

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	5

3. Informações Financ. Seleccionadas

3.1 - Informações Financeiras	6
3.2 - Medições Não Contábeis	7
3.3 - Eventos Subsequentes às Últimas Demonstrações Financeiras	9
3.4 - Política de Destinação Dos Resultados	10
3.5 - Distribuição de Dividendos E Retenção de Lucro Líquido	13
3.6 - Declaração de Dividendos À Conta de Lucros Retidos ou Reservas	14
3.7 - Nível de Endividamento	15
3.8 - Obrigações	16
3.9 - Outras Informações Relevantes	17

4. Fatores de Risco

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco	19
4.2 - Descrição Dos Principais Riscos de Mercado	39
4.3 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Não Sigilosos E Relevantes	44
4.4 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Não Sigilosos Cujas Partes Contrárias Sejam Administradores, Ex-administradores, Controladores, Ex-controladores ou Investidores	62
4.5 - Processos Sigilosos Relevantes	63
4.6 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Repetitivos ou Conexos, Não Sigilosos E Relevantes em Conjunto	64
4.7 - Outras Contingências Relevantes	66
4.8 - Regras do País de Origem e do País em Que os Valores Mobiliários Estão Custodiados	67

Índice

5. Gerenciamento de Riscos E Controles Internos

5.1 - Política de Gerenciamento de Riscos	68
5.2 - Política de Gerenciamento de Riscos de Mercado	72
5.3 - Descrição Dos Controles Internos	75
5.4 - Programa de Integridade	76
5.5 - Alterações significativas	80
5.6 - Outras inf. relev. - Gerenciamento de riscos e controles internos	81

6. Histórico do Emissor

6.1 / 6.2 / 6.4 - Constituição do Emissor, Prazo de Duração E Data de Registro na Cvm	82
6.3 - Breve Histórico	83
6.5 - Informações de Pedido de Falência Fundado em Valor Relevante ou de Recuperação Judicial ou Extrajudicial	87
6.6 - Outras Informações Relevantes	88

7. Atividades do Emissor

7.1 - Descrição Das Principais Atividades do Emissor E Suas Controladas	89
7.1.a - Informações específicas de sociedades de economia mista	100
7.2 - Informações Sobre Segmentos Operacionais	101
7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais	102
7.4 - Clientes Responsáveis Por Mais de 10% da Receita Líquida Total	104
7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades	105
7.6 - Receitas Relevantes Provenientes do Exterior	106
7.7 - Efeitos da Regulação Estrangeira Nas Atividades	107
7.8 - Políticas Socioambientais	108
7.9 - Outras Informações Relevantes	110

8. Negócios Extraordinários

8.1 - Negócios Extraordinários	127
8.2 - Alterações Significativas na Forma de Condução Dos Negócios do Emissor	128
8.3 - Contratos Relevantes Celebrados Pelo Emissor E Suas Controladas Não Diretamente Relacionados Com Suas Atividades Operacionais	129

Índice

8.4 - Outras Inf. Relev. - Negócios Extraord.	130
9. Ativos Relevantes	
9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes - Outros	131
9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.a - Ativos Imobilizados	132
9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis	133
9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.c - Participações em Sociedades	134
9.2 - Outras Informações Relevantes	135
10. Comentários Dos Diretores	
10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais	136
10.2 - Resultado Operacional E Financeiro	168
10.3 - Eventos Com Efeitos Relevantes, Ocorridos E Esperados, Nas Demonstrações Financeiras	177
10.4 - Mudanças Significativas Nas Práticas Contábeis - Ressalvas e Ênfases no Parecer do Auditor	178
10.5 - Políticas Contábeis Críticas	181
10.6 - Itens Relevantes Não Evidenciados Nas Demonstrações Financeiras	182
10.7 - Comentários Sobre Itens Não Evidenciados Nas Demonstrações Financeiras	183
10.8 - Plano de Negócios	184
10.9 - Outros Fatores Com Influência Relevante	186
11. Projeções	
11.1 - Projeções Divulgadas E Premissas	187
11.2 - Acompanhamento E Alterações Das Projeções Divulgadas	188
12. Assembléia E Administração	
12.1 - Descrição da Estrutura Administrativa	189
12.2 - Regras, Políticas E Práticas Relativas às Assembleias Gerais	192
12.3 - Regras, Políticas E Práticas Relativas ao Conselho de Administração	193
12.4 - Descrição da Cláusula Compromissória Para Resolução de Conflitos Por Meio de Arbitragem	194
12.5/6 - Composição E Experiência Profissional da Administração E do Conselho Fiscal	195
12.7/8 - Composição Dos Comitês	199

Índice

12.9 - Existência de Relação Conjugal, União Estável ou Parentesco Até O 2º Grau Relacionadas A Administradores do Emissor, Controladas E Controladores	200
12.10 - Relações de Subordinação, Prestação de Serviço ou Controle Entre Administradores E Controladas, Controladores E Outros	201
12.11 - Acordos, Inclusive Apólices de Seguros, Para Pagamento ou Reembolso de Despesas Suportadas Pelos Administradores	202
12.12 - Outras informações relevantes	203

13. Remuneração Dos Administradores

13.1 - Descrição da Política ou Prática de Remuneração, Inclusive da Diretoria Não Estatutária	204
13.2 - Remuneração Total do Conselho de Administração, Diretoria Estatutária E Conselho Fiscal	205
13.3 - Remuneração Variável do Conselho de Administração, Diretoria Estatutária E Conselho Fiscal	209
13.4 - Plano de Remuneração Baseado em Ações do Conselho de Administração E Diretoria Estatutária	210
13.5 - Remuneração Baseada em Ações	211
13.6 - Opções em Aberto	212
13.7 - Opções Exercidas E Ações Entregues	213
13.8 - Precificação Das Ações/opções	214
13.9 - Participações Detidas Por Órgão	215
13.10 - Informações Sobre Planos de Previdência Conferidos Aos Membros do Conselho de Administração E Aos Diretores Estatutários	216
13.11 - Remuneração Individual Máxima, Mínima E Média do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária E do Conselho Fiscal	217
13.12 - Mecanismos de Remuneração ou Indenização Para os Administradores em Caso de Destituição do Cargo ou de Aposentadoria	218
13.13 - Percentual na Remuneração Total Detido Por Administradores E Membros do Conselho Fiscal Que Sejam Partes Relacionadas Aos Controladores	219
13.14 - Remuneração de Administradores E Membros do Conselho Fiscal, Agrupados Por Órgão, Recebida Por Qualquer Razão Que Não A Função Que Ocupam	220
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	221
13.16 - Outras Informações Relevantes	223

