formulário de Referência.
31/12/2017	Os valores informados neste item correspondem a todas as parcelas de remuneração apresentadas no item 13.2, incluindo encargos. Valor da maior remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função. Valor da menor remuneração anual considera apenas os membros que exerceram a função durante 12 meses. Ressalta-se que parte dos diretores da Companhia recebem remuneração por sociedades controladas, portanto o valor da menor remuneração apresentada não considera os montantes divulgados no item 13.15 deste Formulário de Referência.
31/12/2016	Os valores informados neste item correspondem a todas as parcelas de remuneração apresentadas no item 13.2, incluindo encargos. Valor da maior remuneração anual corresponde a 9 meses de exercício da função. Valor da menor remuneração anual considera apenas os membros que exerceram a função durante 12 meses. Ressalta-se que parte dos diretores da Companhia recebem remuneração por sociedades controladas, portanto o valor da menor remuneração apresentada não considera os montantes divulgados no item 13.15 deste Formulário de Referência.
Conselho de Administração	
31/12/2018	Os valores informados neste item correspondem a todas as parcelas de remuneração apresentadas no item 13.2, incluindo encargos. Valor da maior remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função. Valor da menor remuneração anual considera apenas os membros que exerceram a função por 12 meses.

31/12/2017	Os valores informados neste item correspondem a todas as parcelas de remuneração apresentadas no item 13.2, incluindo encargos. Valor da maior remuneração anual corresponde a 11 meses de exercício da função. Valor da menor remuneração anual considera apenas os membros que exerceram a função durante 12 meses. Ressalta-se que parte dos diretores da Companhia recebem remuneração por sociedades controladas, portanto o valor da menor remuneração apresentada não considera os montantes divulgados no item 13.15 deste Formulário de Referência.
31/12/2016	Os valores informados neste item correspondem a todas as parcelas de remuneração apresentadas no item 13.2, incluindo encargos. Valor da maior remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função. Valor da menor remuneração anual considera apenas os membros que exerceram a função durante 12 meses. Ressalta-se que parte dos diretores da Companhia recebem remuneração por sociedades controladas, portanto o valor da menor remuneração apresentada não considera os montantes divulgados no item 13.15 deste Formulário de Referência.

Conselho Fiscal

31/12/2018	Os valores informados neste item correspondem a todas as parcelas de remuneração apresentadas no item 13.2, incluindo encargos. Valor da maior remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função. Valor da menor remuneração anual considera apenas os membros que exerceram a função por 12 meses. Ressalta-se que parte dos diretores da Companhia recebem remuneração por sociedades controladas, portanto o valor da menor remuneração apresentada não considera os montantes divulgados no item 13.15 deste Formulário de Referência.
31/12/2017	Os valores informados neste item correspondem a todas as parcelas de remuneração apresentadas no item 13.2, incluindo encargos. Valor da maior remuneração anual corresponde a 7 meses de exercício da função. Valor da menor remuneração anual corresponde a 7 meses de exercício da função, pois todos os membros exerceram a função por menos de 12 meses. Ressalta-se que parte dos diretores da Companhia recebem remuneração por sociedades controladas, portanto o valor da menor remuneração apresentada não considera os montantes divulgados no item 13.15 deste Formulário de Referência.
31/12/2016	Os valores informados neste item correspondem a todas as parcelas de remuneração apresentadas no item 13.2, incluindo encargos. Valor da maior remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função. Valor da menor remuneração anual considera apenas os membros que exerceram a função durante 12 meses. Ressalta-se que parte dos diretores da Companhia recebem remuneração por sociedades controladas, portanto o valor da menor remuneração apresentada não considera os montantes divulgados no item 13.15 deste Formulário de Referência.

13.12 - Mecanismos de Remuneração ou Indenização Para os Administradores em Caso de Destituição do Cargo ou de Aposentadoria

13.12 Descrição dos arranjos contratuais, apólices de seguros ou outros instrumentos que estruturam mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria, bem como as consequências financeiras para o emissor

A Norma ILP que estabelece as diretrizes para os programas de ILP estabelece o tratamento a ser dado ao exercício das Unidades Virtuais de Valor ("UVVs") conversíveis (pós-vesting) e não conversíveis (pré-vesting) na eventualidade do desligamento de algum dos Executivos da Companhia:

Evento	phantom stocks não Exercíveis ("unvested")	phantom stocks Exercíveis ("vested")
Rescisão Voluntária do Executivo	As phantom stocks são canceladas	As phantom stocks poderão ser convertidas, desde que previamente aprovado pelo CGP - Comitê de Gestão de Pessoas e em até 30 dias após o anúncio do desligamento.
Rescisão por Justa Causa	As phantom stocks são canceladas	
Rescisão unilateral por iniciativa da empresa, sem Justa Causa, antecipada ou no Término de Contrato sem renovação.	As phantom stocks são canceladas	As phantom stocks poderão ser convertidas desde que manifestada a intenção de conversão em até 30 dias após o desligamento, informando-se ao Comitê de Gestão de Pessoas.
Morte ou Aposentadoria por Invalidez permanente	O prazo de carência será antecipado e as phantom stocks serão pagas aos dependentes com base no último valor de conversão apurado.	As phantom stocks serão convertidas com base no último valor de conversão apurado e pagas aos dependentes.

No caso de ocorrer antes do término do prazo do mandato por iniciativa da Companhia, o(s) Diretor(es) Estatutário(s) desligado(s) terá(ão) direito a:

- honorários integrais do mês de destituição;
- 13º honorário proporcional ao número de meses trabalhados no ano;
- 1 honorário mensal, a título de Aviso Prévio; e
- indenização das parcelas conversíveis do Incentivo de Longo Prazo – ILP.

Assegura-se ao administrador, de forma suplementar aos demais direitos, o recebimento de uma indenização especial e única, correspondente ao valor de 06 (seis) honorários, caso ocorram alterações significativas dos acionistas que compõem o bloco de controle majoritário da sociedade, que impliquem em:

- i) extinção do cargo, objeto do Instrumento de Contratação para Administração;
- ii) destituição unilateral por parte do Conselho de Administração; e
- iii) alterações das condições de trabalho, análogas a uma rescisão indireta de contrato de trabalho previstas no artigo 483 da CLT, ou que tornem menos atraente o desempenho do cargo, tais como: remuneração, benefícios, funções, atribuições, autoridade ou responsabilidades. Nessa hipótese, o administrador poderá rescindir o Instrumento de Contratação para Administração, fazendo jus à indenização aqui estabelecida.

Plano vigente a partir de 2017

A Norma ILP que estabelece as diretrizes do ILP estabelece o tratamento a ser dado ao incentivo na eventualidade do desligamento de algum dos Executivos da Companhia:

13.12 - Mecanismos de Remuneração ou Indenização Para os Administradores em Caso de Destituição do Cargo ou de Aposentadoria

Caso o Beneficiário seja desligado por iniciativa da Companhia ou de suas Controladas, sem justa causa, o direito do beneficiário ao Incentivo será definido conforme segue:

- (a) se ocorrido durante o primeiro ano do período de *vesting*: o beneficiário não fará jus a qualquer valor referente ao Incentivo;
- (b) se ocorrido entre o primeiro e o segundo anos do período de *vesting*: o beneficiário fará jus a 50% do valor do Incentivo a que faria jus caso tivesse permanecido até o final do período do *vesting*; e
- (c) se ocorrido entre o segundo e o terceiro anos do período de *vesting*: o beneficiário fará jus a 100% do valor do Incentivo a que faria jus caso tivesse permanecido até o final do período do *vesting*.

Caso o beneficiário seja desligado por iniciativa própria; ou por iniciativa da Companhia ou de suas Controladas com justa causa, o beneficiário não fará jus a qualquer valor referente ao Incentivo.

Em caso de falecimento ou invalidez permanente do beneficiário, o período de *vesting* de 3 anos será antecipado para o momento da ocorrência do fato e o pagamento do Incentivo será realizado em data a ser estipulada pelo Conselho de Administração da Companhia.

13.13 - Percentual na Remuneração Total Detido Por Administradores E Membros do Conselho Fiscal Que Sejam Partes Relacionadas Aos Controladores

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 2016			
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Percentual da remuneração total	87%	100%	-

EXERCÍCIO DE 2017			
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Percentual da remuneração total	21%	100%	-

EXERCÍCIO DE 2018			
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Percentual da remuneração total	0%	100%	-

13.14 - Remuneração de Administradores E Membros do Conselho Fiscal, Agrupados Por Órgão, Recebida Por Qualquer Razão Que Não A Função Que Ocupam

13.14 Em relação aos 3 últimos exercícios sociais, Valores reconhecidos no resultado do emissor como remuneração de membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal, agrupados por órgão, por qualquer razão que não a função que ocupam, como por exemplo, comissões e serviços de consultoria ou assessoria prestados.

Não houve pagamento de qualquer remuneração, nos últimos três exercícios sociais, para membros do Conselho de Administração, do Conselho Fiscal ou da Diretoria por qualquer razão que não a função que ocupam na Companhia.

13.15 - Remuneração de Administradores E Membros do Conselho Fiscal Reconhecida no Resultado de Controladores, Diretos ou Indiretos, de Sociedades Sob Controle Comum E de Controladas do Emissor

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 2016 ⁽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	-	-	6.008	6.008
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 2016 - REMUNERAÇÃO RECEBIDA EM FUNÇÃO DO EXERCÍCIO DO CARGO NO EMISSOR				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
	<i>(Em R\$ mil)</i>			
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

EXERCÍCIO DE 2017 ⁽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	-	-	9.228	9.228
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 2017 - 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	-	-	-	-

13.15 - Remuneração de Administradores E Membros do Conselho Fiscal Reconhecida no Resultado de Controladores, Diretos ou Indiretos, de Sociedades Sob Controle Comum E de Controladas do Emissor

EXERCÍCIO DE 2018 ⁽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	-	-	9.143	9.143
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 2018 - 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	-	-	-	-

13.16 - Outras Informações Relevantes**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 2018												
Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Conselho de Administração	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Conselho Fiscal	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Diretoria Estatutária	7	7	7	7	8	8	8	8	8	8	8	8

EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017												
Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Conselho de Administração	1	1	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Conselho Fiscal	-	-	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Diretoria Estatutária	7	7	7	7	6	6	6	6	6	6	6	6

EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016												
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	5	5	5	5	5	4	5	5	5	5	5	5
Diretoria Estatutária	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7

14.1 - Descrição Dos Recursos Humanos**14 Recursos humanos****14.1 Descrever os recursos humanos do emissor, fornecendo as seguintes informações:****a) número de empregados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica)**

O número de colaboradores divulgado abaixo compreende todas as controladas da CPFL Energia, que são consolidadas para fins de apresentação de Demonstrações Financeiras Consolidadas da companhia:

Localização Geográfica	Atividade Desempenhada	Número de Colaboradores 2018	Número de Colaboradores 2017	Número de Colaboradores 2016
Bahia	Geração Renováveis	-	2	
	Total Bahia	-	2	-
Ceará	Geração Renováveis	14	94	
	Total Ceará	14	94	-
Distrito Federal	Corporativo	1	1	4
	Total Distrito Federal	1	1	4
Minas Gerais	Distribuição	6	6	7
	Geração Renováveis	-	30	
	Total Minas Gerais	6	36	7
Mato Grosso	Geração Renováveis	-	5	
	Total Mato Grosso	-	5	-
Paraná	Distribuição	15	14	12
	Geração Renováveis	-	4	
	Total Paraná	15	18	12
Pernambuco	Comercialização	1	1	
	Total Pernambuco	1	1	-
Rio Grande do Norte	Geração Renováveis	-	26	
	Total Rio Grande do Norte	-	26	-
Rio Grande do Sul	Distribuição	3.362	3.778	4.025
	Serviços	36	30	17
	Corporativo	332	190	248
	Geração	45	46	47
	Geração Renováveis	5	12	
	Total Rio Grande do Sul	3.780	4.056	4.337
Santa Catarina	Geração	-	-	-
	Geração Renováveis	1	17	-
	Total Santa Catarina	1	17	-
São Paulo	Distribuição	3.918	3.960	3.941
	Serviços	3.666	3.401	3.085
	Comercialização	54	47	48
	Corporativo	1.460	1.349	1.305
	Geração	40	46	48
	Geração Renováveis	421	285	430
	Total São Paulo	9.559	9.088	8.857
Total Geral		13.377	13.344	13.217

14.1 - Descrição Dos Recursos Humanos

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

Nossas empresas terceirizam algumas atividades inerentes a concessão do serviço público de energia elétrica e outras atividades por meio de contrato de prestação de serviços medido em unidades por atividades. Não há, assim, controle das pessoas envolvidas e nem o controle quantitativo de homem/hora (Hh).

c) índice de rotatividade

O índice de rotatividade foi de 16,2% no exercício de 2018, 16,8% em 2017 e 17,7% em 2016.

14.2 - Alterações Relevantes - Recursos Humanos

14.2 Comentar qualquer alteração relevante ocorrida com relação aos números divulgados no item 14.1 acima.

Não houve alterações relevantes em relação aos números divulgados no item anterior que não estejam alinhados com a forma de condução dos negócios da Companhia.

14.3 - Descrição da Política de Remuneração Dos Empregados

14.3 Descrever as políticas de remuneração dos empregados do emissor, informando:

a) política de salários e remuneração variável

Os salários são definidos conforme a avaliação dos cargos alinhados ao mercado conforme pesquisas salariais periódicas. Os aumentos salariais são de, no máximo, 15% ao ano e os aumentos por promoção (movimentação para cargo mais avaliado) são de, no máximo 25%. Ambos os processos não podem ocorrer em períodos inferiores a 12 meses. Exceções às regras são encaminhadas para aprovação do Vice-Presidente ou do Presidente Controlada da área.

Em conformidade com a legislação e a política de remuneração da Companhia, os empregados são elegíveis ao programa de participação nos resultados. Os valores, indicadores e metas são estabelecidos em acordos coletivos de trabalho (PLR) para cada companhia do Grupo. A renovação destes acordos de PLR seguem calendário específico considerando a vigência de cada acordo.

b) política de benefícios

Os benefícios oferecidos para nossos colaboradores estão alinhados às melhores práticas do mercado de trabalho, bem como a legislação trabalhista, e são eles:

- ✓ Assistência Médico-Hospitalar e Odontológica, extensiva aos dependentes;
- ✓ Plano de Previdência Privada (exceto Nect, CPFL Atende e CPFL Total);
- ✓ Participação nos Lucros e Resultados, conforme acordo coletivo de trabalho firmado em cada empresa com seus respectivos sindicatos;
- ✓ Auxílio Refeição e/ou Auxílio Alimentação;
- ✓ Auxílio Creche;
- ✓ Vale transporte e/ou Ônibus Fretado;
- ✓ Seguro de Vida (para todos colaboradores do Grupo CPFL);
- ✓ Programas de Qualidade de Vida;
- ✓ Cartão Corporativo (Executivos e Diretores);
- ✓ Homenagem por tempo de Serviço;
- ✓ Programas de Final de Ano (brinquedo e material escolar);
- ✓ Estacionamento na Sede e Regionais (dentro do limite de vagas disponíveis);
- ✓ Check-Up Médico – Executivos Diretores e Gerentes;
- ✓ Gratificação de Férias (exceto CPFL Serviços, Nect, CPFL Total, CPFL Eficiência e Authi);
- ✓ Política de Transferência;
- ✓ Vale Natal (exceto CPFL Serviços);
- ✓ Requalificação Profissional (exceto CPFL Serviços, CPFL Atende, Nect, CPFL Total, CPFL Eficiência e Authi); e
- ✓ Empréstimo Pessoal Consignado.

Para colaboradores da CPFL Paulista, da CPFL Piratininga, da CPFL Geração e da CPFL Brasil, além dos benefícios citados acima, os vinculados à previdência privada da Fundação Cesp, têm direito a benefícios, como empréstimo pessoal, seguros de vida, de residência e de veículos, auxílio farmácia, além de reembolsos específicos para serviços na área da saúde.

c) características dos planos de remuneração baseados em ações dos empregados não-administradores, identificando

- i. grupos de beneficiários;
- ii. condições para exercício;
- iii. preços de exercício;
- iv. prazos de exercício;
- v. quantidade de ações comprometidas pelo plano.