14. Recursos Humanos

14.1 - Descrição Dos Recursos Humanos	225
14.2 - Alterações Relevantes - Recursos Humanos	226
14.3 - Descrição da Política de Remuneração Dos Empregados	227

Índice

14.4 - Descrição Das Relações Entre O Emissor E Sindicatos	228
14.5 - Outras Informações Relevantes - Recursos Humanos	229
15. Controle E Grupo Econômico	
15.1 / 15.2 - Posição Acionária	230
15.3 - Distribuição de Capital	239
15.4 - Organograma Dos Acionistas E do Grupo Econômico	240
15.5 - Acordo de Acionistas Arquivado na Sede do Emissor ou do Qual O Controlador Seja Parte	243
15.6 - Alterações Relevantes Nas Participações Dos Membros do Grupo de Controle E Administradores do Emissor	244
15.7 - Principais Operações Societárias	245
15.8 - Outras Informações Relevantes - Controle E Grupo Econômico	249
16. Transações Partes Relacionadas	
16.1 - Descrição Das Regras, Políticas E Práticas do Emissor Quanto À Realização de Transações Com Partes Relacionadas	250
16.2 - Informações Sobre as Transações Com Partes Relacionadas	251
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	276
16.4 - Outras Informações Relevantes - Transações Com Partes Relacionadas	278
17. Capital Social	
17.1 - Informações Sobre O Capital Social	279
17.2 - Aumentos do Capital Social	280
17.3 - Informações Sobre Desdobramentos, Grupamentos E Bonificações de Ações	281
17.4 - Informações Sobre Reduções do Capital Social	282
17.5 - Outras Informações Relevantes	283
18. Valores Mobiliários	
18.2 - Descrição de Eventuais Regras Estatutárias Que Limitem O Direito de Voto de Acionistas Significativos ou Que os Obriguem A Realizar Oferta Pública	284
18.3 - Descrição de Exceções E Cláusulas Suspensivas Relativas A Direitos Patrimoniais ou Políticos Previstos no Estatuto	285
18.4 - Volume de Negociações E Maiores E Menores Cotações Dos Valores Mobiliários Negociados	286

Índice

18.5 - Outros Valores Mobiliários Emitidos no Brasil	287
18.5.a - Número de Titulares de Valores Mobiliários	292
18.6 - Mercados Brasileiros em Que Valores Mobiliários São Admitidos À Negociação	293
18.7 - Informação Sobre Classe E Espécie de Valor Mobiliário Admitida À Negociação em Mercados Estrangeiros	294
18.8 - Títulos Emitidos no Exterior	295
18.9 - Ofertas Públicas de Distribuição	296
18.10 - Destinação de Recursos de Ofertas Públicas	297
18.11 - Ofertas Públicas de Aquisição	299
18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários	300
19. Planos de Recompra/tesouraria	
19.1 - Informações Sobre Planos de Recompra de Ações do Emissor	321
19.2 - Movimentação Dos Valores Mobiliários Mantidos em Tesouraria	322
19.3 - Outras Inf. Relev. - Recompra/tesouraria	323
20. Política de Negociação	
20.1 - Informações Sobre A Política de Negociação de Valores Mobiliários	324
20.2 - Outras Informações Relevantes	325
21. Política de Divulgação	
21.1 - Descrição Das Normas, Regimentos ou Procedimentos Internos Relativos À Divulgação de Informações	327
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	328
21.3 - Administradores Responsáveis Pela Implementação, Manutenção, Avaliação E Fiscalização da Política de Divulgação de Informações	329
21.4 - Outras Informações Relevantes	330

1.0 - Identificação dos responsáveis

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário

Marco Antonio Villela de Abreu

Cargo do responsável

Diretor Presidente

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário

Yuehui Pan

Cargo do responsável

Diretor de Relações com Investidores

1.1 – Declaração do Diretor Presidente

1. Identificação das pessoas responsáveis pelo conteúdo do formulário

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

MARCO ANTONIO VILLELA DE ABREU, brasileiro, casado, engenheiro eletricitista, portador da cédula de identidade RG nº 16202938X, expedido pela SSP/SP, inscrito no CPF/MF sob o nº 061.482.368-42, com escritório localizado na Rua São Borja, 2801, Fazenda São Borja CEP 93032-525, São Leopoldo Estado do Rio Grande do Sul, Brasil na qualidade de Diretor Presidente da RGE Sul Distribuidora de Energia S.A ("Companhia" ou "RGE Sul") 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 e dos valores mobiliários por ela emitidos.

/s/ Marco Antonio Villela de Abreu

Marco Antonio Villela de Abreu
Diretor Presidente

1.2 - Declaração do Diretor de Relações Com Investidores

1.1 Declaração individual do Diretor de Relações com Investidores devidamente assinada, atestando que (a) reviu o formulário de referência; (b) todas as informações contidas no formulário atendem ao disposto na Instrução CVM nº 480, em especial aos arts. 14 a 19; e (c) o conjunto de informações nele contido é um retrato verdadeiro, preciso e completo da situação econômico-financeira da Companhia e dos riscos inerentes às suas atividades 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 13087-397, Campinas, Estado de São Paulo, Brasil na qualidade de Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("Companhia" ou "RGE Sul") 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 e dos valores mobiliários por ela emitidos.

/s/Yuehui Pan

Yuehui Pan
Diretor Financeiro e de
Relações com Investidores

2.1/2.2 - Identificação E Remuneração Dos Auditores

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	02/04/2018
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 para os exercícios findos em 31/12/2017, 31/12/2018, 31/12/2019. 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\$728 mil referentes à auditoria societária, regulatória e de controles internos Sox para o exercício findo em 31/12/2019, e R\$ 149 mil para outros serviços prestados.
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	01/01/2018	253.206.858-23	Av. Coronel Silva Telles, 977, 10º andar-Edifício D, 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 da controladora CPFL Energia para opinar ao Conselho de Administração da Companhia sobre a contratação, substituição e remuneração dos auditores independentes, assim como para manifestar-se sobre a contratação de auditores independentes para a prestação de outros serviços que não tenham sido objeto de pré-aprovação pelo Conselho de Administração da CPFL Energia; e **(ii)** a competência do Conselho de Administração da CPFL Energia para deliberar ao Conselho de Administração da Companhia sobre seleção ou destituição dos auditores externos da Companhia.