Não aplicável por não haver planos de remuneração baseado em ações dos empregados não administradores.

14.4 - Descrição Das Relações Entre O Emissor E Sindicatos

14.4 Descrever as relações entre o emissor e sindicatos, indicando se houve paralisações e greves nos últimos 3 exercícios sociais

O Grupo CPFL mantém relacionamento com 38 sindicatos, reconhecendo-os como os representantes legais e legítimos dos colaboradores para o encaminhamento de suas reivindicações.

Os instrumentos coletivos celebrados com essas entidades sindicais representam para a CPFL o instrumento fundamental a reger as relações de trabalho e suas disposições serão integralmente cumpridas no período de sua vigência.

O Grupo considera indispensável para o desenvolvimento saudável das relações com os Sindicatos, o permanente respeito mútuo entre as partes e a lisura nos procedimentos, garantindo total imparcialidade, seja qual for a entidade sindical. O Grupo acredita manter boas relações com os sindicatos que representam seus colaboradores, evidenciado pelo fato de não termos ocorrência de nenhuma greve que tenha afetado materialmente as operações do Grupo nos últimos 29 anos. Nos últimos 05 exercícios sociais tivemos na CPFL Piratininga, com os Sindicatos dos Urbanitários de Santos e dos Eletricitários de São Paulo, na CPFL Santa Cruz, com o Sindicato dos Eletricitários de Ipaussu, e no exercício social de 2017 na CPFL Paulista, Brasil e Geração com o sindicato dos Eletricitários de Campinas, mobilizações que foram deflagradas dentro de um processo natural de negociação, que não trouxeram prejuízos materiais para a Companhia nem comprometeram a essencialidade de sua prestação de serviço.

O Grupo garante aos seus colaboradores a livre associação sindical em conformidade com disposto no Artigo 8º da Constituição Federal.

Atualmente o Grupo possui instrumentos de acordo coletivo com os sindicatos abaixo listados:

1. SINTEC - Sindicato dos técnicos industriais de nível médio do estado de São Paulo
2. SENERGISUL - Sindicato dos assalariados ativos, aposentados e pensionistas, nas empresas geradoras, ou transmissoras, ou distribuidoras ou afins de energia elétrica no estado do Rio Grande do Sul, e assistidos por fundações de seguridade privadas, originadas no setor elétrico
3. SINIPAUC - Sindicato dos trabalhadores na indústria de energia hidroelétrica de Ipaussu
4. SINDLUZ - Sindicato dos empregados na geração, transmissão e distribuição de eletricidade no município de Bauru
5. SINDLUZ - Sindicato dos empregados na geração, transmissão e distribuição de eletricidade no município de Ribeirão Preto
6. SINDLUZ - Sindicato dos empregados na geração, transmissão e distribuição de eletricidade no município de São José do Rio Preto
7. SINDLUZ - Sindicato dos trabalhadores nos serviços de fiação, tração, luz e força de Araraquara
8. SINDSUL -Sindicato dos eletricitários do sul de Minas Gerais
9. SINTIUS - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias urbanas de Santos, Baixada Santista, Litoral Sul e Vale do Ribeira
10. STIEEC - Sindicato dos trabalhadores na indústria de energia elétrica de Campinas
11. STIEESP - Sindicato dos trabalhadores na indústria de energia elétrica de São Paulo
12. SEESP - Sindicato dos engenheiros no estado de São Paulo
13. SENGE – Sindicato dos engenheiros no Rio Grande do Sul
14. SEAAC - Sindicato dos empregados e empresas de assessoramento de Campinas
15. SINTETEL - Sindicato dos trabalhadores nas empresas de telecomunicações operadoras de mesas telefônicas do estado de São Paulo
16. SINDERGEL - Sindicato dos empregados nas empresas de geração, transmissão e distribuição de eletricidade no município de Mococa
17. SCONTMOC - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Mococa e região
18. STICMS - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Salto e região
19. STCOMCIR - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Itapetininga e região

14.4 - Descrição Das Relações Entre O Emissor E Sindicatos

20. SCOTRUCA - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Bauru e região
21. SITRACOM - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Marília e região
22. SINDSOR - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Sorocaba e região
23. STCOMBTU - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Botucatu e região
24. SINTICOM - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Campinas e região
25. STICM - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Jundiaí e região
26. STICOMPI- Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Piracicaba e região
27. CTFRANCA - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Franca e região
28. SINDARAC - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Araçatuba e região
29. STICMA - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Araraquara e região
30. STRICOMO - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Ourinhos e região
31. FETICOM – Federação dos trabalhadores da construção e do mobiliário do estado de São Paulo
32. FSCM – Federação dos trabalhadores na indústria da construção, do mobiliário, e da madeira da CUT do estado de São Paulo
33. SINDPD - Sindicato dos empregados em empresas de processamento de dados, serv comp, inform tec, inform e trab process dados, serv comp, Inform e tec inform esp.
34. SENALBA – Sindicato dos empregados em entidades culturais, recreativas, de assistência social, de orientação e formação profissional no estado de São Paulo.
35. CT RIBEIR – Sindicato dos trabalhadores nas indústrias da construção civil, de ladrilhos hidráulicos, produtos de cimento e de mármore e granitos de Ribeirão Preto.
36. CT RIOPRE – Sindicato dos trabalhadores nas indústrias da construção e do mobiliário de São José do Rio Preto
37. CT JAÚ – Sindicato dos trabalhadores da indústria da construção e do mobiliário de Jaú
38. SEMAPI – Sindicato dos empregados em empresas de assessoramento, perícias, informações e pesquisas e de fundações estaduais do Rio Grande do Sul

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 a 14.4.

15.1 / 15.2 - Posição Acionária

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 pessoa	CPF/CNPJ		
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %	
Detalhamento por classes de ações (Unidades)						
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
ESC Energia S.A.						
15.146.011/0001-51	Brasileira-SP	Não	Sim	27/06/2019		
Não						
	234.086.204	20,315%	0	0,000%	234.086.204	20,315%
State Grid Brazil Power Participacoes Ltda.						
26.002.119/0001-97	Brasileira-RJ	Não	Sim	27/06/2019		
Não						
	730.435.698	63,392%	0	0,000%	730.435.698	63,392%
OUTROS						
	187.732.538	16,293%	0	0,000%	187.732.538	16,293%
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:						
	0	0,000%	0	0,000%	0	0,000%
TOTAL						
	1.152.254.440	100,000%	0	0,000%	1.152.254.440	100,000%

15.1 / 15.2 - 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 pessoa	CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações (Unidades)						
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	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 Ltda.						
26.002.119/0001-97	Brasileira-RJ	Não	Sim	23/01/2017		
Não						
1.042.392.615	100,000	0	0,000	1.042.392.615	100,000	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0.000				
TOTAL						
1.042.392.615	100,000	0	0,000	1.042.392.615	100,000	

15.1 / 15.2 - 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 pessoa	CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações (Unidades)						
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
State Grid Brazil Power Participacoes Ltda.				26.002.119/0001-97		
International Grid Holdings Limited						
11.823.391/0001-60	Ilhas Virgens Britânicas	Não	Sim	14/08/2018		
Sim	Jiang Xiaojun		Física			
29.165.194.229	99,999	0	0,000	29.165.194.229	99,999	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	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	Ilhas Virgens	Não	Não	28/03/2017		
Sim	Jiang Xiaojun		Física			
1	0,001	0	0,000	1	0,001	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0.000				
TOTAL						
29.165.194.230	100,000	0	0,000	29.165.194.230	100,000	

15.1 / 15.2 - 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 pessoa	CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações (Unidades)						
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	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		Não	Sim	31/07/2017		
Sim		Hu Yuhai	Fisica			
1	100,000	0	0,000	1	100,000	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0.000				
TOTAL						
1	100,000	0	0,000	1	100,000	

15.1 / 15.2 - 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 pessoa	CPF/CNPJ	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	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		Não	Não	31/07/2017	
Não					
1	100,000	0	0,000	1	100,000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000			
TOTAL					
1	100,000	0	0,000	1	100,000

15.1 / 15.2 - 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 pessoa	CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações (Unidades)						
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	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		
Sim	Hu Yuhai		Fisica			
21.429.327.845	100,000	0	0,000	21.429.327.845	21,318	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0,000				
State Grid Overseas Investment Ltd						
	Hong Kong	Não	Não	31/07/2017		
Sim	Li Ronghua		Juridica			
0	0,000	79.091.019.116	100,000	79.091.019.116	78,682	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0,000				
TOTAL						
21.429.327.845	100,000	79.091.019.116	100,000	100.520.346.961	100,000	

15.1 / 15.2 - 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 pessoa	CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações (Unidades)						
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	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		
Sim	Shu Yinbiao		Fisica			
7.131.288.000	100,000	0	0,000	7.131.288.000	100,000	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0.000				
TOTAL						
7.131.288.000	100,000	0	0,000	7.131.288.000	100,000	

15.1 / 15.2 - 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 pessoa	CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações (Unidades)						
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
State Grid Overseas Investment Ltd						
OUTROS						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
State Grid Corporation of China						
Sim	China	Não	Sim	31/07/2017		
100	100,000	0	0,000	100	100,000	
Classe ação						
Qtde. de ações (Unidades)		Ações %				
TOTAL	0	0.000				
TOTAL						
100	100,000	0	0,000	100	100,000	

15.3 - Distribuição de Capital

Data da última assembleia / Data da última alteração	30/04/2019
Quantidade acionistas pessoa física (Unidades)	14.730
Quantidade acionistas pessoa jurídica (Unidades)	4.741
Quantidade investidores institucionais (Unidades)	266

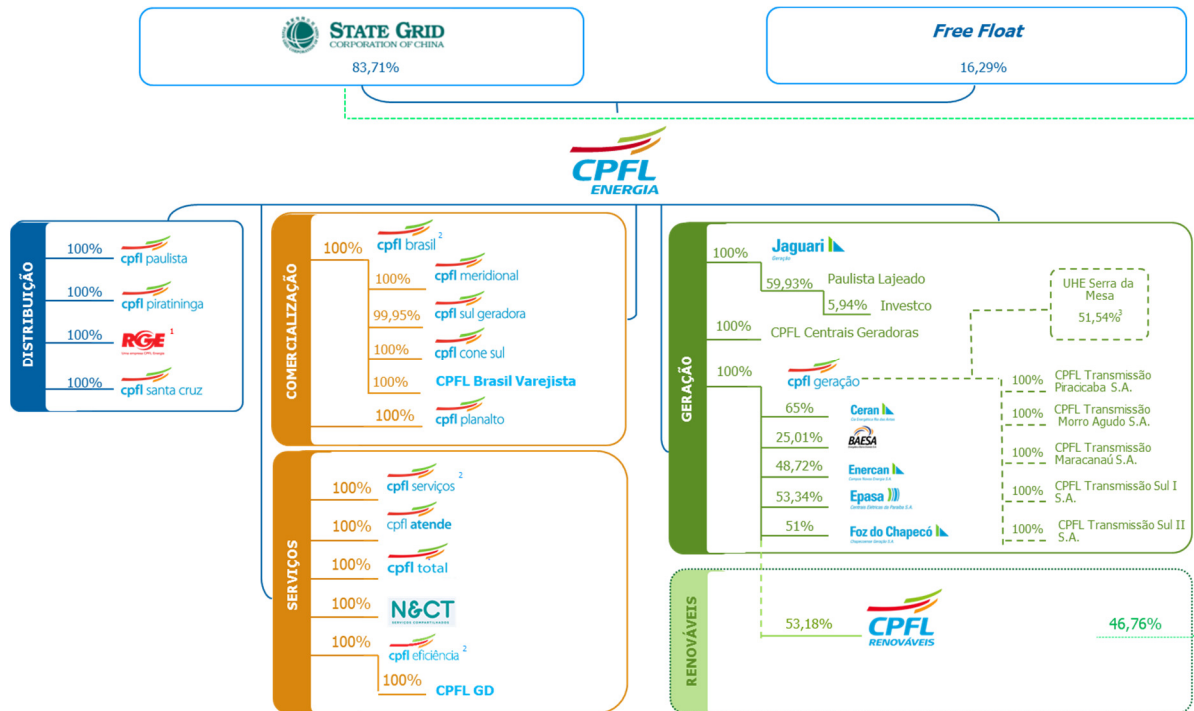
Ações em Circulação

Ações em circulação correspondente a todas ações do emissor com exceção das de titularidade do controlador, das pessoas a ele vinculadas, dos administradores do emissor e das ações mantdas em tesouraria

Quantidade ordinárias (Unidades)	170.209.781	15,000%
Quantidade preferenciais (Unidades)	0	0,000%
Total	170.209.781	15,000%

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:



Data base: 27/06/2019 (data da aprovação da emissão do Lote Suplementar no âmbito da Oferta Pública de Distribuição de Ações da Companhia, realizada em junho de 2019)

Notas:

- (1) A RGE é detida pela CPFL Energia (89,01%) e CPFL Brasil (10,99%);
- (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, nos termos do Contrato de Compra de Energia entre a CPFL Geração e Furnas;

A Companhia esclarece que o organograma ora apresentado possui um rol exemplificativo das empresas do Grupo CPFL. As empresas do Grupo CPFL descritas na íntegra encontram-se no item 15.4.(e) abaixo.

a) todos os controladores diretos e indiretos;

A Companhia possui como acionista controlador direto a empresa State Grid Brazil Power Participações S.A. ("SGBP"), companhia controlada pela State Grid Corporate of China ("SGCC"). A SGCC é uma companhia de propriedade estatal do governo da República Popular da China, fundada em 2002.

Mais informações sobre a composição acionária da Companhia, bem como a indicação de todos os nossos controladores diretos e indiretos, estão informados nos itens 15.1 e 15.2 deste Formulário de Referência.

b) principais controladas e coligadas do emissor;

Apresentamos abaixo as controladas da CPFL Energia, por segmento de atuação, em 31 de março de 2019:

Distribuidoras

- ✓ Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL Paulista
- ✓ Companhia Piratininga de Força e Luz – CPFL Piratininga
- ✓ Companhia Jaguarí de Energia – CPFL Santa Cruz
- ✓ RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. – RGE

Geradoras e Transmissoras

15.4 - Organograma Dos Acionistas E do Grupo Econômico

- ✓ 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)
- ✓ CPFL Centrais Geradoras Ltda. – CPFL Centrais Geradoras
- ✓ CPFL Transmissão Piracicaba S.A. – CPFL Piracicaba
- ✓ CPFL Transmissão Morro Agudo S.A. – CPFL Morro Agudo
- ✓ CPFL Transmissão Maracanaú S.A. – CPFL Maracanaú
- ✓ CPFL Transmissão Sul I S.A. – CPFL Sul I¹
- ✓ CPFL Transmissão Sul II S.A. – CPFL Sul II¹

¹ Empresas constituídas em março de 2019.