A KPMG Auditores Independentes (KPMG) foi contratada pela RGE Sul 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 Nº 381/03") informamos que a KPMG prestou, em 2019, 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 2019, 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
Asseguração de informações para o BNDES	24/06/2019	3 meses
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

Contratamos um total de R\$ 149 mil referentes aos serviços descritos acima, o que equivale a 20,5% 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 2019 da RGE Sul. A contratação dos auditores independentes, conforme Estatuto Social, é recomendada pelo Conselho Fiscal da controladora CPFL Energia e compete ao Conselho de Administração deliberar sobre a seleção ou destituição dos auditores independentes.

Conforme previsto pela Instrução CVM 381/03, a KPMG declarou à Administração que, em razão do escopo e dos processos executados, as prestações 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 (31/12/2019)

Exercício social (31/12/2018)

Exercício social (31/12/2017)

3.2 - Medições Não Contábeis

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\$ 1.356,870, R\$ 541,746, e R\$ 174.715 nos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2019, 2018 e 2017 respectivamente.

O Endividamento Total representa a soma das dívidas financeiras da Companhia (empréstimos e financiamentos, debêntures), e apresentou o valor total, foram R\$ 3.841.790, R\$ 3.853.104 e R\$ 1.374.330 em 31 de dezembro de 2019, 2018 e 2017 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, foram R\$ 3.644.300, R\$ 3.761.319 e R\$ 1.374.330 em 31 de dezembro de 2019, 2018 e 2017 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\$ 3.569.977, R\$ 3.516.246, R\$ 1.195.087 em 31 de dezembro de 2019, 2018 e 2017 respectivamente.

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

	2019	2018	2017
Lucro/(Prejuízo) líquido contábil	623.996	300.379	(25.222)
(+/-) Impostos de renda e contribuição social	259.638	(69.988)	(54.009)
Resultado financeiro	108.863	113.136	106.863
Amortização	364.373	198.219	147.083
EBITDA	<u>1.356.870</u>	<u>541.746</u>	<u>174.715</u>

	2019	2018	2017
Empréstimos, financiamentos e encargos (circulante e não circulante)	2.445.003	2.401.039	51.101
Debêntures e encargos (circulante e não circulante)	1.396.788	1.452.065	1.323.229
Endividamento Total	<u>3.841.791</u>	<u>3.853.104</u>	<u>1.374.330</u>
Derivativos	(197.490)	(91.785)	-
Endividamento bruto	<u>3.644.300</u>	<u>3.761.319</u>	<u>1.374.330</u>
Caixa, Equivalentes de Caixa e Investimentos de curto prazo	(74.323)	(245.073)	(179.243)
Endividamento líquido	<u>3.569.977</u>	<u>3.516.246</u>	<u>1.195.087</u>

(c) Explicar o motivo pelo qual entende que tal medição é mais apropriada para a correta

3.2 - Medições Não Contábeis

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 e da amortização. O EBITDA fornece uma medida gerencial útil do desempenho da Companhia e a definição de EBITDA utilizada 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 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 e 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.

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

3.4 - Política de Destinação Dos Resultados

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

	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2017
(a) Regras sobre retenção de lucros	<p>De acordo com a Lei das Sociedades por Ações e com o Estatuto Social da Companhia, o lucro líquido do exercício terá obrigatoriamente a seguinte destinação:</p> <p>(a) 5% (cinco por cento) para a formação da reserva legal, até atingir 20% (vinte por cento) do capital social subscrito;</p> <p>(b) Pagamento de dividendo obrigatório;</p> <p>(c) O lucro remanescente, ressalvada deliberação em contrário da Assembleia Geral, será destinado à formação de reserva de reforço de capital de giro, cujo total não poderá exceder o valor do capital social subscrito.</p> <p>A Lei das Sociedades por Ações estabelece que a Assembleia Geral poderá, por proposta do Conselho de Administração, deliberar reter parcela do lucro líquido do exercício prevista em orçamento de capital por ela previamente aprovado.</p> <p>Em caso de prejuízo, as reservas constituídas poderão ser utilizadas para absorver o prejuízo remanescente, sendo a reserva legal, a última a ser absorvida.</p>	<p>De acordo com a Lei das Sociedades por Ações e com o Estatuto Social da Companhia, o lucro líquido do exercício terá obrigatoriamente a seguinte destinação:</p> <p>(d) 5% (cinco por cento) para a formação da reserva legal, até atingir 20% (vinte por cento) do capital social subscrito;</p> <p>(e) 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 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 nº das Sociedades por Ações, e considerando o atual cenário econômico adverso, a</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 da reserva de ajuste do ativo financeiro da concessão, com o ganho ou perda da variação da expectativa de fluxo de caixa do ativo financeiro da concessão.</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>

3.4 - Política de Destinação Dos Resultados

	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2017
		Companhia constituiu Reserva Estatutária – Reforço de Capital de Giro.	
a.1) Valores das Retenções \ Reversões de Lucros	Em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 06 de abril de 2020, foi aprovada a seguinte destinação de lucro líquido para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019 no valor de R\$ 31.199.811,48 por meio de reserva legal.	Em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 29 de abril de 2019, foi aprovada a seguinte destinação de lucro líquido para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018 no valor de R\$ 392.565.282,93 por meio de reserva estatutária – reforço de capital de giro. E R\$ 15.018.925,18 por meio de reserva legal.	Em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 27 de abril de 2018, foi aprovada a absorção de prejuízos do exercício findo em 31 de dezembro de 2017 no valor de R\$ 25.222.286,18 por meio de reversão da parcela de reserva de lucros.
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 legislação ou regulamentação especial aplicável ao emissor, assim como contratos, decisões judiciais, administrativas ou arbitrais	A Companhia está sujeita a restrições de distribuição de dividendos em função de alguns empréstimos, mais especificamente empréstimos obtidos junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico Social - BNDES. A regra geral versa que a Companhia pode distribuir dividendos se atendidas (i) integralmente as obrigações restritivas estabelecidas no contrato; e (ii) à manutenção de determinados índices financeiros em parâmetros pré-estabelecidos apurados anualmente. Exemplos destes parâmetros podem ser: endividamento financeiro líquido dividido pelo EBITDA e endividamento financeiro líquido dividido pela soma do endividamento financeiro líquido e o patrimônio líquido, entre outros. Além disso, a Lei das Sociedades por Ações permite que a Companhia, 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 informe aos acionistas sobre a		

3.4 - Política de Destinação Dos Resultados

	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2017
	incompatibilidade de tal distribuição com a situação financeira da Companhia. Nesta hipótese, os acionistas da Companhia poderão não receber dividendos ou juros sobre o capital próprio.		
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	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.		