Comercializadoras

- ✓ CPFL Comercialização Brasil S.A. – CPFL Brasil
- ✓ Clion Assessoria e Comercialização de Energia Elétrica Ltda. – CPFL Meridional
- ✓ CPFL Comercialização Cone Sul S.A. – CPFL Cone Sul
- ✓ CPFL Planalto Ltda. – CPFL Planalto
- ✓ CPFL Brasil Varejista S.A. – 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 Ltda. – Nect
- ✓ CPFL Total Serviços Administrativos Ltda. – CPFL Total
- ✓ CPFL Eficiência Energética S.A. – CPFL Eficiência
- ✓ TI Nect Serviços de Informática Ltda. – Authi
- ✓ CPFL GD S.A. – 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 Telecom S.A. – CPFL Telecom

c) participações do emissor em sociedades do grupo;

Distribuição de energia	Tipo de sociedade	Participação societária	Localização / Área de concessão (Estado)	Nº de municípios	Nº de consumidores aproximados (em milhares)	Prazo da concessão	Término da concessão
Companhia Paulista de Força e Luz ("CPFL Paulista")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	Interior de São Paulo	234	4.516	30 anos	Novembro de 2027
Companhia Piratininga de Força e Luz ("CPFL Piratininga")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	Interior e litoral de São Paulo	27	1.760	30 anos	Outubro de 2028
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("RGE") (f)	Sociedade por ações de capital aberto	Direta e Indireta 100%	Interior do Rio Grande do Sul	381	2.888	30 anos	Novembro de 2027
Companhia Jaguari de Energia ("CPFL Santa Cruz")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo, Paraná e Minas Gerais	45	458	30 anos	Julho de 2045

15.4 - Organograma Dos Acionistas E do Grupo Econômico

Geração de energia (fontes convencionais e renováveis) e Transmissão de energia	Tipo de sociedade	Participação societária	Localização (Estado)	Nº usinas / tipo de energia	Potência instalada (MW)	
					Total	Participação CPFL
CPFL Geração de Energia S.A. ("CPFL Geração")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	São Paulo e Goiás	3 usinas hidrelétricas (a)	1295	678
CERAN - Companhia Energética Rio das Antas ("CERAN")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 65%	Rio Grande do Sul	3 usinas hidrelétricas	360	234
Foz do Chapecó Energia S.A. ("Foz do Chapecó")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 51% (d)	Santa Catarina e Rio Grande do Sul	1 usina hidrelétrica	855	436
Campos Novos Energia S.A. ("ENERCAN")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 48,72%	Santa Catarina	1 usina hidrelétrica	880	429
BAESA - Energética Barra Grande S.A. ("BAESA")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 25,01%	Santa Catarina e Rio Grande do Sul	1 usina hidrelétrica	690	173
Centrais Elétricas da Paraíba S.A. ("EPASA")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 53,34%	Paraíba	2 usinas termelétricas	342	182
Paulista Lajeado Energia S.A. ("Paulista Lajeado")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 59,93% (b)	Tocantins	1 usina hidrelétrica	903	38
CPFL Energias Renováveis S.A. ("CPFL Renováveis")	Sociedade por ações de capital aberto	Indireta 51,56%	(c)	(c)	(c)	(c)
CPFL Centrais Geradoras Ltda ("CPFL Centrais Geradoras")	Sociedade limitada	Direta 100%	São Paulo e Minas Gerais	6 centrais geradoras hidrelétricas	4	4
CPFL Transmissão Piracicaba S.A. ("CPFL Piracicaba")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 100%	São Paulo	n/a	n/a	n/a
CPFL Transmissão Morro Agudo S.A. ("CPFL Morro Agudo")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 100%	São Paulo	n/a	n/a	n/a
CPFL Transmissão Maracanaú S.A. ("CPFL Maracanaú") (e)	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 100%	Ceará	n/a	n/a	n/a
CPFL Transmissão Sul I S.A. ("CPFL Sul I") (e)	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 100%	Santa Catarina	n/a	n/a	n/a
CPFL Transmissão Sul II S.A. ("CPFL Sul II") (e)	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 100%	Rio Grande do Sul	n/a	n/a	n/a
Comercialização de energia				Tipo de sociedade	Atividade preponderante	Participação societária
CPFL Comercialização Brasil S.A. ("CPFL Brasil")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%		Comercialização de energia		Direta 100%
Clion Assessoria e Comercialização de Energia Elétrica Ltda. ("CPFL Meridional")	Sociedade limitada	Indireta 100%		Comercialização e prestação de serviços de energia		Indireta 100%
CPFL Comercialização Cone Sul S.A. ("CPFL Cone Sul")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 100%		Comercialização de energia		Indireta 100%
CPFL Planalto Ltda. ("CPFL Planalto")	Sociedade limitada	Direta 100%		Comercialização de energia		Direta 100%
CPFL Brasil Varejista S.A. ("CPFL Brasil Varejista")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 100%		Comercialização de energia		Indireta 100%
Prestação de serviços				Tipo de sociedade	Atividade preponderante	Participação societária
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. ("CPFL Serviços")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%		Fabricação, comercialização, locação e manutenção de equipamentos eletro-mecânicos e prestação de serviços		Direta 100%
NECT Serviços Administrativos Ltda ("Nect")	Sociedade limitada	Direta 100%		Prestação de serviços administrativos		Direta 100%
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda. ("CPFL Atende")	Sociedade limitada	Direta 100%		Prestação de serviços de tele-atendimento		Direta 100%
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda. ("CPFL Total")	Sociedade limitada	Direta 100%		Serviços de arrecadação e cobrança		Direta 100%
CPFL Eficiência Energética S.A. ("CPFL Eficiência")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%		Gestão em eficiência energética		Direta 100%
TI Nect Serviços de Informática Ltda. ("Authi")	Sociedade limitada	Direta 100%		Prestação de serviços de informática		Direta 100%
CPFL GD S.A. ("CPFL GD")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 100%		Prestação de serviços na área de geração		Indireta 100%
Outras				Tipo de Sociedade	Atividade preponderante	Participação societária
CPFL Jaguarí de Geração de Energia Ltda ("Jaguarí Geração")	Sociedade limitada	Direta 100%		Sociedade de participação		Direta 100%
Chapecoense Geração S.A. ("Chapecoense")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 51%		Sociedade de participação		Indireta 51%
Sul Geradora Participações S.A. ("Sul Geradora")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 99,95%		Sociedade de participação		Indireta 99,95%
CPFL Telecom S.A. ("CPFL Telecom")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%		Prestação de serviços na área de telecomunicações		Direta 100%

- a) A CPFL Geração possui 51,54% sobre a energia assegurada e potência da UHE Serra da Mesa, cuja concessão pertence a Furnas.
- b) A Paulista Lajeado possui 7% de participação na potência instalada da Investco S.A (5,94% de participação no capital social total).
- c) A CPFL Renováveis possui operações nos estados de São Paulo, Minas Gerais, Mato Grosso, Santa Catarina, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraná e Rio Grande do Sul, e tem como principais atividades (i) o investimento em sociedades no segmento de energias renováveis, (ii) a identificação, desenvolvimento e exploração de

15.4 - Organograma Dos Acionistas E do Grupo Econômico

potenciais de geração e (iii) comercialização de energia elétrica. Em 31 de março de 2019, a CPFL Renováveis era composta por um portfólio de 110 projetos de 2.480,1 MW de capacidade instalada (2.132,7 MW em operação), sendo:

- Geração de energia hidrelétrica: 44 pequenas centrais hidrelétricas - PCHs (514,9 MW) com 40 PCHs em operação (453,1 MW) e 4 PCHs em construção/desenvolvimento (61,8 MW);
 - Geração de energia eólica: 57 projetos (1.594,1 MW) com 45 projetos em operação (1.308,5 MW) e 12 projetos em construção/desenvolvimento (285,6 MW);
 - Geração de energia a partir de biomassa: 8 usinas em operação (370 MW); e
 - Geração de energia solar: 1 usina solar em operação (1,1 MW).
- d) O empreendimento controlado em conjunto Chapecoense possui como controlada direta a Foz do Chapecó, e consolida suas demonstrações financeiras de forma integral.
- e) Em agosto de 2018 foi constituída a CPFL Transmissão Maracanaú S.A. (no Estado do Ceará) e em março de 2019 foram constituídas a CPFL Transmissão Sul I S.A. (no Estado de Santa Catarina) e a CPFL Transmissão Sul II S.A. (no Estado do Rio Grande do Sul). O objetivo destas controladas é a exploração de concessões de transmissão de energia elétrica, incluindo a construção, operação e manutenção de instalações de transmissão de rede básica.
- f) Em 4 de dezembro de 2018 foi aprovado o agrupamento das controladas Rio Grande Energia S.A. e RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. A partir de 1º de janeiro de 2019, as operações dessas controladas passaram a ser realizadas apenas pela RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. cujo nome fantasia passou a ser "RGE".

d) participações de sociedades do grupo no emissor;

A participação dos acionistas no patrimônio da Companhia em 31 de dezembro de 2018 e 2017 e em 27 de junho de 2019, data da aprovação da emissão das ações do Lote Suplementar no âmbito da Oferta Pública de Distribuição de Ações da Companhia, estava assim distribuída:

Acionistas	Quantidade de ações					
	27/06/2019		31/12/2018		31/12/2017	
	Ordinárias	Participação	Ordinárias	Participação	Ordinárias	Participação
State Grid Brazil Power Participações S.A.	730.435.698	63,39%	730.435.698	71,76%	730.435.698	71,76%
ESC Energia S.A.	234.086.204	20,32%	234.086.204	23,00%	234.086.204	23,00%
Membros da Diretoria Executiva	189	0,00%	189	0,00%	189	0,00%
Demais acionistas	187.732.349	16,29%	53.392.655	5,25%	53.392.655	5,25%
Total	1.152.254.440	100,00%	1.017.914.746	100,00%	1.017.914.746	100,00%

e) principais sociedades sob controle comum.

As sociedades sob controle comum são aquelas controladas direta ou indiretamente por nosso acionista controlador. Eventuais transações com estas empresas estão divulgadas no item 16.2 deste Formulário de Referência.

15.5 - Acordo de Acionistas Arquivado na Sede do Emissor ou do Qual O Controlador Seja Parte

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:

- a) partes;**
- b) data de celebração;**
- c) prazo de vigência;**
- d) descrição das cláusulas relativas ao exercício do direito de voto e do poder de controle;**
- e) descrição das cláusulas relativas à indicação de administradores, membros de comitês estatutários ou de pessoas que assumam posições gerenciais;**
- f) descrição das cláusulas relativas à transferência de ações e à preferência para adquiri-las;**
- g) descrição das cláusulas que restrinjam ou vinculem o direito de voto de membros do conselho de administração ou de órgãos de fiscalização e controle.**

Em 23 de janeiro de 2017 foi realizado o fechamento do Contrato de Aquisição de Ações datado de 02 de setembro de 2016 e celebrado entre a State Grid Brazil Power Participações S.A., a Camargo Correa S.A., a Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – PREVI, a Fundação CESP, a Fundação Sistel de Seguridade Social, a Fundação Petrobras de Seguridade Social – PETROS e a Fundação SABESP de Seguridade Social — SABESPREV, que resultou na transferência do controle da Companhia para a State Grid Brazil Power Participações S.A. Com a operação, a State Grid Brazil Power Participações S.A. tornou-se o único controlador da Companhia, de forma que o Acordo de Acionistas datado de 22 de março de 2002, celebrado entre os antigos controladores da Companhia, foi extinto.

Atualmente, não há vigente qualquer acordo de acionistas arquivado na sede da Companhia ou do qual o acionista controlador seja parte regulando o exercício do direito de voto ou a transferência de ações de emissão da Companhia.

15.6 - Alterações Relevantes Nas Participações Dos Membros do Grupo de Controle E Administradores do Emissor

15.6 Indicar alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores do emissor.

Em janeiro de 2017, a State Grid Brazil Power Participações S.A. ("State Grid") adquiriu, direta e indiretamente, o total de 556.164.817 ações ordinárias de emissão da Companhia, representativas de 54,64% de seu capital votante e total. Com a conclusão da operação, a State Grid Brazil Power Participações S.A. tornou-se a única acionista controladora da Companhia, de forma que o antigo Acordo de Acionistas firmado entre os antigos controladores foi extinto.

Em Fato Relevante e Comunicado ao Mercado divulgados em 30 de novembro e em 5 de dezembro de 2017, respectivamente, a Companhia informou que foi efetuado com sucesso o Leilão. Como resultado do leilão, a State Grid adquiriu 408.447.534 ações ordinárias de emissão da Companhia, representativas de 88,45% do total de ações objeto da OPA e 40,12% do capital social da Companhia. As ações ordinárias foram adquiridas pelo preço de R\$ 27,69, totalizando o valor de R\$ 11.309.912.216,46. A State Grid passou a deter, em conjunto com a ESC Energia S.A., 964.521.902 ações ordinárias de emissão da Companhia, elevando sua participação conjunta de 54,64% para 94,75% do capital social total da Companhia.

Em 2 de abril de 2019, apresentamos pedido à B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão - para extensão do prazo para o cumprimento da obrigação de recomposição de nosso *free float*, em observância aos requisitos do Regulamento do Novo Mercado, mediante realização de uma oferta pública subsequente de distribuição de nossas ações ordinárias que resulte em um *free float* mínimo no nível de 15% de nosso capital social. A B3 aprovou nosso pedido em 18 de abril de 2019, mediante expectativa de que realização de uma oferta pública subsequente que resulte em um *free float* mínimo no nível de 15% até 31 de outubro de 2019.

Nos termos do fato relevante divulgado em 30 de maio de 2019, a Companhia comunicou aos seus acionistas e ao mercado em geral, que em reunião do Conselho de Administração da Companhia, realizada em 29 de maio de 2019, foi aprovada a realização de oferta pública de distribuição primária com esforços restritos de colocação, nos termos da Instrução da CVM nº 476, de 16 de janeiro de 2009, conforme alterada, de distribuição ações ordinárias de emissão da Companhia.

A oferta pública consistiu na distribuição pública primária de 116.817.126 Ações Ordinárias. Nos termos do artigo 5º-B da Instrução da CVM 476, a quantidade de Ações inicialmente ofertada poderia ser acrescida de um lote suplementar em percentual equivalente a até 15% (quinze por cento) do total das Ações inicialmente ofertadas, ou seja, em até 17.522.568 Ações Ordinárias de emissão da Companhia, nas mesmas condições e preço das Ações inicialmente ofertadas, doravante referido como Lote Suplementar.

Após a aprovação e realização da oferta pública de ações ordinárias da CPFL Energia ocorrida em 12 de junho de 2019 e após a confirmação e aprovação da oferta do Lote Suplementar de ações ocorrida em 27 de junho de 2019, as 964.521.902 ações ordinárias detidas pela State Grid, em conjunto com a ESC Energia S.A., passaram a representar 83,71% do capital social total da Companhia.

Para mais informações acerca da oferta de ações, vide item 18.9 deste Formulário de Referência.

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:

- **2016**

Evento	Aquisição de controle societário da AES Sul
Principais Condições do Negócio	<p>O Grupo CPFL assinou com a AES Guaíba II Empreendimentos Ltda. um acordo de aquisição integral das ações da Companhia. O acordo foi celebrado em 15 de junho de 2016 e a transação foi concluída em 31 de outubro de 2016. Consequentemente, a partir de 31 de outubro de 2016, data-base da aquisição, a CPFL Jaguariúna passou a deter a totalidade da participação societária direta na AES Sul, cuja razão social foi alterada para RGE Sul Distribuidora de Energia S.A., na mesma data.</p> <p>Como consequência, a CPFL Energia passou a deter o controle indireto da RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.</p>
Sociedades Envolvidas	<ul style="list-style-type: none"> (i) CPFL Jaguariúna Participações Ltda. (ii) AES Guaíba II Empreendimentos Ltda. (iii) AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. (atual RGE Sul Distribuidora de Energia)
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário, especialmente, sobre a participação do controlador, de acionistas com mais de 5% do capital social e dos administradores da Companhia	Não houve alteração no quadro acionário da Companhia.
Quadro societário antes e depois da operação	<p>Quadro societário da RGE Sul</p> <p>Antes:</p> <p><u>Controlador:</u> AES Guaíba II Empreendimentos Ltda. 288.895 ações ordinárias (99,72%) e 87.964 ações preferenciais (99,99%).</p> <p><u>Outros:</u> 810 ações ordinárias (0,28%) e 5 ações preferenciais (0,01%)</p> <p>Depois:</p> <p><u>Controlador:</u> CPFL Jaguariuna Participações Ltda. 289.705 ações ordinárias (100,0%) e 87.969 ações preferenciais (100,0%).</p>
Mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	Como a aquisição foi uma transação entre partes não relacionadas, as condições estabelecidas foram condições normais de mercado.