3.5 - Distribuição de Dividendos E Retenção de Lucro Líquido

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

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

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.

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

3.7 - 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
31/12/2019	5.877.206.000,00	Índice de Endividamento	1,48766675	

3.8 - Obrigações

Exercício social (31/12/2019)							
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
Financiamento	Garantia Real		122.397.000,00	257.262.000,00	193.530.000,00	241.305.000,00	814.494.000,00
Financiamento	Quirografárias		4.776.000,00	3.179.000,00	0,00	0,00	7.955.000,00
Títulos de dívida	Quirografárias		16.393.000,00	249.032.000,00	1.006.502.000,00	124.861.000,00	1.396.788.000,00
Empréstimo	Quirografárias		115.681.000,00	1.506.872.000,00	0,00	0,00	1.622.553.000,00
Total			259.247.000,00	2.016.345.000,00	1.200.032.000,00	366.166.000,00	3.841.790.000,00
Observação							

3.9 - Outras Informações Relevantes

3.9. Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

Exclusão do ICMS da base de cálculo de PIS e COFINS

A Companhia é parte em processo judicial em andamento envolvendo o governo federal brasileiro com o objetivo de (i) excluir o ICMS (imposto sobre distribuição de bens e serviços) da base tributável das contribuições sociais do PIS e COFINS (devidos por eles com base nas receitas auferidas) e (ii) restituir os valores do PIS e COFINS anteriormente pagos. Com base no parecer de advogados externos, a Companhia entende que os valores a serem recebidos como créditos de PIS e COFINS teriam que ser reembolsados aos consumidores assim que a Receita Federal do Brasil aprovar tais créditos tributários como compensação a pagar aos Consumidores Finais afetados. Com nossos advogados externos, continuamos a analisar o período de tempo relevante aplicável ao cálculo dos reembolsos desses créditos de PIS e COFINS a Consumidores Finais, que podem ser de três, cinco ou dez anos. Atualmente, ainda é possível que o valor total desses créditos de PIS e COFINS precise ser reembolsado aos nossos Consumidores Finais.

Além disso, devido às sentenças subjetivas, incertezas inerentes das estimativas, e como essas estimativas são baseadas em várias premissas, que estão sujeitas a incertezas e contingências significativas que estão além do nosso controle, não há garantia de que essas estimativas ou as conclusões daí derivadas serão realizadas. Os valores finais dos créditos tributários, se houver, dependerão da existência da documentação necessária ou de outras evidências que confirmem os valores relevantes dos pagamentos em excesso de PIS e COFINS.

Os valores de nossos créditos tributários recuperáveis reais de PIS e COFINS podem ser significativamente inferiores às estimativas descritas na tabela abaixo. Sob nenhuma circunstância as estimativas estabelecidas neste instrumento devem ser consideradas uma declaração, garantia ou previsão de que alcançaremos ou provavelmente alcançaremos um resultado futuro específico e, portanto, você não deve confiar indevidamente nessas estimativas. Não pode haver garantia de que nossos resultados ou estimativas futuras não variem significativamente daqueles aqui estabelecidos. Veja o "Item 4.1 Informações principais - Fatores de Risco - Alterações na legislação tributária brasileira, nos incentivos e benefícios fiscais ou nas diversas interpretações da legislação tributária ou da jurisprudência podem afetar negativamente nossos resultados operacionais".

Empresa	Tipo	Data ajuizamento ação	Potencial benefício ("Dedução de receita operacional – PIS e COFINS") – R\$ milhares	Potencial Restituição para Consumidores ("Outras Contas a Pagar – Consumidores") R\$ milhares	Valor potencial de PIS e COFINS pagos em excesso ("Impostos a Recuperar") – R\$ milhares
RGE	Distribuição	08/03/2017	-	677.808	677.808
RGE Sul	Distribuição	29/06/2007	366.957	1.144.594	1.511.552
Totais			366.957	1.822.402	2.189.360

Não esperamos atualizar ou revisar essas estimativas para refletir as circunstâncias existentes após a data deste relatório anual. Estas estimativas não constituem uma garantia de que poderemos nos beneficiar dos créditos tributários de PIS e COFINS descritos na tabela acima.

Informações complementares ao item 3.8

3.9 - Outras Informações Relevantes

- i. Financiamentos com garantia quirográfica, referem-se essencialmente aos montantes apresentados como mensuradas ao custo Pré-fixadas, Empréstimos – Linhas de crédito – FINAME, na nota explicativa nº 15 das Demonstrações Financeiras da Companhia para o exercício findo em 31 de dezembro de 2019;
- ii. Financiamentos com garantia real referem-se essencialmente a montantes apresentados como Mensuradas ao Custo, linhas de crédito de FINEM, FINAME, FINEP, Eletrobrás, e custos com captação, na nota explicativa nº 15 das Demonstrações Financeiras da Companhia para o exercício findo em 31 de dezembro de 2019;
- iii. Empréstimos com garantia quirográfica, referem-se aos demais contratos de empréstimos em moeda estrangeira, bem como os valores de marcação a mercado, apresentados na nota explicativa nº 15 das Demonstrações Financeiras da Companhia para o exercício findo em 31 de dezembro de 2019;
- iv. Título de dívidas com garantia quirográfica, referem-se essencialmente aos montantes apresentados como Debêntures na nota explicativa nº 16 das Demonstrações Financeiras da Companhia para o exercício findo em 31 de dezembro de 2019.

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:

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.

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

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

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

(a) ao emissor;

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

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 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.

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

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

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 apólices de seguros específicas para ciberataques e nossas atuais apólices podem não ser adequadas para nos ressarcir pelas perdas causadas por quaisquer violações de segurança, e podemos não conseguir um reembolso integral, ou qualquer reembolso, nos termos de tais apólices. Nós não podemos garantir que as proteções que possuímos para os sistemas de tecnologia operacional e de tecnologia da informação 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 e marco civil poderia ter um efeito prejudicial no nosso negócio, condição financeira ou resultados operacionais.

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

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

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

de aplicações e se estende a pessoas físicas e entidades públicas e privadas, independentemente do país onde estão sediadas ou onde os dados são hospedados, desde que (i) o processamento de dados ocorra no Brasil; (ii) a atividade de processamento de dados destina-se a oferecer ou fornecer bens ou serviços ou processar dados de indivíduos localizados no Brasil; ou (iii) os titulares dos dados estejam localizados no Brasil no momento em que seus dados pessoais são coletados. A LGPD será aplicada independentemente da indústria ou negócio ao lidar com dados pessoais e não está restrito a atividades de processamento de dados realizadas através de mídia digital e/ou na internet.

A LGPD traz profundas mudanças na regulamentação do tratamento de dados pessoais no Brasil, com um conjunto de regras a serem observadas em atividades como coleta, processamento, armazenamento, uso, transferência, compartilhamento e eliminação de informações sobre pessoas físicas identificadas ou identificáveis no Brasil, inclusive no que diz respeito aos dados pessoais dos nossos clientes, fornecedores e funcionários. A LGPD estabelece, entre outras coisas, princípios, requisitos e deveres impostos aos controladores de dados e aos processadores de dados, uma série de direitos dos titulares de dados pessoais, as bases legais aplicáveis ao tratamento de dados pessoais, exigências para se obter o consentimento dos titulares de dados, obrigações e exigências relativos a incidentes de segurança, obrigações relacionadas à transferência internacional de dados pessoais, obrigação de nomear um responsável pela proteção de dados, práticas de governança corporativa e regime de responsabilidade civil e penalidades em caso de violação das disposições. A MP 869/2019 trouxe ainda a autorização para criação da Autoridade Nacional de Proteção de Dados, que terá poderes e responsabilidades análogas às autoridades europeias de proteção de dados, será responsável por (i) investigar, compreendendo o poder de emitir normas e procedimentos, deliberar sobre a interpretação da LGPD e solicitar informações de controladores e processadores; (ii) execução, nos casos de descumprimento da lei, por meio de processo administrativo; e (iii) educação, com a responsabilidade de disseminar informações e fomentar o conhecimento da LGPD e medidas de segurança, promovendo padrões de serviços e produtos que facilitem o controle de dados e elaborando estudos sobre práticas nacionais e internacionais para a proteção de dados pessoais e privacidade, entre outros.

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

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

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, 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 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.

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

A Lei nº 12.846, de 1º de agosto de 2013, conforme alterada (“Lei Anticorrupção”) introduziu o conceito de responsabilidade objetiva para pessoas jurídicas envolvidas em atos lesivos à administração pública, sujeitando o infrator a penalidades cíveis e administrativas. Semelhante à *Foreign Corrupt Practice Act* dos Estados Unidos da América (“Estados Unidos”), a Lei Anticorrupção considera sanções administrativas a serem aplicadas em consequência de um ato lesivo à administração pública. 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 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.

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

A Companhia e seus administradores são ou podem vir a ser réus em processos judiciais, administrativos e arbitrais de natureza cível, criminal, tributária, trabalhista, regulatória e ambiental, cujos resultados não se podem garantir que lhe serão favoráveis. As provisões constituídas podem ser insuficientes para fazer frente ao custo total decorrente dos processos. Adicionalmente, a Companhia e seus administradores podem estar sujeitos a contingências por outros motivos que a obriguem a despendar valores significativos, que afetem a condução regular dos seus negócios ou, ainda, resultem na suspensão ou inabilitação dos seus administradores para o exercício de seus cargos. Decisões contrárias aos interesses da Companhia e de seus administradores poderão causar um efeito adverso em sua reputação, negócios, condição financeira e resultados operacionais.

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

Desastres naturais, como incêndios ou inundações, o surto de uma epidemia ou pandemia generalizada de saúde, como a pandemia de COVID-19 ou outros eventos, como guerras, atos de terrorismo, eventos políticos, acidentes ambientais, falta de energia ou interrupções na comunicação pode prejudicar significativamente nossos negócios. A ocorrência de um desastre ou evento similar pode afetar significativamente nossos negócios e operações. Esses eventos também podem nos levar a fechar temporariamente nossas instalações operacionais, o que prejudicaria gravemente nossas operações e

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

prejudicaria seriamente nossos negócios, situação financeira e resultados operacionais. Além disso, nossas vendas líquidas podem ser significativamente reduzidas na medida em que um desastre natural, epidemia ou pandemia de saúde, ou outro evento importante prejudique a economia do Brasil ou de outras jurisdições em que operamos. Nossas operações também podem ser gravemente interrompidas se nossos consumidores, prestadores de serviços ou outros participantes forem afetados por desastres naturais, epidemias ou pandemias generalizadas de saúde, pandemias ou outros eventos importantes.

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

Aumentos no número de pacientes infectados no Brasil afetaram adversamente a economia brasileira e mundial, bem como os mercados financeiros. Novos aumentos no número de pacientes infectados no Brasil ou a determinação de políticas públicas com o intuito de combater ou restringir a disseminação do vírus podem fazer com que esses impactos sejam mais graves e afetem de forma mais aguda a economia brasileira e os mercados financeiros, consequentemente afetando de forma adversa nossa condição financeira, resultados operacionais e o preço de negociação de nossas ações ordinárias. Por exemplo, residentes brasileiros, incluindo nossos funcionários, que estão com suspeita de terem contraído uma doença transmissível como a COVID-19, estão sujeitos a quarentena. A sociedade brasileira como um todo está sujeita a níveis mais severos ou mais brandos de quarentenas, de forma que o comércio e indústria têm diminuído suas atividades e operações. Comercialmente, isso pode afetar adversamente nossas receitas e nosso lucro operacional. Contamos com terceiros para fornecer equipamentos utilizados em nossas instalações, bem como para conduzir parte de nossas operações, e a falha de um ou mais fornecedores poderá afetar nossas atividades, a condição financeira e os resultados das operações de maneira adversa. Qualquer surto adicional poderia restringir as atividades econômicas em geral nas regiões afetadas no Brasil, resultando em volume de negócios reduzido, fechamento temporário das instalações de nossas ou de outras empresas ou, de outra forma, interromper nossas operações comerciais.