15.7 - Principais Operações Societárias• **2017**

Evento	Alienação de controle societário da CPFL Energia
Principais Condições do Negócio	<p>Em 23 de janeiro de 2017 foi realizado o fechamento do Contrato de Aquisição de Ações datado de 02 de setembro de 2016 e celebrado entre a State Grid Brazil Power Participações S.A., a Camargo Corrêa S.A., a Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – PREVI, a Fundação CESP, a Fundação Sistel de Seguridade Social, a Fundação Petrobras de Seguridade Social – PETROS e a Fundação SABESP de Seguridade Social – SABESPREV.</p> <p>Na mesma data, a State Grid Brazil Power Participações S.A. também adquiriu 100% do capital social da ESC Energia S.A.</p> <p>Conseqüentemente, a partir desta data, a State Grid Brazil Power Participações S.A. tornou-se o único controlador da Companhia.</p>
Sociedades Envolvidas	<ul style="list-style-type: none"> (i) CPFL Energia (ii) Camargo Corrêa S.A. (iii) Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil - PREVI (iv) Fundação CESP (v) Fundação SISTEL de Seguridade Social (vi) Fundação Petrobrás de Seguridade Social – PETROS (vii) Fundação SABESP de Seguridade Social - SABESPREV (viii) State Grid Brazil Power Participações 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	Houve alteração completa do quadro de controle da CPFL Energia, com alienação integral das ações vinculadas ao Bloco de Controle da CPFL Energia para a State Grid Brazil Power Participações S.A., que passou a ser a única controladora da CPFL Energia.
Quadro societário antes e depois da operação	<p>Antes:</p> <p><u>Controladores:</u></p> <p>Camargo Corrêa S.A. e ESC Energia S.A. 239.983.515 ações ordinárias (23,6%)</p> <p>Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – PREVI 299.787.559 ações ordinárias (29,5%)</p> <p>Fundação CESP 51.048.952 ações ordinárias (5,0%)</p> <p>Fundação SISTEL de Seguridade Social 37.070.292 ações ordinárias (3,6%)</p> <p>Fundação Petrobrás de Seguridade Social – PETROS 28.056.260 ações ordinárias (2,8%)</p> <p>Fundação SABESPREV de Seguridade Social 696.561 ações ordinárias (0,1%)</p>

15.7 - Principais Operações Societárias

	<p>Depois: Controlador: State Grid Brazil Power Participações S.A. 556.164.817 ações ordinárias (54,6%), direta e indiretamente pela aquisição de 100% do capital social da ESC Energia.</p>
Mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	Como a aquisição foi uma transação entre partes não relacionadas, as condições estabelecidas foram condições normais de mercado.

Evento	Incorporação CPFL Jaguariúna
Principais Condições do Negócio	<p>Em AGE realizada em 15 de dezembro de 2017, foi aprovada a incorporação da CPFL Jaguariúna pela RGE Sul. A incorporada, por consequência foi extinta, passando a RGE Sul a condição de sucessora dos seus bens, direitos e obrigações.</p> <p>No momento da incorporação, foram aplicados os conceitos das Instruções CVM nº 319/99 e nº 349/01, de modo que uma provisão retificadora do ágio fosse registrada, gerando um crédito fiscal no montante de R\$ 99.981 mil. Para recompor seus investimentos, a Companhia e a CPFL Brasil registraram, de forma proporcional aos seus investimentos na RGE Sul, (i) um intangível de concessão recomposto no montante de R\$ 148.487 mil e R\$ 45.594 mil respectivamente, no montante total de R\$ 194.081 mil, correspondente à mais valia dos intangíveis de infraestrutura da distribuição e de exploração da concessão; e (ii) um ajuste líquido de mais e menos valia no montante de R\$ 66.607 mil e R\$ 20.452 mil, respectivamente, correspondentes ao valor justo de provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas, menos valia de consumidores e mais valia de ativo de indenização. Ambos os montantes são ineditáveis para fins fiscais na Companhia e na CPFL Brasil.</p>
Sociedades Envolvidas	<ul style="list-style-type: none"> (i) CPFL Energia (ii) CPFL Brasil (iii) RGE Sul (iv) CPFL Jaguariúna
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário, especialmente, sobre a participação do controlador, de acionistas com mais de 5% do capital social e dos administradores da Companhia	Não houve alteração em nosso quadro societário
Quadro societário antes e depois da operação	Não houve alteração em nosso quadro societário
Mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	Foi utilizado laudo de avaliação para apuração do acervo a ser incorporado.

Evento	Agrupamento das controladas
Principais Condições do Negócio	Em 21 de novembro de 2017 a ANEEL, através da Resolução Autorizativa nº 6.723/2017, autorizou o

15.7 - Principais Operações Societárias

	agrupamento das distribuidoras de energia elétrica Companhia Luz e Força Santa Cruz, Companhia Leste Paulista de Energia, Companhia Jaguari de Energia, Companhia Sul Paulista de Energia e Companhia Luz e Força de Mococa, nos termos da Resolução Normativa nº 716/2016 de 03 de maio de 2016. A partir de 1 de janeiro de 2018 as operações destas controladas passaram a ser somente pela Companhia Jaguari de Energia, cujo nome fantasia passou a ser "CPFL Santa Cruz". Esta operação foi aprovada pelas Assembleias Geral Extraordinária ("AGE") realizadas em 31 de dezembro de 2017 nas empresas agrupadas.
Sociedades Envolvidas	(i) CPFL Energia S.A. (ii) Companhia Luz e Força Santa Cruz; (iii) Companhia Leste Paulista de Energia; (iv) Companhia Jaguari de Energia; (v) Companhia Sul Paulista de Energia; e (vi) Companhia Luz e Força de Mococa.
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário, especialmente, sobre a participação do controlador, de acionistas com mais de 5% do capital social e dos administradores da Companhia	Não houve alteração em nosso quadro societário
Quadro societário antes e depois da operação	Não houve alteração em nosso quadro societário
Mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	Foi utilizado laudo de avaliação para apuração do acervo a ser incorporado.

- **2018**

Evento	Aquisição de Controle Acionário das Transmissoras
Principais Condições do Negócio	<p><u>CPFL Transmissão Maracanaú S.A.</u></p> <p>Em 27 de julho de 2018 foi constituída a CPFL Transmissão Maracanaú S.A., exclusivamente para implantar e operar as instalações de transmissão, objeto do Leilão de Transmissão ANEEL 002/2018, uma subestação de 230/69 KV, localizada no município de Maracanaú, no Estado do Ceará, além de um trecho de linha de transmissão de 2 km de extensão. A linha e as aquisições dos equipamentos necessários para modificações, substituições e adequações nas entradas de linhas das subestações Cauípe e Fortaleza II, serão transferidos sem ônus à concessionária de transmissão proprietária da linha seccionada Companhia Hidroelétrica do São Francisco - CHESF.</p> <p>Conforme contrato com o poder concedente, o prazo das obras para início das operações se encerra em março de 2022.</p>

15.7 - Principais Operações Societárias

Sociedades Envolvidas	(i) CPFL Geração S.A. (ii) CPFL Transmissão Maracanaú 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	Não houve alteração em nosso quadro societário
Quadro societário antes e depois da operação	Não houve alteração em nosso quadro societário
Mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	Foi utilizado laudo de avaliação para apuração do acervo a ser incorporado.

Evento	Agrupamento das Distribuidoras do Sul
Principais Condições do Negócio	Em 04 de dezembro de 2018 por meio da Resolução Autorizativa nº 7.499/2018, a ANEEL autorizou o agrupamento das áreas de concessões que estão abrangidas pelos Contratos de Concessão nºs 012/1997 e 013/1997, que pertenciam respectivamente às distribuidoras de energia RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("incorporadora") e Rio Grande Energia S.A. ("incorporada"), que a partir de 01 de janeiro de 2019 passaram a operar somente sob uma distribuidora, a incorporadora RGE Sul Distribuidora de Energia S.A., com nome fantasia de RGE, mantendo o direito de exploração das atividades de distribuição por um prazo de 30 anos vigente até 06 de novembro de 2027, podendo este ser prorrogado por no máximo igual período.
Sociedades Envolvidas	(i) RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. (ii) Rio Grande Energia 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	Não houve alteração em nosso quadro societário
Quadro societário antes e depois da operação	Não houve alteração em nosso quadro societário
Mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	Foi utilizado laudo de avaliação para apuração do acervo a ser incorporado.

- **2019**

Evento	Aquisição de Controle Acionário das Transmissoras
Principais Condições do Negócio	CPFL Sul I Em 18 de março de 2019 foi constituída a CPFL Transmissão Sul I S.A., exclusivamente para implantar e operar as instalações de transmissão, objeto do Leilão de

15.7 - Principais Operações Societárias

	<p>Transmissão ANEEL 004/2018 Lote 5, uma Subestação de 525/230kV, localizada no município de Itá, no Estado de Santa Catarina e duas linhas de transmissão em 230kV em circuito duplo, com extensão aproximada de 55km interligando SE Ita a SE Xanxerê e outra com extensão aproximada de 104km interligando a SE Ita a SE Pinhalzinho. As linhas e as aquisições dos equipamentos necessários para modificações, substituições e adequações nas entradas de linhas das SE Xanxerê e SE Pinhalzinho farão parte do ativo da CPFL Transmissão Sul I e não serão transferidos para outra concessionária.</p> <p><u>CPFL Sul II</u> Em 18 de março de 2019 foi constituída a CPFL Transmissão Sul II S.A., exclusivamente para implantar e operar as instalações de transmissão, objeto do Leilão de Transmissão ANEEL 004/2018 Lote 11, composta por três subestações. Conforme contrato com o poder concedente, a operação comercial deve iniciar em março de 2023.</p>
Sociedades Envolvidas	<ul style="list-style-type: none"> (i) CPFL Geração S.A. (ii) CPFL Transmissão Sul I S.A. (iii) CPFL Transmissão Sul II 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	Não houve alteração em nosso quadro societário
Quadro societário antes e depois da operação	Não houve alteração em nosso quadro societário
Mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	Foi utilizado laudo de avaliação para apuração do acervo a ser incorporado.

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.

Todas as informações sobre controle e grupo econômico foram divulgadas nos itens 15.1 a 15.7.

16.1 - Descrição Das Regras, Políticas E Práticas do Emissor Quanto À Realização de Transações Com Partes Relacionadas

16. Transações com partes relacionadas

16.1 Descrever as regras, políticas e práticas do emissor quanto à realização de transações com partes relacionadas, conforme definidas pelas regras contábeis que tratam desse assunto, indicando, quando houver uma política formal adotada pelo emissor, o órgão responsável por sua aprovação, data de aprovação e, caso o emissor divulgue a política, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado.

O CPC 05 (R1) Partes Relacionadas – Pronunciamento Técnico do Comitê de Pronunciamentos Contábeis, aprovado pela Deliberação CVM nº 642/10, é a regra contábil que trata das divulgações necessárias sobre Partes Relacionadas nas notas explicativas às demonstrações financeiras. Adicionalmente, em atendimento ao Regulamento de Listagem do Novo Mercado da B3 S.A., a CPFL Energia deve divulgar ao mercado informações sobre os contratos celebrados com partes relacionadas que ultrapassem o limite estabelecido pelo Regulamento.

A Companhia realiza transações com partes relacionadas durante o curso normal de suas operações e atividades. Essas operações se enquadram principalmente nas seguintes categorias:

- **Compra e venda de energia e encargos:** Refere-se a energia elétrica comprada ou vendida por subsidiárias de distribuição, comercialização e geração por meio de contratos de curto ou longo prazo e TUSD. Tais operações, quando realizadas no Mercado Livre, são realizadas em condições que consideramos semelhantes às condições de mercado no momento da negociação, de acordo com políticas internas previamente estabelecidas por nossa administração. Quando realizadas no Mercado Regulado, os preços praticados são definidos através de mecanismos estabelecidos pela autoridade reguladora.
- **Ativos intangíveis, Imobilizado, Materiais e Serviço:** Refere-se a compra de equipamentos, cabos e outros materiais para uso em atividades de distribuição e geração e contratação de serviços como consultoria de construção e tecnologia da informação.

Em atendimento aos requerimentos acima estabelecidos e preservando seu compromisso com a defesa e a criação de valor em sintonia com as melhores práticas de governança corporativa, a Companhia possui mecanismos internos para acompanhamento e controle das transações envolvendo Partes Relacionadas. Todavia, a Companhia não possui uma política de transações com partes relacionadas formalizada.

O Estatuto Social da Companhia prevê, em seu Art. 17 alínea "m", 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\$ 12.746.000,00 (doze milhões, setecentos e quarenta e seis mil reais) (conforme corrigido pelo IGP-M).

Para assessorar o Conselho de Administração em assuntos relacionados à Companhia, às suas controladas e suas coligadas, foi criado o Comitê de Partes Relacionadas, órgão consultivo composto por três membros, dos quais um membro é considerado independente. O Comitê deve se reunir mediante solicitação do Conselho de Administração sempre que houver necessidade de análise e opinião sobre as matérias de sua competência.

Compete ao Comitê de Partes Relacionadas assessorar o Conselho de Administração nos seguintes temas que envolvem transações com partes relacionadas:

- (i) Avaliação do processo de seleção de fornecedores e prestadores de serviços para realização de obras, aquisição de insumos e de serviços;
- (ii) Avaliação do processo de fechamento de contrato(s) de compra e/ou venda de energia;
- (iii) Emissão da lista de Partes Relacionadas; e
- (iv) Exame e avaliação de outras operações.

16.2 - Informações Sobre as Transações Com Partes Relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Campos Novos Energia S.A.	01/01/2018	8.472,81	0	R\$8.472,81	Indefinido	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas em conjunto						
Objeto contrato	Encargos de transmissão, valores estabelecidos pelo ONS. Montante envolvido informado é o valor correspondente aos faturamentos realizados em 2018.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Centrais Elétricas da Paraíba S.A. - EPASA	05/04/2013	12.854.670,89	R\$154.449,64	R\$12.854.670,89	31/12/2024	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas em conjunto						
Objeto contrato	CCEAR por disponibilidade - Compra de 0,142 MW médios da energia gerada da usina Termoparaíba e de 0,142 MW médios da energia gerada da usina Termonordeste. Preço de referência ajustado anualmente pelo IPCA.						
Garantia e seguros	Contrato de vinculação de receita do comprador, via criação de conta corrente vinculada no banco gestor, em montante de 1,5 vezes o valor da fatura, para garantia de pagamento						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, inadimplência.						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Centrais Elétricas da Paraíba S.A. - EPASA	05/04/2013	1.228,54	0	R\$1.228,54	31/12/2024	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas em conjunto						
Objeto contrato	CCEAR por disponibilidade - Compra de 0,120 MWh da energia gerada da usina Termoparaíba e de 0,120 MWh da energia gerada da usina Termonordeste. Preço de referência ajustado anualmente pelo IPCA.						
Garantia e seguros	Contrato de vinculação de receita do comprador, via criação de conta corrente vinculada no banco gestor, em montante de 1,5 vezes o valor da fatur						

16.2 - Informações Sobre as Transações Com Partes Relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, inadimplência.						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Centrais Elétricas da Paraíba S.A. - EPASA	14/01/2008	39.039.213,05	R\$257.875,53	R\$39.039.213,05	31/12/2024	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas em conjunto						
Objeto contrato	CCEAR por disponibilidade - Compra de 0,431 MW médios da energia gerada da usina Termoparaíba e de 0,431 MW médios da energia gerada da usina Termonordeste. Preço de referência ajustado anualmente pelo IPCA.						
Garantia e seguros	Contrato de vinculação de receita do comprador, via criação de conta corrente vinculada no banco gestor, em montante de 1,5 vezes o valor da fatura, para garantia de pagamento						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, inadimplência.						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Centrais Elétricas da Paraíba S.A. - EPASA	14/01/2008	54.386.627,37	R\$322.555,11	R\$54.386.627,37	31/12/2024	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas em conjunto						
Objeto contrato	CCEAR por disponibilidade - Compra de 0,668 MW médios da energia gerada da usina Termoparaíba e de 0,668 MW médios da energia gerada da usina Termonordeste. Preço de referência ajustado anualmente pelo IPCA.						
Garantia e seguros	Contrato de vinculação de receita do comprador, via criação de conta corrente vinculada no banco gestor, em montante de 1,5 vezes o valor da fatura, para garantia de pagamento						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, inadimplência.						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							