Embora atualmente seja esperado que qualquer interrupção causada seja temporária, há incerteza quanto à duração ou magnitude dessas interrupções, a possibilidade de qualquer intervenção do governo ou outras medidas, ou a possibilidade de outros efeitos econômicos no mercado de ações, taxas de câmbio e outros. Além disso, a pandemia da COVID-19 já interrompeu os padrões de consumo e comércio, cadeias de suprimentos e processos de produção em escala global. O quanto as consequências da pandemia da COVID-19 afetarão nossos resultados, incluindo os de nossos consumidores, dependerá de desenvolvimentos futuros altamente incertos e que não possam ser previstos, como qualquer nova informação que possa surgir sobre a gravidade do coronavírus, o potencial de disseminação para outras regiões e as ações para conter o coronavírus ou tratar seu impacto, entre outras.

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.

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

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 nosso contrato de concessão.

Em qualquer uma das circunstâncias, se houver diferenças significativas entre as nossas necessidades previstas e a demanda real de energia, nossos resultados das operações podem ser afetados negativamente. Desde agosto de 2017, o Decreto nº 9,143/17 permite que as companhias de distribuição negociem o excedente de energia com Consumidores Livres e outros agentes do Mercado Livre (geradoras, comercializadoras e autoprodutoras). Para obter mais informações sobre riscos relacionados a desastres naturais ou pandemias, vide item "A ocorrência de um desastre natural, epidemia generalizada de saúde, pandemia ou outros surtos pode prejudicar significativamente nossos negócios, situação financeira e resultados operacionais. Além disso, a disseminação de doenças transmissíveis em escala global, como a pandemia de COVID-19, pode afetar o sentimento de investimento, causar interrupções e resultar em volatilidade esporádica nos mercados globais. Consequentemente, a economia e as perspectivas brasileiras podem ser afetadas e, consequentemente, nossos negócios, condição financeira e preço de negociação de nossas ações ordinárias podem ser adversamente afetados" deste Formulário de Referência.

A ANEEL está revisando o regulamento 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

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

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

Nossas tarifas são determinadas de acordo com contrato de concessão celebrado 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.

Nosso contrato 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 distribuição.

Ademais, a ANEEL costuma realizar a revisão tarifária periódica a cada quatro anos. 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 pleiteadas por nós. 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 RGE Sul, em abril de 2018 e para a RGE em junho de 2018, resultando em ajustes médios de 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.

Nosso negócio 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 nº 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

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

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 do nosso contrato de concessão, o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento de nossa concessão, 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 do nosso contrato de concessão. Dependendo da gravidade do descumprimento, as penalidades poderiam incluir:

- multa por inadimplemento, limitada a, no máximo, 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão, ou, caso a concessão em questão não esteja operacional, a, no máximo, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento;
- embargos às atividades de construção;
- restrições à operação das instalações e equipamentos existentes;
- obrigações de aportes adicionais pelos acionistas controladores da concessionária;
- 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.

O governo brasileiro pode ainda, extinguir a nossa concessão por meio de desapropriação, caso entenda haver motivos de interesse público. Além disso, podemos ser parte em ações judiciais que eventualmente resultem em restrições para a contratação com o poder público, o que poderia nos afetar financeiramente e em aspectos reputacionais.

Não podemos garantir que não seremos penalizados pela ANEEL por eventuais descumprimentos de nosso contrato de concessão ou que nossa concessão não será revogada no futuro.

A indenização a que temos direito na ocorrência de eventual rescisão ou revogação antecipada de nossa concessão pode não ser suficiente para recuperarmos o valor integral de certos ativos. Além disso, caso o nosso contrato de concessão 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 nossa concessão, a nossa situação financeira, os nossos resultados operacionais e nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais poderão sofrer um efeito adverso 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

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

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.

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

Em 31 de dezembro de 2019, tínhamos um endividamento total de R\$ 3.644 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 outros propósitos, sujeitos às restrições aplicáveis aos nossos financiamentos atuais. Caso incorramos em endividamentos adicionais, os riscos relacionados ao nosso endividamento podem aumentar.

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

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

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

A nossa geração de caixa decorrente de nossas operações poderá não ser suficiente para pagar o valor de principal, juros e outros valores devidos relacionados a suas dívidas atuais e futuras e, nesse caso, nós poderemos não conseguir tomar empréstimos, vender ativos ou de outra forma levantar recursos em condições aceitáveis ou até mesmo de fazê-lo para refinaranciar sua dívida tão logo vencida ou se torne devida. Caso nós incorrermos em dívidas adicionais, os riscos relacionados às nossas dívidas, incluindo a nossa inadimplência com relação aos prazos de nossas dívidas, poderão aumentar.

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

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.

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

A construção, ampliação e operação de instalações e equipamentos destinados à 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;
- 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 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 de nosso negócio poderão ser afetados de forma adversa.

Nossa capacidade de concluir o 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

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

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.

Nosso programa de investimento está descrito no item 10.8 deste Formulário de Referência.

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, a Companhia poderá ser responsabilizada por perdas e danos causados a terceiros em decorrência de interrupções ou distúrbios no sistema de 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 em nossos resultados, bem como em nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

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

Os interesses de nossos controladores podem conflitar com os interesses dos demais titulares de valores mobiliários da emissão da Companhia.

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

A State Grid poderá tomar medidas que podem ser contrárias aos interesses dos demais acionistas da CPFL Energia, podendo impedir outros acionistas, de bloquear essas medidas. Em particular, nosso acionista controlador indireto controla as decisões das nossas assembleias e pode eleger a maioria dos membros do Conselho de Administração da Controladora.

O nosso acionista controlador indireto pode dirigir as ações em áreas como estratégia de negócios, financeira, distribuição, aquisição e alienação de ativos ou negócios. As decisões do nosso acionista controlador indireto quanto a estes assuntos podem divergir das expectativas ou preferências dos acionistas não controladores da nossa controladora CPFL Energia, inclusive detentores de suas *American Depositary Shares* ("ADSs"). Para maiores informações sobre a aquisição da State Grid, vide "Item 15.7

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

deste formulário.

(c) a seus acionistas;

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

(d) a suas controladas e coligadas;

Não aplicável em função da Companhia não possuir empresas controladas ou coligadas.

(e) a seus fornecedores;

O risco associado aos fornecedores, principalmente com relação à Usina Hidroelétrica de Itaipu, principal fornecedor da Companhia, está informado 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 nosso negócio e resultados operacionais" deste Formulário de Referência.

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

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

A incapacidade ou indisposição desses terceiros em prestar os serviços contratados pela Companhia com a qualidade prevista em contrato, bem como de suprir os materiais necessários para execução desses serviços, poderá: (i) provocar inadimplemento das suas obrigações regulatórias; (ii) colocar em risco a preservação de suas centrais geradoras e das redes de transmissão e distribuição de energia elétrica; e/ou (iii) reduzir temporariamente a disponibilidade/capacidade de geração de energia elétrica das suas centrais e de suas redes de transmissão e distribuição de energia elétrica. Conseqüentemente, a Companhia pode obter menor receita de vendas e ter uma possível exposição ao mercado de curto prazo, o que poderá causar um efeito adverso sobre os resultados e imagem da Companhia. Ademais, a rescisão desses contratos de fornecimento de materiais e dos serviços de construção ou operação e manutenção, ou a incapacidade de renová-los ou de negociar novos contratos com outros prestadores de serviço igualmente qualificados, tempestivamente e com preços similares, poderá causar um efeito adverso sobre os resultados da Companhia.

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 usados em nossas instalações e nos serviços de engenharia e, conseqüentemente, estamos sujeitos a aumentos de preços e falhas por parte de tais fornecedores e prestadores de serviços, como atrasos na entrega ou entrega de equipamentos danificados. Tais questões poderão afetar adversamente as atividades da Companhia e ter um impacto adverso em nossos resultados. Além disso, várias fontes de risco na cadeia de fornecimento, incluindo greves ou paralisações, perda ou dano aos nossos equipamentos ou a seus

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

componentes enquanto estiverem em trânsito ou armazenamento, desastres naturais ou a ocorrência de uma enfermidade ou doença contagiosa, como o surto de coronavírus, ou COVID-19, que a OMS designou como pandemia em março de 2020, poderiam limitar o fornecimento dos equipamentos usados em nossas instalações.

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.

Como terceirizamos parte de nossas operações, no caso de um ou mais prestadores de serviços suspenderem as atividades ou interromperem a prestação de serviços, nossas operações poderão ser afetadas de maneira adversa, o que pode ter um impacto prejudicial em nossos resultados e na condição financeira. Em particular, podemos ter uma escassez de alguns dos principais equipamentos usados em nossas atividades devido a interrupções causadas pela atual pandemia de COVID-19, principalmente na China, onde alguns desses equipamentos são fabricados. Quaisquer complicações operacionais contínuas causadas pela pandemia da COVID-19, incluindo período prolongado de viagem, fechamento de locais de trabalho, restrições comerciais e outras restrições similares poderão resultar em mais escassez ou interrupção do serviço. Qualquer escassez ou interrupção poderá afetar adversamente o desenvolvimento contínuo de nossas atividades, o que pode ter um impacto adverso relevante em nossos resultados operacionais e na posição financeira.

Além disso, no caso de um ou mais prestadores de serviços não cumprirem qualquer uma de suas obrigações trabalhistas ou previdenciárias, poderemos ser solidariamente responsáveis por essas obrigações. Isso poderá afetar nossos resultados operacionais de maneira adversa, bem como afetar negativamente nossa reputação em caso de pagamento futuro de multa ou indenização.

(f) a seus clientes;

O nível de inadimplência dos nossos consumidores poderia afetar adversamente o nosso negócio, resultados operacionais e/ou situação financeira.

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

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

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

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

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

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

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

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

O governo brasileiro exerceu e continua a exercer influência significativa na economia brasileira. Esses envolvimento, além das condições políticas e econômicas brasileiras, podem afetar adversamente nosso negócio.

O governo brasileiro interfere frequentemente na economia brasileira, implementando ocasionalmente mudanças significativas em suas políticas e regulamentações. As medidas tomadas pelo governo brasileiro para controlar a inflação e outras políticas e regulamentações frequentemente implicam aumentos nas taxas de juros, mudanças nas políticas fiscais, controles de preço, depreciações de moeda, controles de capital e limites às importações, entre outras medidas. Não temos controle e não podemos prever quais medidas ou políticas o governo federal poderá adotar no futuro. 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:

- expansão ou contração da economia brasileira, conforme medida pelas taxas de crescimento do PIB;

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

- 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
- outros desenvolvimentos políticos, sociais ou econômicos que venham a ocorrer no Brasil e o afetem.

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 Brasil, da volatilidade do mercado de capitais brasileiro e dos valores mobiliários emitidos no exterior por companhias brasileiras. A Standard & Poor's rebaixou a classificação do Brasil para abaixo de nível de investimento em 9 de setembro de 2015 e ainda rebaixou a classificação do Brasil de BB para BB- em 11 de janeiro de 2018, com perspectiva estável, ela reconfirmou sua posição em 9 de agosto de 2018 e, em 11 de dezembro 2019, com uma perspectiva positiva, reconfirmou sua posição em 6 de abril de 2020, com perspectiva estável; a Fitch Ratings rebaixou sua classificação do Brasil de BBB- para BB+ em 16 de dezembro de 2015, para BB 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 21 de maio de 2019 e em 14 de novembro de 2019; e a Moody's Investors Service rebaixou a classificação do 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 refletiram as condições econômicas desfavoráveis, eventos fiscais adversos e contínuos, assim como a maior 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, o nosso negócio e/ou os resultados de nossas operações.

Mais informações sobre os principais fatores de risco de mercado que afetam nosso negócio consulte item 4.2 deste Formulário de Referência.

(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 à ajustes tarifários, poderemos ser adversamente

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

afetados.