16.2 - Informações Sobre as Transações Com Partes Relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Centrais Elétricas da Paraíba S.A. - EPASA	01/01/2018	1.519,85	0	R\$1.519,85	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas em conjunto						
Objeto contrato	Encargos de transmissão, valores estabelecidos pelo ONS. Montante envolvido informado é o valor correspondente aos faturamentos realizados em 2018.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Centrais Elétricas da Paraíba S.A. - EPASA	01/01/2018	1.271,59	0	R\$1.271,59	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas em conjunto						
Objeto contrato	Encargos de transmissão, valores estabelecidos pelo ONS. Montante envolvido informado é o valor correspondente aos faturamentos realizados em 2018.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Energética Barra Grande S.A.	01/09/2017	801.920,24	0	R\$72.901,84	31/08/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas em conjunto						
Objeto contrato	Cooperação técnica para projeto de P&D - Otimização da geração integrada ao controle de cheias nas usinas hidrelétricas da Bacia do Rio Uruguai - Custos rateados entre as geradoras cooperadas, sem possibilidade de reajuste						
Garantia e seguros	N/A						

16.2 - Informações Sobre as Transações Com Partes Relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção	Decretação de falência por determinação judicial transitada em julgado, concordata, dissolução ou liquidação, indícios de insolvência.						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Energética Barra Grande S.A.	15/01/2018	1.859.830,00	0	R\$116.400,00	14/01/2020	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas em conjunto						
Objeto contrato	Cooperação técnica para projeto de P&D - Metodologia para cálculo de tensões em taludes a partir de reconstrução 3D de superfícies - Custos rateados entre as geradoras cooperadas, sem possibilidade de reajuste						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	Decretação de falência por determinação judicial transitada em julgado, concordata, dissolução ou liquidação, indícios de insolvência.						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Energética Barra Grande S.A.	01/06/2015	7.209.827,64	0	R\$7.209.827,64	31/05/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas em conjunto						
Objeto contrato	Contrato de Engenharia e Serviços de Gestão de Operação e Manutenção das usinas - Valor global contratado com pagamentos fixos mensais, reajustados anualmente pelo IPCA						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	Inadimplemento						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Foz do Chapecó Energia S.A.	22/10/2018	788.340,00	0	R\$788.340,00	31/08/2022	NÃO	0,000000

16.2 - Informações Sobre as Transações Com Partes Relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Controladas em conjunto						
Objeto contrato	Contrato de Representação junto à CCEE, para elaboração, monitoramento e registro das transações de compra e venda de energia - Valor global contratado com pagamentos fixos mensais, reajustados anualmente pelo IPCA						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Foz do Chapecó Energia S.A.	01/09/2017	801.920,24	0	R\$72.901,84	31/08/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas em conjunto						
Objeto contrato	Cooperação técnica para projeto de P&D - Otimização da geração integrada ao controle de cheias nas usinas hidrelétricas da Bacia do Rio Uruguai - Custos rateados entre as geradoras cooperadas, sem possibilidade de reajuste						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	Decretação de falência por determinação judicial transitada em julgado, concordata, dissolução ou liquidação, indícios de insolvência.						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Foz do Chapecó Energia S.A.	15/01/2018	1.859.830,00	R\$449,76	R\$116.400,00	14/01/2020	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas em conjunto						
Objeto contrato	Cooperação técnica para projeto de P&D - Metodologia para cálculo de tensões em taludes a partir de reconstrução 3D de superfícies - Custos rateados entre as geradoras cooperadas, sem possibilidade de reajuste						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	Decretação de falência por determinação judicial transitada em julgado, concordata, dissolução ou liquidação, indícios de insolvência.						

16.2 - Informações Sobre as Transações Com Partes Relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Foz do Chapecó Energia S.A.	23/07/2018	4.464.977,74	R\$2.252,40	R\$95.200,00	22/07/2020	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas em conjunto						
Objeto contrato	Cooperação técnica para projeto de P&D - Modelos de segurança estrutural de barragens através de simulações em tempo real por elementos finitos - Custos rateados entre as geradoras cooperadas, sem possibilidade de reajuste						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	Decretação de falência por determinação judicial transitada em julgado, concordata, dissolução ou liquidação, indícios de insolvência.						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Foz do Chapecó Energia S.A.	01/01/2016	7.097.834,65	0	R\$7.097.834,65	31/12/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas em conjunto						
Objeto contrato	Contrato de Engenharia e Serviços de Gestão de Operação e Manutenção das usinas - Valor global contratado com pagamentos fixos mensais, reajustados anualmente pelo IPCA						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	Inadimplemento						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Campos Novos Energia S.A.	01/09/2017	801.920,24	0	R\$72.901,84	31/08/2019	NÃO	0,000000

16.2 - Informações Sobre as Transações Com Partes Relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Controladas em conjunto						
Objeto contrato	Cooperação técnica para projeto de P&D - Otimização da geração integrada ao controle de cheias nas usinas hidrelétricas da Bacia do Rio Uruguai - Custos rateados entre as geradoras cooperadas, sem possibilidade de reajuste						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	Decretação de falência por determinação judicial transitada em julgado, concordata, dissolução ou liquidação, indícios de insolvência.						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Campos Novos Energia S.A.	15/01/2018	1.859.830,00	0	R\$116.400,00	14/01/2020	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas em conjunto						
Objeto contrato	Cooperação técnica para projeto de P&D - Metodologia para cálculo de tensões em taludes a partir de reconstrução 3D de superfícies - Custos rateados entre as geradoras cooperadas, sem possibilidade de reajuste						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	Decretação de falência por determinação judicial transitada em julgado, concordata, dissolução ou liquidação, indícios de insolvência.						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Campos Novos Energia S.A.	23/07/2018	4.464.977,74	0	R\$95.200,00	22/07/2020	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas em conjunto						
Objeto contrato	Cooperação técnica para projeto de P&D - Modelos de segurança estrutural de barragens através de simulações em tempo real por elementos finitos - Custos rateados entre as geradoras cooperadas, sem possibilidade de reajuste						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	Decretação de falência por determinação judicial transitada em julgado, concordata, dissolução ou liquidação, indícios de insolvência.						

16.2 - Informações Sobre as Transações Com Partes Relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Campos Novos Energia S.A.	01/06/2015	7.209.827,64	0	R\$7.209.827,64	31/05/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas em conjunto						
Objeto contrato	Contrato de Engenharia e Serviços de Gestão de Operação e Manutenção das usinas - Valor global contratado com pagamentos fixos mensais, reajustados anualmente pelo IPCA						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	Inadimplemento						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Centrais Elétricas da Paraíba S.A. - EPASA	01/03/2017	1.277.408,10	R\$534.154,02	R\$1.277.408,10	01/03/2020	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas em conjunto						
Objeto contrato	Serviços de tecnologia da informação para manutenção e suporte do sistema ERP/SAP - Valores fixos mensais, reajustados anualmente pelo IPCA						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Centrais Elétricas da Paraíba S.A. - EPASA	29/01/2019	870.000,00	0	R\$870.000,00	30/09/2023	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas em conjunto						

16.2 - Informações Sobre as Transações Com Partes Relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Objeto contrato	Contrato de Representação junto à CCEE, para gestão de faturamento, comercialização de energia, gestão de contratos e pagamento de encargos em nome da usina - Valor global contratado com pagamentos fixos mensais, reajustados anualmente pelo IPCA						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Energética Barra Grande S.A.	30/04/2019	13.407,75	R\$3.352,73	R\$3.352,73	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas em conjunto						
Objeto contrato	Dividendos a receber - Dividendo mínimo obrigatório referente ao exercício de 2018, conforme AGO da investida						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Campos Novos Energia S.A.	19/06/2018	160.475.778,63	R\$39.930.413,86	R\$78.188.664,97	Indefinido	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas em conjunto						
Objeto contrato	Dividendos a receber - Distribuição de lucros de exercícios anteriores, conforme AGE da investida						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Credor						

16.2 - Informações Sobre as Transações Com Partes Relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Especificar							
Campos Novos Energia S.A.	30/04/2019	51.474.706,29	R\$25.080.037,62	R\$25.080.037,62	Indefinido	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas em conjunto						
Objeto contrato	Dividendos a receber - Dividendo mínimo obrigatório referente ao exercício de 2018, conforme AGO da investida						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Atlântico - Concessionária de Transmissão de Energia Do Brasil S.A.	01/01/2018	396.728,11	0	R\$396.728,11	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão, valores estabelecidos pelo ONS. Montante envolvido informado é o valor correspondente aos faturamentos realizados em 2018.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Expansion Transmissão Itumbiara Marimbondo S.A.	01/01/2018	6.153.212,31	0	R\$ 6.153.212,31	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão, valores estabelecidos pelo ONS. Montante envolvido informado é o valor correspondente aos faturamentos realizados em 2018.						

16.2 - Informações Sobre as Transações Com Partes Relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	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						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Instituto CPFL	31/01/2018	4.151.070,89	0	R\$ 4.151.070,89	Indefinido	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades de terceiro setor						
Objeto contrato	Contribuições Associativas - Valores anuais definidos conforme aprovação em RCA da CPFL Energia de 31/01/2019, pagos mensalmente pelas empresas associadas						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Energética Barra Grande S.A.	18/12/2014	104.632.813,36	R\$ 335.884,22	R\$ 104.632.813,36	31/12/2038	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas em conjunto						
Objeto contrato	CCEAR por quantidade - Compra de 14.286,806 MWh da energia gerada da usina. Preço de referência ajustado anualmente pelo IPCA.						
Garantia e seguros	Contrato de vinculação de receita do comprador, via criação de conta corrente vinculada no banco gestor, em montante de 1,5 vezes o valor da fatura, para garantia de pagamento						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							

16.2 - Informações Sobre as Transações Com Partes Relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Energética Barra Grande S.A.	18/12/2014	27.644.463,53	R\$69.036,28	R\$27.644.463,53	31/12/2038	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas em conjunto						
Objeto contrato	CCEAR por quantidade - Compra de 3.784,67 MWh da energia gerada da usina. Preço de referência ajustado anualmente pelo IPCA.						
Garantia e seguros	Contrato de vinculação de receita do comprador, via criação de conta corrente vinculada no banco gestor, em montante de 1,5 vezes o valor da fatura, para garantia de pagamento						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Guaraciaba Transmissora de Energia (TP Sul) S.A.	01/01/2018	6.931.161,63	0	R\$6.931.161,63	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão, valores estabelecidos pelo ONS. Montante envolvido informado é o valor correspondente aos faturamentos realizados em 2018.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Iracema Transmissora de Energia S.A.	01/01/2018	3.093.030,17	0	R\$3.093.030,17	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão, valores estabelecidos pelo ONS. Montante envolvido informado é o valor correspondente aos faturamentos realizados em 2018.						
Garantia e seguros	N/A						

16.2 - Informações Sobre as Transações Com Partes Relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Itumbiara Transmissora de Energia S.A.	01/01/2018	17.255.935,47	0	R\$17.255.935,47	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão, valores estabelecidos pelo ONS. Montante envolvido informado é o valor correspondente aos faturamentos realizados em 2018.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Linhas de Transmissão de Montes Claros S.A.	01/01/2018	2.553.270,01	0	R\$ 2.553.270,01	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão, valores estabelecidos pelo ONS. Montante envolvido informado é o valor correspondente aos faturamentos realizados em 2018.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Foz do Chapecó Energia S.A.	07/01/2019	20.698.128,00	0	R\$ 20.698.128,00	31/12/2019	NÃO	0,000000

16.2 - Informações Sobre as Transações Com Partes Relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Controladas em conjunto						
Objeto contrato	Contrato de compra e venda de energia - Compra de 12 MW médios da energia gerada da usina. Preço de referência reajustado pelo IPCA na data de início de fornecimento.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A.	01/01/2018	46.009.299,71	R\$15.759,60	R\$46.009.299,71	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão, valores estabelecidos pelo ONS. Montante envolvido informado é o valor correspondente aos faturamentos realizados em 2018.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Luziania Niquelandia Transmissora S.A.	01/01/2018	339.375,03	R\$ 0,00	R\$339.375,03	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão, valores estabelecidos pelo ONS. Montante envolvido informado é o valor correspondente aos faturamentos realizados em 2018.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						

16.2 - Informações Sobre as Transações Com Partes Relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Marechal Rondon Transmissora de Energia S.A	01/01/2018	2.697.083,38	0	R\$ 2.697.083,38	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão, valores estabelecidos pelo ONS. Montante envolvido informado é o valor correspondente aos faturamentos realizados em 2018.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Matrincha Transmissora de Energia (TP Norte) S.A	01/01/2018	14.581.814,42	0	R\$ 14.581.814,42	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão, valores estabelecidos pelo ONS. Montante envolvido informado é o valor correspondente aos faturamentos realizados em 2018.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Paranaíba Transmissora de Energia S.A	01/01/2018	10.278.184,86	0	R\$10.278.184,86	Indefinido	NÃO	0,000000

16.2 - Informações Sobre as Transações Com Partes Relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão, valores estabelecidos pelo ONS. Montante envolvido informado é o valor correspondente aos faturamentos realizados em 2018.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Poços de Caldas Transmissora de Energia S.A.	01/01/2018	3.095.157,67	0	R\$ 3.095.157,67	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão, valores estabelecidos pelo ONS. Montante envolvido informado é o valor correspondente aos faturamentos realizados em 2018.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Porto Primavera Transmissora de Energia S.A.	01/01/2018	7.092.196,14	0	R\$ 7.092.196,14	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão, valores estabelecidos pelo ONS. Montante envolvido informado é o valor correspondente aos faturamentos realizados em 2018.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						

16.2 - Informações Sobre as Transações Com Partes Relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Ribeirão Preto Transmissora de Energia S.A.	01/01/2018	2.509.559,75	0	R\$2.509.559,75	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão, valores estabelecidos pelo ONS. Montante envolvido informado é o valor correspondente aos faturamentos realizados em 2018.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Serra da Mesa Transmissora de Energia S.A.	01/01/2018	10.366.968,18	0	R\$ 10.366.968,18	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão, valores estabelecidos pelo ONS. Montante envolvido informado é o valor correspondente aos faturamentos realizados em 2018.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Serra Paracatu Transmissora de Energia S.A.	01/01/2018	2.767.131,59	0	R\$2.767.131,59	Indeterminado	NÃO	0,000000

16.2 - Informações Sobre as Transações Com Partes Relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão, valores estabelecidos pelo ONS. Montante envolvido informado é o valor correspondente aos faturamentos realizados em 2018.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Energética Barra Grande S.A.	18/12/2014	1.984.865,19	R\$ 10.100,25	R\$ 1.984.865,19	31/12/2038	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas em conjunto						
Objeto contrato	CCEAR por quantidade - Compra de 270,953 MWh da energia gerada da usina. Preço de referência ajustado anualmente pelo IPCA.						
Garantia e seguros	Contrato de vinculação de receita do comprador, via criação de conta corrente vinculada no banco gestor, em montante de 1,5 vezes o valor da fatura, para garantia de pagamento						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Canarana Transmissoras de Energia S.A.	01/01/2018	2.290.868,79	0	R\$2.290.868,79	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão, valores estabelecidos pelo ONS. Montante envolvido informado é o valor correspondente aos faturamentos realizados em 2018.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						

16.2 - Informações Sobre as Transações Com Partes Relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Foz do Chapecó Energia S.A.	18/10/2002	5.779.700.521,08	R\$ 22.462.532,30	R\$ 5.779.700.521,08	06/11/2027	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas em conjunto						
Objeto contrato	Contrato de compra e venda de energia - Compra de 115,2 MW médios da energia gerada da usina. Preço de referência ajustado anualmente pelo IGPM.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	Falência, inadimplência						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Centrais Elétricas da Paraíba S.A. - EPASA	14/01/2008	1.154.591.069,10	R\$7.785.664,94	R\$1.154.591.069,10	31/12/2024	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas em conjunto						
Objeto contrato	CCEAR por disponibilidade - Compra de 12,758 MW médios da energia gerada da usina Termoparaíba e de 12,758 MW médios da energia gerada da usina Termonordeste. Preço de referência ajustado anualmente pelo IPCA.						
Garantia e seguros	Contrato de vinculação de receita do comprador, via criação de conta corrente vinculada no banco gestor, em montante de 1,5 vezes o valor da fatura, para garantia de pagamento						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, inadimplência.						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Campos Novos Energia S.A.	18/10/2002	4.478.150.952,77	R\$56.653.991,67	R\$4.478.150.952,77	19/11/2027	NÃO	0,000000

16.2 - Informações Sobre as Transações Com Partes Relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Controladas em conjunto						
Objeto contrato	Contrato de compra e venda de energia - Compra de 127,669 MW médios da energia gerada da usina. Preço de referência ajustado anualmente pelo IGPM e pela variação cambial do dólar.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Catxere Transmissora de Energia S.A	01/01/2018	4.920.866,99	0	R\$4.920.866,99	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão, valores estabelecidos pelo ONS. Montante envolvido informado é o valor correspondente aos faturamentos realizados em 2018.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Centrais Elétricas da Paraíba S.A. - EPASA	14/01/2008	891.854.527,64	R\$4.876.611,72	R\$891.854.527,64	31/12/2024	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas em conjunto						
Objeto contrato	CCEAR por disponibilidade - Compra de 9,855 MW médios da energia gerada da usina Termoparaíba e de 9,855 MW médios da energia gerada da usina Termonordeste. Preço de referência ajustado anualmente pelo IPCA.						
Garantia e seguros	Contrato de vinculação de receita do comprador, via criação de conta corrente vinculada no banco gestor, em montante de 1,5 vezes o valor da fatura, para garantia de pagamento						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, inadimplência.						

16.2 - Informações Sobre as Transações Com Partes Relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Campos Novos Energia S.A.	18/10/2002	2.405.536.452,44	R\$21.781.997,64	R\$2.405.536.452,44	31/12/2027	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas em conjunto						
Objeto contrato	Contrato de compra e venda de energia - Compra de 63,834 MW médios da energia gerada da usina. Preço de referência ajustado anualmente pelo IGPM e pela variação cambial do dólar.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Campos Novos Energia S.A.	05/01/2011	92.286.679,76	R\$942.593,06	R\$92.286.679,76	31/12/2027	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas em conjunto						
Objeto contrato	Contrato de compra e venda de energia - Venda de energia correspondente ao total de perdas e consumo interno que seriam descontados da energia transacionada pelos contratos CNO-PA/2002 205, CNO-PI/2002 206 e CNO-CO/2002 207. Preços reajustados na proporção de variação dos preços dos contratos relacionados.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Expansion Transmissão de Energia Elétrica S.A.	01/01/2018	9.513.778,34	0	R\$9.513.778,34	Indeterminado	NÃO	0,000000

16.2 - Informações Sobre as Transações Com Partes Relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão, valores estabelecidos pelo ONS. Montante envolvido informado é o valor correspondente aos faturamentos realizados em 2018.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Araraquara Transmissora de Energia S.A	01/01/2018	2.023.206,94	0	R\$2.023.206,94	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão, valores estabelecidos pelo ONS. Montante envolvido informado é o valor correspondente aos faturamentos realizados em 2018.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Chapecoense Geração S.A.	30/04/2019	66.142.622,44	R\$33.732.849,45	R\$ 33.732.737,50	Indefinido	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas em conjunto						
Objeto contrato	Dividendos a receber - Dividendo mínimo obrigatório referente ao exercício de 2018, conforme AGO da investida						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						

16.2 - Informações Sobre as Transações Com Partes Relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Linhas de Transmissão do Itaim S.A	01/01/2018	4.082.523,27	0	R\$4.082.523,27	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão, valores estabelecidos pelo ONS. Montante envolvido informado é o valor correspondente aos faturamentos realizados em 2018.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Nari Brasil Holding Ltda.	06/02/2019	340.704,69	0	R\$340.704,69	04/08/2020	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Serviços de tecnologia da informação - Substituição de UTR (Unidade Terminal Remota) obsoleta na Subestação Barrinha 1 e fornecimentos de equipamentos e materiais. Valor remanescente reajustável anualmente pelo IPCA.						
Garantia e seguros	Fiança Bancária, na modalidade Garantia de Performance, em favor da CPFL.						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, inadimplência.						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Energética Barra Grande S.A.	29/06/2006	28.519.636,96	R\$80.345,82	R\$28.519.636,96	31/12/2038	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas em conjunto						

16.2 - Informações Sobre as Transações Com Partes Relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Objeto contrato	CCEAR por quantidade - Compra de 3.576,579 MWh da energia gerada da usina. Preço de referência ajustado anualmente pelo IPCA.						
Garantia e seguros	Contrato de vinculação de receita do comprador, via criação de conta corrente vinculada no banco gestor, em montante de 1,5 vezes o valor da fatura, para garantia de pagamento						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Energética Barra Grande S.A.	21/01/2010	1.051.983.557,85	R\$2.497.722,58	R\$1.051.983.557,85	13/05/2036	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas em conjunto						
Objeto contrato	Contrato de compra e venda de energia - Compra de 100% da energia assegurada da usina, até o limite da participação acionária no empreendimento. Preço de referência revisto mediante aditivos.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Energética Barra Grande S.A.	01/01/2018	6.761,40	0	R\$6.761,40	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas em conjunto						
Objeto contrato	Encargos de transmissão, valores estabelecidos pelo ONS. Montante envolvido informado é o valor correspondente aos faturamentos realizados em 2018.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						

16.2 - Informações Sobre as Transações Com Partes Relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Energética Barra Grande S.A.	01/01/2018	5.656,56	0	R\$5.656,56	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas em conjunto						
Objeto contrato	Encargos de transmissão, valores estabelecidos pelo ONS. Montante envolvido informado é o valor correspondente aos faturamentos realizados em 2018.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Foz do Chapecó Energia S.A.	25/02/2008	727.492.901,85	R\$2.773.301,03	R\$727.492.901,85	31/12/2041	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas em conjunto						
Objeto contrato	CCEAR por quantidade - Compra de 11,549 MW médios da energia gerada da usina. Preço de referência ajustado anualmente pelo IPCA.						
Garantia e seguros	Contrato de vinculação de receita do comprador, via criação de conta corrente vinculada no banco gestor, em montante de 1,5 vezes o valor da fatura, para garantia de pagamento						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, inadimplência.						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Foz do Chapecó Energia S.A.	18/10/2002	3.821.445.737,47	R\$11.985.949,65	R\$3.821.445.737,47	06/11/2036	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas em conjunto						

16.2 - Informações Sobre as Transações Com Partes Relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Objeto contrato	Contrato de compra e venda de energia - Compra de 57,6 MW médios da energia gerada da usina. Preço de referência ajustado anualmente pelo IGPM.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	Falência, inadimplência						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Foz do Chapecó Energia S.A.	25/02/2008	287.317.055,05	R\$851.694,69	R\$287.317.055,05	31/12/2041	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas em conjunto						
Objeto contrato	CCEAR por quantidade - Compra de 4,587 MW médios da energia gerada da usina. Preço de referência ajustado anualmente pelo IPCA.						
Garantia e seguros	Contrato de vinculação de receita do comprador, via criação de conta corrente vinculada no banco gestor, em montante de 1,5 vezes o valor da fatura, para garantia de pagamento						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, inadimplência.						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Campos Novos Energia S.A.	18/10/2002	8.550.103,56	R\$203.259,05	R\$8.550.103,56	31/12/2027	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas em conjunto						
Objeto contrato	Contrato de compra e venda de energia - Compra de 60,58 MW médios da energia gerada da usina. Preço de referência ajustado anualmente pelo IGPM e pela variação cambial do dólar.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						

16.2 - Informações Sobre as Transações Com Partes Relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Foz do Chapecó Energia S.A.	05/04/2013	554.670,15	R\$3.248,26	R\$554.670,15	31/12/2041	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas em conjunto						
Objeto contrato	CCEAR por quantidade - Compra de 79,778 MWh da energia gerada da usina. Preço de referência ajustado anualmente pelo IPCA.						
Garantia e seguros	Contrato de vinculação de receita do comprador, via criação de conta corrente vinculada no banco gestor, em montante de 1,5 vezes o valor da fatura, para garantia de pagamento						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, inadimplência.						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Foz do Chapecó Energia S.A.	05/04/2013	55.758,83	R\$305,86	R\$55.758,83	31/12/2041	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas em conjunto						
Objeto contrato	CCEAR por quantidade - Compra de 8,016 MWh da energia gerada da usina. Preço de referência ajustado anualmente pelo IPCA.						
Garantia e seguros	Contrato de vinculação de receita do comprador, via criação de conta corrente vinculada no banco gestor, em montante de 1,5 vezes o valor da fatura, para garantia de pagamento						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, inadimplência.						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Foz do Chapecó Energia S.A.	25/02/2008	33.245.055,07	R\$22.126,61	R\$33.245.055,07	31/12/2041	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas em conjunto						

16.2 - Informações Sobre as Transações Com Partes Relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Objeto contrato	CCEAR por quantidade - Compra de 0,122 MW médios da energia gerada da usina. Preço de referência ajustado anualmente pelo IPCA.						
Garantia e seguros	Contrato de vinculação de receita do comprador, via criação de conta corrente vinculada no banco gestor, em montante de 1,5 vezes o valor da fatura, para garantia de pagamento						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, inadimplência.						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Foz do Chapecó Energia S.A.	25/02/2008	607.201.928,25	R\$1.757.457,99	R\$607.201.928,25	31/12/2041	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas em conjunto						
Objeto contrato	CCEAR por quantidade - Compra de 9,637 MW médios da energia gerada da usina. Preço de referência ajustado anualmente pelo IPCA.						
Garantia e seguros	Contrato de vinculação de receita do comprador, via criação de conta corrente vinculada no banco gestor, em montante de 1,5 vezes o valor da fatura, para garantia de pagamento						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, inadimplência.						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Foz do Chapecó Energia S.A.	25/02/2008	420.249.673,43	R\$1.992.958,90	R\$420.249.673,43	31/12/2041	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas em conjunto						
Objeto contrato	CCEAR por quantidade - Compra de 7,387 MW médios da energia gerada da usina. Preço de referência ajustado anualmente pelo IPCA.						
Garantia e seguros	Contrato de vinculação de receita do comprador, via criação de conta corrente vinculada no banco gestor, em montante de 1,5 vezes o valor da fatura, para garantia de pagamento						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, inadimplência.						
Natureza e razão para a operação	N/A						

16.2 - Informações Sobre as Transações Com Partes Relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Foz do Chapecó Energia S.A.	01/01/2018	8.319,36	0	R\$8.319,36	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas em conjunto						
Objeto contrato	Encargos de transmissão, valores estabelecidos pelo ONS. Montante envolvido informado é o valor correspondente aos faturamentos realizados em 2018.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Foz do Chapecó Energia S.A.	01/01/2018	9.943,78	0	R\$9.943,78	Indefinido	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas em conjunto						
Objeto contrato	Encargos de transmissão, valores estabelecidos pelo ONS. Montante envolvido informado é o valor correspondente aos faturamentos realizados em 2018.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Campos Novos Energia S.A.	01/01/2018	7.088,78	0	R\$7.088,75	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas em conjunto						

16.2 - Informações Sobre as Transações Com Partes Relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Objeto contrato	Encargos de transmissão, valores estabelecidos pelo ONS. Montante envolvido informado é o valor correspondente aos faturamentos realizados em 2018.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							

16.3 - Identificação Das Medidas Tomadas Para Tratar de Conflitos de Interesses E Demonstração do Caráter Estritamente Comutativo Das Condições Pactuadas ou do Pagamento Compensatório Adequado**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.

Até a Assembleia Geral Extraordinária realizada em 30 de abril de 2019, o Estatuto Social da Companhia previa, em seu Art. 17 alínea "m", que o Conselho de Administração tem por atribuição autorizar prévia e expressamente a celebração de contratos pela Companhia ou pelas sociedades direta ou indiretamente controladas, com acionistas ou com pessoas por eles controladas ou a eles coligadas ou relacionadas, direta ou indiretamente, de valor superior a R\$ 11.851.000,00 (onze milhões, oitocentos e cinquenta e um mil reais). Em razão da reforma de determinadas disposições do Estatuto Social da Companhia aprovada na Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 30 de abril de 2019, esse limite foi alterado, e passou a prever valor superior a R\$ 12.746.000,00 (doze milhões, setecentos e quarenta e seis mil reais).

Vale ressaltar que o próprio Regimento Interno do Conselho de Administração dispõe que: (i) cabe ao Conselho de Administração prevenir e administrar situações de conflito de interesses ou de divergência de opiniões; e (ii) qualquer conselheiro que possua efetivo ou potencial conflito de interesse ou que esteja ligado à parte relacionada, cujas atividades preponderantes impliquem existência, efetiva ou potencial, de conflito de interesses com determinada matéria a ser examinada pelo conselho, deverá abster-se de participar da parte da reunião na qual tal matéria for analisada.

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 tais transações.

Visando garantir a identificação de transações realizadas entre a CPFL Energia e suas sociedades controladas com acionistas da CPFL Energia, evitando eventuais conflitos de interesse, o acionista controlador forneceu à Companhia uma lista atualizada de empresas afiliadas consideradas Partes Relacionadas. Com base nessa lista, a Companhia identifica as transações com Partes Relacionadas e previamente à submissão para deliberação do Conselho de Administração, o Comitê de Partes Relacionadas se manifesta sobre o atendimento às práticas usuais de mercado.

Algumas de nossas sociedades controladas também estão sujeitas às regras da ANEEL. Nesse contexto, a Resolução Normativa ANEEL nº 699/2016 dispõe que determinados atos e negócios jurídicos entre concessionárias, permissionárias, autorizadas e suas partes relacionadas estão sujeitos a controles prévio ou a *posteriori* da ANEEL, dependendo do caso concreto.

A Companhia esclarece que todas as transações descritas no item 16.2 deste Formulário de Referência estão sujeitas às políticas e dispositivos legais descritos neste item 16.3.(a).

b) demonstrar o caráter estritamente comutativo das condições pactuadas ou o pagamento compensatório adequado.

A Companhia formaliza os contratos com Partes Relacionadas sempre observando os preços e condições praticados em mercado, para que não sejam gerados benefícios ou prejuízos à Companhia e empresas de seu grupo econômico. Os contratos são negociados individualmente, sendo analisadas as condições usuais do mercado de cada região, respeitadas as particularidades de cada operação (Ex: valores,

16.3 - Identificação Das Medidas Tomadas Para Tratar de Conflitos de Interesses E Demonstração do Caráter Estritamente Comutativo Das Condições Pactuadas ou do Pagamento Compensatório Adequado

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.).

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).

16.4 - 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.

17.1 - Informações Sobre O Capital Social

Data da autorização ou aprovação	Valor do capital (Reais)	Prazo de integralização	Quantidade de ações ordinárias (Unidades)	Quantidade de ações preferenciais (Unidades)	Quantidade total de ações (Unidades)
Tipo de capital	Capital Emitido				
27/06/2019	9.435.625.759,75		1.152.254.440	0	1.152.254.440
Tipo de capital	Capital Subscrito				
27/06/2019	9.435.625.759,75		1.152.254.440	0	1.152.254.440
Tipo de capital	Capital Integralizado				
27/06/2019	9.435.625.759,75		1.152.254.440	0	1.152.254.440
Tipo de capital	Capital Autorizado				
28/04/2006	0,00		500.000.000	0	500.000.000

17.2 - Aumentos do Capital Social

Data de deliberação	Orgão que deliberou o aumento	Data emissão	Valor total emissão (Reais)	Tipo de aumento	Ordinárias (Unidades)	Preferenciais (Unidades)	Total ações (Unidades)	Subscrição / Capital anterior	Preço emissão	Fator cotação
29/04/2016	Assembleia Geral Extraordinária	29/04/2016	392.972.219,68	Subscrição particular	24.900.531	0	24.900.531	2,50757045	15,78	R\$ por Unidade

Critério para determinação do preço de emissão Média histórica dos últimos 30 pregões até 29 de fevereiro de 2016, considerando a volatilidade do período, do valor de cotação das ações em bolsa.

Forma de integralização Capitalização da reserva de lucros (reserva estatutária de reforço de capital de giro).

12/06/2019	Reunião de Conselho de Administração	12/06/2019	3.212.470.965,00	Subscrição pública	116.817.126	0	116.817.126	11,47612082	27,50	R\$ por Unidade
------------	--------------------------------------	------------	------------------	--------------------	-------------	---	-------------	-------------	-------	-----------------

Critério para determinação do preço de emissão O Preço por Ação foi fixado com base no resultado do procedimento de coleta de intenções de investimento realizado no Brasil, junto a investidores profissionais, conforme definidos no artigo 9º-A da Instrução da CVM nº 539, de 13 de novembro de 2013, conforme alterada, residentes e domiciliados ou com sede no Brasil, e, no exterior. O Preço por Ação foi calculado tendo como parâmetro: (a) a cotação das ações ordinárias de emissão da Companhia na B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão na presente data; e (b) as indicações de interesse em função da qualidade e quantidade da demanda (por volume e preço) pelas Ações, coletadas junto aos Investidores Profissionais. A escolha do critério de fixação do Preço por Ação é justificada pelo fato de que o Preço por Ação foi fixado após a realização do Procedimento de Bookbuilding e não será promovida a diluição injustificada dos acionistas da Companhia, nos termos do artigo 170, parágrafo 1º, inciso III, da Lei das Sociedades por Ações.

Forma de integralização Mediante oferta pública de distribuição primária de ações ordinárias de emissão da Companhia, nos termos da Instrução da CVM nº 476 de 16 de janeiro de 2009, conforme alterada.

27/06/2019	Reunião de Conselho de Administração	27/06/2019	481.870.620,00	Subscrição pública	17.522.568	0	17.522.568	1,54420339	27,50	R\$ por Unidade
------------	--------------------------------------	------------	----------------	--------------------	------------	---	------------	------------	-------	-----------------

Critério para determinação do preço de emissão Esta emissão de ações refere-se ao Lote Suplementar à emissão de ações deliberada em 12/06/2019, em percentual equivalente a 15% das ações inicialmente ofertadas, portanto o Preço por Ação foi fixado nas mesmas condições daquela Oferta, conforme opção outorgada ao Banco BTG Pactual S.A., na qualidade de agente estabilizador e nos termos do Contrato de Colocação, destinado, exclusivamente, para implementação das atividades de estabilização do preço das Ações ofertadas inicialmente.

Forma de integralização Mediante oferta pública de distribuição primária de ações ordinárias de emissão da Companhia, nos termos da Instrução da CVM nº 476 de 16 de janeiro de 2009, conforme alterada.

17.3 - Informações Sobre Desdobramentos, Grupamentos E Bonificações de Ações

Data aprovação	Quantidade de ações antes da aprovação (Unidades)			Quantidade de ações depois da aprovação (Unidades)		
	Quantidade ações ordinárias	Quantidade ações preferenciais	Quantidade total ações	Quantidade ações ordinárias	Quantidade ações preferenciais	Quantidade total ações
Bonificação						
29/04/2016	993.014.215	0	993.014.215	1.017.914.746	0	1.017.914.746

17.4 - Informações Sobre Reduções do Capital Social

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não houve redução de capital nos últimos 3 exercícios sociais.

17.5 - Outras Informações Relevantes

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.

18.1 - Direitos Das Ações

Espécie de ações ou CDA	Ordinária
Tag along	100,000000
Direito a dividendos	Conforme artigo 28 do Estatuto Social, a companhia distribuirá, em cada exercício social, no mínimo 25% (vinte e cinco por cento) do lucro líquido do exercício, ajustado nos termos do artigo 202 da Lei n.º 6.404/76.
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	<p>De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, nem o Estatuto Social, tampouco as deliberações adotadas pelos acionistas em Assembleias Gerais de sociedade por ações podem privar os acionistas dos seguintes direitos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Direito a participar da distribuição dos lucros; • Direito a participar, na proporção da sua participação no capital social, da distribuição de quaisquer ativos remanescentes na hipótese de liquidação da Companhia; • Direito de preferência na subscrição de ações, debêntures conversíveis em ações ou bônus de subscrição, exceto em determinadas circunstâncias previstas na Lei das Sociedades por Ações; • Direito de fiscalizar, na forma prevista na Lei das Sociedades por Ações, a gestão dos negócios sociais; • Direito a retirar-se da Companhia, nos casos previstos na Lei das Sociedades por Ações.
Outras características relevantes	<p>Direito a oferta pública por alienação de controle: Sim. Os acionistas têm direito à participação em oferta pública por alienação de controle.</p> <p>Não há outras informações relevantes que não tenham sido abrangidas pelos itens anteriores.</p>

18.2 - Descrição de Eventuais Regras Estatutárias Que Limitem O Direito de Voto de Acionistas Significativos ou Que os Obriguem A Realizar Oferta Pública

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.

Com relação à obrigação de realização de oferta pública, o Art. 34 do Estatuto Social da Companhia estabelece que, conforme mencionado no item 18.1 acima, quando houver a alienação direta ou indireta de controle da Companhia, tanto por meio de uma única operação, como por meio de operações sucessivas, deverá ser contratada sob a condição de que o adquirente do controle se obrigue a realizar oferta pública de aquisição de ações, tendo por objeto as ações de emissão da Companhia de titularidade dos demais acionistas, observando as condições e os prazos previstos na legislação vigente na regulamentação em vigor e no Regulamento do Novo Mercado, de forma a assegurar-lhes tratamento igualitário àquele dado ao alienante.

18.3 - Descrição de Exceções E Cláusulas Suspensivas Relativas A Direitos Patrimoniais ou Políticos Previstos no Estatuto

18.3 Descrever exceções e cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto.

A Lei das Sociedades por Ações outorga à Assembleia Geral o direito de suspender o exercício de direitos pelo acionista que deixar de cumprir obrigação imposta por lei ou pelo Estatuto Social da Companhia, cessando tal suspensão imediatamente após o cumprimento de tal obrigação.

Não há cláusulas estatutárias suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos.

18.4 - Volume de Negociações E Maiores E Menores Cotações Dos Valores Mobiliários Negociados**Exercício social 31/12/2018**

Trimestre	Valor Mobiliário	Espécie	Classe	Mercado	Entidade administrativa	Volume financeiro negociado (Reais)	Valor maior cotação (Reais)	Valor menor cotação (Reais)	Fator cotação	Valor média cotação (Reais)
31/12/2018	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	10.912.000	28,85	23,67	R\$ por Unidade	26,08
31/03/2018	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	15.612.000	24,91	18,74	R\$ por Unidade	22,40
30/06/2018	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	9.079.000	24,68	21,47	R\$ por Unidade	23,06
30/09/2018	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	9.013.000	24,28	21,30	R\$ por Unidade	22,41

Exercício social 31/12/2017

Trimestre	Valor Mobiliário	Espécie	Classe	Mercado	Entidade administrativa	Volume financeiro negociado (Reais)	Valor maior cotação (Reais)	Valor menor cotação (Reais)	Fator cotação	Valor média cotação (Reais)
31/03/2017	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	34.867.000	25,87	25,17	R\$ por Unidade	25,46
30/06/2017	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	42.271.000	26,51	25,72	R\$ por Unidade	26,10
30/09/2017	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	27.992.000	27,24	26,42	R\$ por Unidade	26,96
31/12/2017	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	39.154.000	27,62	17,98	R\$ por Unidade	24,48

Exercício social 31/12/2016

Trimestre	Valor Mobiliário	Espécie	Classe	Mercado	Entidade administrativa	Volume financeiro negociado (Reais)	Valor maior cotação (Reais)	Valor menor cotação (Reais)	Fator cotação	Valor média cotação (Reais)
31/03/2016	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	28.277.000	20,30	13,87	R\$ por Unidade	16,63
30/06/2016	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	36.775.000	20,81	18,15	R\$ por Unidade	19,41
30/09/2016	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	41.496.000	24,32	20,56	R\$ por Unidade	23,12
31/12/2016	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	48.885.000	25,21	23,60	R\$ por Unidade	24,42

18.5 - Outros Valores Mobiliários Emitidos no Brasil

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Até a data de apresentação deste Formulário de Referência, a Companhia não possui outros valores mobiliários que não sejam suas ações e que não tenham vencido ou sido resgatados.

18.5.a - Número de Titulares de Valores Mobiliários

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Até a data de apresentação deste Formulário de Referência, a Companhia não possui outros valores mobiliários que não sejam suas ações e que não tenham vencido ou sido resgatados.

18.6 - Mercados Brasileiros em Que Valores Mobiliários São Admitidos À Negociação

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

As ações ordinárias (CPFE3) da CPFL Energia são admitidas à negociação na B3 sob a sigla "CPFE3".

18.7 - Informação Sobre Classe E Espécie de Valor Mobiliário Admitida À Negociação em Mercados Estrangeiros

Valor Mobiliário	Identificação do Valor Mobiliário	País	Mercado Valor Mobiliário
Entidade Administradora	Data de admissão	Data de Início listagem	Percentual
Descrição de Segmento de Negociação	Descrição de Proporção de Certificados de Depósito no Exterior		
Descrição do Banco Depositário	Descrição da Instituição Custodiante		
ADR	ADR	Estados Unidos	Bolsa de Valores
New York Stock Exchange (NYSE)	29/09/2004	29/09/2004	13.200000%
Sim: ADR Nível III	Sim: 4.812.456 ADRs equivalentes a 9.624.913 Ações ON - 0,95% em 31/12/2018		
Sim: Citibank N.A.	Sim: Banco Bradesco S.A.		

18.8 - Títulos Emitidos no Exterior

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

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

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.

Em 10 de outubro de 2016, o Conselho de Administração aprovou a 5ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em série única, em conformidade com o disposto nos artigos 52 e seguintes da Lei das Sociedades por Ações pela Companhia, para distribuição pública com esforços restritos de colocação, nos termos da Instrução da Comissão de Valores Mobiliários nº 476, de 16 de janeiro de 2009, conforme, no valor de R\$ 620.000.000,00, sob o regime de garantia firme de colocação. A data de emissão das debêntures é 20 de outubro de 2016, com prazo de 48 meses, vencendo-se em 20 de outubro de 2020. Esta debênture foi liquidada antecipadamente em janeiro de 2018.

As informações referentes às ofertas públicas de valores mobiliários das controladas CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE, CPFL Geração e CPFL Renováveis estão sem seus respectivos formulários de referência.

Nos últimos três exercícios sociais, assim como no período de três meses encerrados em 31 de março de 2019, não ocorreu nenhuma oferta pública de ações da Companhia, seja ela primária ou secundária.

Nos termos do fato relevante divulgado em 30 de maio de 2019 ("Fato Relevante"), a Companhia comunicou aos seus acionistas e ao mercado em geral, que em reunião do Conselho de Administração da Companhia, realizada em 29 de maio de 2019, foi aprovada a realização de oferta pública de distribuição primária com esforços restritos de colocação, nos termos da Instrução da CVM nº 476, de 16 de janeiro de 2009, conforme alterada ("Instrução CVM 476"), de distribuição ações ordinárias ("Ações Ordinárias" ou "Ações") de emissão da Companhia, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal, livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames, incluindo as Ações sob a forma de American Depositary Shares ("ADS"), representadas por American Depositary Receipt ("ADR"), todas livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames ("Oferta"). A Oferta consistiu na distribuição pública primária de, inicialmente, 116.817.126 Ações Ordinárias, e de um lote suplementar, nos termos do artigo 5º-B da Instrução da CVM 476, em percentual equivalente a 15% (quinze por cento) do total das Ações inicialmente ofertadas, ou seja, 17.522.568 Ações Ordinárias de emissão da Companhia, nas mesmas condições e preço das Ações inicialmente ofertadas ("Lote Suplementar"). Neste contexto, o resultado final da Oferta consistiu na distribuição total de 134.339.694 Ações Ordinárias (considerando o Lote Suplementar), ofertadas a um preço por Ação de R\$27,50, totalizando um volume de R\$3.694.341.585,00. A Companhia pretende utilizar a totalidade dos recursos líquidos provenientes da Oferta para pagamento de parte do preço de aquisição das ações de emissão da CPFL Energias Renováveis S.A. detidas pela State Grid.

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*

Debêntures da 5ª emissão da Companhia

Os recursos líquidos obtidos pela Companhia com a oferta das debêntures da sua 5ª emissão foram utilizados para a aquisição de participação acionária na AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A, atualmente denominada RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.

Não houve desvios entre a aplicação efetiva dos recursos e as propostas de aplicação divulgadas pela Companhia.

Os recursos resultantes da Oferta de ações realizada em junho de 2019 e descrita no item 18.9 ainda não foram utilizados.

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 três exercícios sociais e no exercício social corrente.

18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários**18.12 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.**

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes em relação à seção 18.

19.1 - Informações Sobre Planos de Recompra de Ações do Emissor

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não aprovou planos de recompra de ações de sua emissão nos últimos três exercícios sociais e no exercício social corrente.

19.2 - Movimentação Dos Valores Mobiliários Mantidos em Tesouraria

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não existem valores mobiliários mantidos em tesouraria no período corrente e nos últimos 3 (três) exercícios sociais.

19.3 - 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.

20.1 - Informações Sobre A Política de Negociação de Valores Mobiliários

Data aprovação	28/09/2011
Órgão responsável pela aprovação	Conselho de Administração
Cargo e/ou função	Estão vinculadas à Política de Negociação de Valores Mobiliários as seguintes pessoas: (i) na Companhia, os atuais membros do Conselho de Administração, membros do Conselho Fiscal, membros dos Comitês de Assessoramento do Conselho de Administração, membros da Diretoria Executiva, Assessores da Diretoria e Gerentes de Departamento e Divisão; (ii) nas sociedades controladas pela Companhia, membros do Conselho de Administração, membros do Conselho Fiscal, membros dos Comitês de Assessoramento do Conselho de Administração, membros da Diretoria Executiva, Assessores da Diretoria e Gerentes de Departamento e Divisão; (iii) nos Acionistas Controladores diretos e/ou indiretos, membros do Conselho de Administração, membros do Conselho Fiscal, membros dos Comitês de Assessoramento do Conselho de Administração, membros da Diretoria Executiva e Assessores da Diretoria; (iv) demais pessoas as quais, em decorrência de sua função, cargo, posição ou relacionamento com a Companhia e/ou com as sociedade

Principais características e locais de consulta

A política foi aprovada na RCA de 15 de dezembro de 2004, com revisões realizadas nas RCAs de 29 de agosto de 2007 e 28 de setembro de 2011. A Política de Negociação tem por objetivo propiciar uma negociação ordenada de Valores Mobiliários pelas pessoas vinculadas à Companhia, visando proporcionar transparência nas negociações desta natureza a todos os agentes de mercado com os quais a Companhia se relaciona. A Política de Negociação aplica-se às Pessoas Vinculadas, a partir da data da publicação da ata de reunião do Conselho de Administração que delibera pela sua aprovação.

A política pode ser consultada nos seguintes endereços:

- Site de Relações com Investidores: www.cpf.com.br/ri
- Site da CVM (Sistema IPE): <http://sistemas.cvm.gov.br/?CiaDoc>
- Site da B3 (Sistema IPE): http://www.b3.com.br/pt_br/

Períodos de vedação e descrição dos procedimentos de fiscalização	<p>As Pessoas Vinculadas não poderão negociar Valores Mobiliários:</p> <p>(a) antes de decorridos 180 (cento e oitenta) dias contados a partir da data de sua respectiva aquisição em Bolsa de Valores;</p> <p>(b) desde a data da sua ciência sobre informações privilegiadas até a respectiva data da Comunicação de Ato ou Fato Relevante ao mercado;</p> <p>(c) no período de 15 (quinze) dias que anteceder a divulgação das informações trimestrais (ITR) e anuais (DFP) da Companhia;</p> <p>(d) sempre que estiver em curso a aquisição ou a alienação de Ações pela própria Companhia;</p> <p>(e) nos períodos determinados pela regulamentação emitida pela Comissão de Valores Mobiliários;</p> <p>(f) quando o Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores, independentemente de justificação ou da existência de Ato ou Fato Relevante, estipular períodos em que as Pessoas Vinculadas não possam negociar com Valores Mobiliários.</p>
--------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

No caso de a Pessoa Vinculada se afastar da Companhia e/ou de algum dos órgãos deliberativos e/ou de comitês relacionados, esta Pessoa Vinculada continuará obrigada a observar os termos e condições da presente Política de Negociação pelo prazo de 180 (cento e oitenta) dias após o seu afastamento.

Os termos e condições da presente Política de Negociação aplicam-se a negociações indiretas com Valores Mobiliários realizadas por Pessoas Vinculadas, seja por intermédio de sociedade controlada por uma ou mais Pessoas Vinculadas ou na qual tais pessoas detenham participação, seja por interposta pessoa com a qual tenha sido firmado ou estipulado contrato de fidúcia ou administração de carteira de valores mobiliários ou qualquer outra avença contratual, verbal ou escrita.

Em vista da interpretação que fizer de algum fato à luz desta Política, o Diretor Vice-presidente Financeiro e de Relações com Investidores poderá declarar períodos de vedação aplicáveis somente a determinadas pessoas vinculadas. A ausência de tal declaração do DRI a ninguém eximirá de cumprir esta Política.

20.2 - Outras Informações Relevantes

20.2 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

AUTORIZAÇÃO PARA NEGOCIAÇÃO

As Pessoas Vinculadas poderão negociar Valores Mobiliários:

- (a) em todos os períodos nos quais não se apliquem as vedações contidas na Política, nos regimentos internos dos órgãos societários de que fizerem parte, ou na regulamentação aplicável;
- (b) no caso de negociações com Ações que estejam em tesouraria, vinculadas ao exercício de opção de compra, de acordo com plano de outorga de opção de compra de Ações que porventura venha a ser aprovado pela assembleia geral da Companhia, e no caso de eventuais recompras pela Companhia ou de opções de compra de Ações vinculadas ao mesmo programa.

RESPONSABILIDADES

O Diretor Vice-Presidente Financeiro, que acumula as funções de Diretor de Relações com Investidores, é o responsável pelo acompanhamento e execução da Política de Negociação, competindo-lhe o dever de informar às Pessoas Vinculadas e aos órgãos públicos competentes sobre os períodos de vedação a negociação de Valores Mobiliários.

O Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores deverá fazer com que as Pessoas Vinculadas que sejam colaboradores da Companhia e de suas sociedades controladas firmem o Termo de Adesão à Política de Negociação, conforme modelo constante do Anexo I da Política de Negociação da Companhia, de forma a documentar a adesão aos seus termos.

As Pessoas Vinculadas que tenham acesso a informações privilegiadas têm o dever de guardar sigilo até a divulgação de tais informações por meio de Comunicação de Ato ou Fato Relevante feita pela Companhia nos termos da regulamentação aplicável, e de zelar para que seus subordinados hierárquicos e terceiros com quem mantenham contato que tenham tido acesso a informações privilegiadas também o façam.

As Pessoas Vinculadas deverão informar a espécie, a classe e a quantidade de Valores Mobiliários de que são titulares, bem como quaisquer alterações nessas posições. A comunicação deverá ser encaminhada ao Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores da Companhia e, por este, à Comissão de Valores Mobiliários e às Bolsas de Valores, conforme modelo de formulário que constitui o Anexo II da Política de Negociação, (i) imediatamente após a investidura no cargo e (ii) no prazo máximo de 10 (dez) dias após o último dia do mês em que se verificar alteração das posições detidas, indicando o saldo da posição no período.

Os Acionistas Controladores e os demais acionistas que elegerem membros do Conselho de Administração da Companhia deverão comunicar à Comissão de Valores Mobiliários e divulgar ao mercado quaisquer aquisições ou alienações de Participação Acionária Relevante, conforme modelo de formulário que constitui o Anexo III da Política de Negociação.

DISPOSIÇÕES GERAIS

As vedações da Política de Negociação não se aplicam a negociações realizadas por fundos de investimento de que sejam cotistas as Pessoas Vinculadas, desde que (i) tais fundos não sejam exclusivos e (ii) as Pessoas Vinculadas não possam efetivamente influenciar a decisão de investimento do administrador ou gestor do fundo.

Quaisquer alterações, aditamentos ou modificações dos termos da Política de Negociação devem ser aprovadas pelo Conselho de Administração, reunido para deliberar sobre este fim.

20.2 - Outras Informações Relevantes

Quaisquer casos omissos na Política de Negociação devem ser apreciados pelo Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores e, quando for o caso, encaminhados para o Conselho de Administração para serem aprovados.

21.1 - Descrição Das Normas, Regimentos ou Procedimentos Internos Relativos À Divulgação de Informações

21 Política de divulgação de informações

21.1. Descrever normas, regimentos ou procedimentos internos adotados pelo emissor para assegurar que as informações a serem divulgadas publicamente sejam recolhidas, processadas e relatadas de maneira precisa e tempestiva.

A Política de Divulgação de Ato e Fato Relevante da Companhia, além de estar em conformidade com a Instrução CVM n.º 358/02, conforme alterada, está alinhada com as melhores práticas e com os princípios de governança corporativa, dos quais se destacam transparência (*disclosure*), equidade, prestação de contas (*accountability*), e responsabilidade Corporativa. Tal política foi aprovada na reunião do Conselho de Administração da Companhia, em 24 de setembro de 2014.

Além disso, a Companhia possui um Comitê de Divulgação, cujo objetivo é garantir o cumprimento dos procedimentos para a divulgação de informações públicas e os controles internos dos processos de divulgação e de elaboração das informações a serem disponibilizadas pela CPFL Energia às Bolsas de Valores nas quais as ações da Companhia estejam listadas.

A Política de Divulgação de Ato ou Fato Relevante da Companhia pode ser consultada no site <https://cpfl.riweb.com.br/>.

21.2 - Descrição da política de divulgação de ato ou fato relevante e dos procedimentos relativos à manutenção de sigilo sobre informações relevantes não divulgadas

21.2 Descrever a política de divulgação de ato ou fato relevante adotada pelo emissor, indicando o canal ou canais de comunicação utilizado(s) para disseminar informações sobre atos e fatos relevantes e os procedimentos relativos à manutenção de sigilo acerca de informações relevantes não divulgadas e os locais onde a política pode ser consultada.

A CPFL Energia possui uma política de divulgação de ato ou fato relevante ou sobre os procedimentos relativos à manutenção de sigilo acerca de ato ou fato relevante ainda não divulgado ao mercado, em conformidade com a Instrução CVM nº 358/2002, que foi aprovada por seu Conselho de Administração em 24 de setembro de 2014.

A Política de Divulgação de Ato ou Fato Relevante da Companhia aplica-se a: (i) a própria CPFL Energia; (ii) acionistas controladores, diretos ou indiretos; (iii) diretores estatutários; (iv) membros do conselho de administração; (v) membros do conselho fiscal; (vi) membros de quaisquer órgãos com funções técnicas ou consultivas, criados por disposição estatutária; (vii) quem quer que, em virtude de seu cargo, função ou posição na companhia aberta, sua controladora, suas controladas ou coligadas, tenha conhecimento da informação relativa ao ato ou fato relevante; (viii) quem quer que tenha conhecimento de informação referente a ato ou fato relevante, sabendo que se trata de informação ainda não divulgada ao mercado, em especial àqueles que tenham relação comercial, profissional ou de confiança com a CPFL Energia, tais como auditores independentes, analistas de mercado, consultores e peritos; (ix) administradores que se afastarem da administração da CPFL Energia antes da divulgação pública de negócio ou fato iniciado durante seu período de gestão.

De acordo com esta política interna para divulgação de ato ou fato relevante, considera-se relevante qualquer decisão de acionista controlador, deliberação da assembleia geral ou dos órgãos de administração da CPFL Energia ou de suas sociedades direta ou indiretamente controladas, ou qualquer outro ato ou fato de caráter político-administrativo, técnico, negocial ou econômico-financeiro ocorrido ou relacionado aos seus negócios que possa influir de modo ponderável:

- (i) na cotação dos valores mobiliários de emissão da CPFL Energia ou a eles referenciados;
- (ii) na decisão dos investidores de comprar, vender ou manter aqueles valores mobiliários;
- (iii) na decisão dos investidores de exercer quaisquer direitos inerentes à condição de titular de valores mobiliários emitidos pela CPFL Energia ou a eles referenciados.

Como exemplos de atos ou fatos potencialmente relevantes, podem ser citados (i) a assinatura de acordo ou contrato de transferência do controle acionário da companhia, ainda que sob condição suspensiva ou resolutiva; (ii) mudança no controle da companhia, inclusive através de celebração, alteração ou rescisão de Acordo de Acionistas; (iii) celebração, alteração ou rescisão de acordo de acionistas em que a companhia seja parte ou interveniente, ou que tenha sido averbado no livro próprio da companhia; (iv) incorporação, fusão ou cisão envolvendo a Companhia ou empresas ligadas; entre outros.

Cumprido ao Diretor de Relações com Investidores (DRI) da CPFL Energia enviar à CVM, por meio de sistema eletrônico disponível na página da CVM na rede mundial de computadores, e à B3, qualquer ato ou fato relevante ocorrido ou relacionado aos negócios da CPFL ENERGIA, bem como zelar por sua ampla e imediata disseminação, simultaneamente em todos os mercados em que tais valores mobiliários sejam admitidos à negociação.

Os acionistas controladores, diretores estatutários, membros do conselho de administração, do conselho fiscal e de quaisquer órgãos com funções técnicas ou consultivas, criados por disposição estatutária, que tenham firmado o termo de adesão à esta política, deverão comunicar expressamente, por escrito, qualquer ato ou fato relevante de que tenham conhecimento ao DRI, que promoverá sua divulgação.

De acordo com a política interna da Companhia, também cumpre ao DRI fazer com que a divulgação de ato ou fato relevante preceda ou seja feita simultaneamente à veiculação da informação ao mercado

21.2 - Descrição da política de divulgação de ato ou fato relevante e dos procedimentos relativos à manutenção de sigilo sobre informações relevantes não divulgadas

por qualquer meio de comunicação, inclusive informação à imprensa, ou em reuniões de entidades de classe, investidores, analistas ou com público selecionado, no país ou no exterior.

A divulgação deverá se dar por meio de, no mínimo, um dos canais de comunicação: (i) jornais de grande circulação utilizados habitualmente pela CPFL Energia ou (ii) pelo menos um portal de notícias com página na rede mundial de computadores, que disponibilize, em seção disponível para acesso gratuito, a informação em sua integralidade. A divulgação de ato ou fato relevante realizada na forma prevista no item (i) anterior pode ser feita de forma resumida, com indicação dos endereços na rede mundial de computadores onde a informação completa deve estar disponível a todos os investidores, em teor idêntico àquele remetido à CVM. A divulgação e a comunicação de ato ou fato relevante, inclusive da informação resumida referida anteriormente, devem ser feitas de modo claro e preciso, em linguagem acessível ao público investidor.

A divulgação de ato ou fato relevante deverá ocorrer, sempre que possível, antes do início ou após o encerramento dos negócios na B3.

A política interna da Companhia prevê a hipótese de que atos ou fatos relevantes podem, excepcionalmente, deixar de ser divulgados se os acionistas controladores ou os administradores entenderem que sua revelação porá em risco interesse legítimo da Companhia. Neste sentido, cumpre aos acionistas controladores, diretores estatutários, membros do conselho de administração, do conselho fiscal e de quaisquer órgãos com funções técnicas ou consultivas, criados por disposição estatutária, e empregados ou colaboradores da Companhia, guardar sigilo das informações relativas a ato ou fato relevante às quais tenham acesso privilegiado em razão do cargo ou posição que ocupam, até sua divulgação ao mercado, bem como zelar para que subordinados e terceiros de sua confiança também o façam, respondendo solidariamente com estes na hipótese de descumprimento.

Na hipótese de a informação mantida sob sigilo escapar ao controle ou se ocorrer oscilação atípica na cotação, preço ou quantidade negociados dos valores mobiliários da Companhia ou a eles referenciados, os administradores deverão, diretamente ou através do DRI, divulgar imediatamente ao mercado tal ato ou fato relevante.

Antes da divulgação ao mercado de ato ou fato relevante ocorrido nos negócios da Companhia, é vedada a negociação com valores mobiliários de sua emissão pelas pessoas às quais a Política de Divulgação de Ato ou Fato Relevante se aplica. Esta mesma vedação se aplica (i) se existir a intenção de promover incorporação, cisão total ou parcial, fusão, transformação ou reorganização societária; e (ii) em relação aos acionistas controladores, diretos ou indiretos, diretores e membros do conselho de administração, sempre que estiver em curso a aquisição ou a alienação de ações de emissão da CPFL Energia pela própria CPFL Energia, suas controladas, coligadas ou outra sociedade sob controle comum, ou se houver sido outorgada opção ou mandato para o mesmo fim. Também é vedada a negociação por estas pessoas no período de 15 (quinze) dias que anteceder a divulgação das informações trimestrais e anuais da Companhia.

A não observância da política interna de divulgação poderá configurar transgressão às disposições previstas na Instrução CVM nº 358/2002 e na Lei nº 6.385/76, podendo sujeitar o infrator às penas de: (i) advertência; (ii) suspensão do exercício do cargo; e (iii) inabilitação temporária até o máximo de 20 anos, para o exercício do cargo.

A Política de Divulgação de Ato ou Fato Relevante da Companhia pode ser consultada no site <https://cpfl.riweb.com.br/>.

21.3 - Administradores Responsáveis Pela Implementação, Manutenção, Avaliação E Fiscalização da Política de Divulgação de Informações

21.3 Informar os administradores responsáveis pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações.

O Diretor de Relações com Investidores, função esta que é exercida pelo Diretor Vice-presidente Financeiro, é o responsável pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da Política de Divulgação de Ato ou Fato Relevante.

Complementarmente, a Companhia possui um Comitê de Divulgação de Informações Públicas, que é um órgão consultivo interno, de caráter não permanente. O Comitê foi criado em 17 de dezembro de 2004 (com a aprovação em Reunião de Diretoria da Companhia), tendo sua primeira reunião ocorrido em 21 de dezembro de 2004. O objetivo do Comitê é garantir o cumprimento dos procedimentos para a divulgação de informações públicas e os controles internos dos processos de divulgação e de elaboração das informações a serem disponibilizadas pela Companhia às Bolsas de Valores nas quais as ações da Companhia estejam listadas.

O Comitê de Divulgação é composto pelo Diretor Presidente, pelos Diretores Vice-presidentes, pelos Diretores não estatutários, pelos Assessores da Diretoria Executiva e Gerentes de Departamento indicados pelo Presidente do Comitê, que exercem seus cargos por prazo indeterminado.

O Comitê de Divulgação tem um Presidente, um Vice-Presidente e um Secretário-Geral eleitos pelo voto da maioria de seus integrantes na primeira reunião que ocorrer após a sua constituição.

O Presidente do Comitê será substituído, nos seus impedimentos temporários, pelo Vice-Presidente ou, na falta deste, por outro Membro do Comitê por ele indicado e, não havendo indicação, por escolha dos demais Membros do Comitê.

No caso de vaga do cargo de Presidente, assumirá o Vice-Presidente, que permanecerá no cargo até que o Comitê eleja seu substituto.

21.4 - Outras Informações Relevantes

21.4 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Não há outras informações sobre políticas de divulgação que não tenham sido abrangidas anteriormente.