Adicionalmente, tanto a implementação da nossa estratégia de crescimento, como a condução do nosso negócio 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, criação de critérios mais rígidos para qualificação em leilões públicos de energia ou o atraso na revisão e implementação de novas tarifas anuais.

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

Não podemos assegurar a renovação da nossa concessão.

Conduzimos nossa atividade de distribuição nos termos de contrato de concessão firmados com o governo brasileiro. O alcance da duração da nossa concessão é de até 30 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 30 anos, dependendo da natureza da concessão, sem leilão, desde que a concessionária tenha alcançado determinados padrões mínimos financeiros, de desempenho e 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, ou Lei de Concessões, da Lei nº 9.074/95, do Decreto nº 7.805/12, da Lei nº 12.783/13 e do Decreto nº 8.461/15, Lei nº 13.360/16, Decreto nº 9.158/17, Decreto nº 9.187/17, bem como do contrato de concessão, com relação à renovação da concessão. Ressaltamos, ainda, que podemos estar sujeitos a novas regulamentações emitidas pelo governo brasileiro, que poderiam afetar retroativamente as normas sobre renovações de concessões.

A não renovação da nossa concessão, bem como a não renovação de nossos contratos de fornecimento de energia, poderia ter um efeito adverso relevante em nossa condição financeira, em nossos resultados operacionais e em nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

A 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, haverá consequências incertas quanto à validade da atual regulação e quanto ao desenvolvimento da estrutura regulatória. O resultado dos processos legais pode ter um impacto adverso em todo o setor energético, incluindo nos nossos negócios e nos resultados de nossas operações.

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

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

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.

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

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

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

A legislação federal impõe responsabilidade objetiva a todos aqueles que direta ou indiretamente causarem degradação ambiental e, portanto, o dever de reparar ou indenizar os danos causados ao meio ambiente e a terceiros afetados, independentemente de dolo ou culpa. A legislação federal também prevê a desconsideração da personalidade jurídica da empresa poluidora, atribuindo responsabilidade pessoal aos administradores e aos acionistas, para viabilizar o ressarcimento de prejuízos causados à qualidade do meio ambiente. Como consequência poderemos ser obrigados a arcar com o custo da reparação ambiental. O pagamento de indenizações ambientais substanciais ou despesas relevantes incorridas para custear a recuperação do meio ambiente poderá impedir, ou nos levar a retardar ou redirecionar planos de investimento em outras áreas, o que poderá afetar adversamente os negócios, a reputação, as operações, e a imagem da empresa.

As agências governamentais ou outras autoridades podem também editar novas regras mais rigorosas ou buscar interpretações mais restritivas das leis e regulamentos existentes, que podem obrigar as empresas do setor de energia elétrica, incluindo a Companhia, a gastar recursos adicionais na adequação ambiental, inclusive obtenção de licenças ambientais para instalações e equipamentos que não necessitavam anteriormente dessas licenças ambientais.

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

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

adimplir nossas obrigações contratuais.

Alterações na legislação tributária e contábil, incentivos e benefícios fiscais, diferentes interpretações das legislações fiscais ou jurisprudência podem prejudicar os nossos resultados operacionais.

As alterações nas leis tributárias brasileiras, nas interpretações das autoridades tributárias, na jurisprudência administrativa ou judicial e nas normas tributárias do Brasil podem resultar em um aumento da carga tributária sobre nossos resultados financeiros, o que pode reduzir bastante nossos lucros e fluxos de caixa operacionais. Somos parte em processo judicial que tratam da exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e COFINS pagos. Se formos bem-sucedidos em tal processo, esperamos obter um crédito tributário de parte dos valores de PIS e COFINS pagos em excesso, enquanto os valores restantes podem ter que ser devolvidos aos consumidores. Se as autoridades administrativas ou judiciais tiverem um entendimento diferente do nosso sobre o uso do crédito tributário, talvez tenhamos que devolver o valor total dos pagamentos excedentes aos consumidores, o que não dará origem aos benefícios que esperamos. Além disso, nosso resultado operacional e nossa condição financeira podem ser afetados negativamente se determinados incentivos fiscais não forem mantidos ou renovados. Talvez não consigamos cobrar impostos e taxas aplicáveis ou cumprir com as leis tributárias, o que poderá resultar em mais multas e apuração de tributos.

(i) aos países estrangeiros onde o emissor atue.

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

(j) a questões socioambientais.

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

Dependemos das condições hidrológicas prevalentes no Brasil. Em 2019, de acordo com os dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico ("ONS"), 70,5% (71,8% em 2018) da energia elétrica no Brasil foi fornecida por Usinas Hidroelétricas.

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.

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

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

seu consumo aos custos de energia. As receitas cobradas sob o sistema das bandeiras tarifárias são reembolsadas às companhias distribuidoras com base no seu custo de energia relativo ao período. Devido às condições hidrológicas desfavoráveis observadas de 2013 a 2015, bandeiras tarifárias vermelhas foram aplicadas durante o ano de 2015, desde a introdução deste sistema, em janeiro de 2015.

Em 2016, devido a uma melhora nas condições hidrológicas, bandeiras tarifárias verdes foram aplicadas na maioria dos meses do ano, porém o ano de 2017 foi marcado principalmente por bandeiras tarifárias amarela e vermelha. Em novembro de 2017, a ANEEL realizou uma audiência pública para revisar a metodologia das bandeiras tarifárias. De acordo com a nova metodologia, as bandeiras tarifárias vermelhas foram aplicadas em novembro e dezembro de 2017. Em 2018, as bandeiras verdes foram aplicadas de janeiro a abril e novamente em dezembro. As amarelas foram adotadas em maio e novembro, e as vermelhas foram aplicadas de junho a outubro. Em abril de 2018, a metodologia para calcular as tarifas adicionais ocasionadas pelas bandeiras foi revisada de modo a considerar a falta de geração de energia hidroelétrica (fator GSF). De junho a outubro de 2018, a bandeira de tarifas chegou ao seu nível mais alto, cobrando um adicional de R\$50,00 por MWh consumido devido às condições hidrológicas desfavoráveis e aos altos preços de mercado.

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

Este mecanismo pode ser insuficiente para cobrir os custos de fornecimento de energia termoelétrica e a exposição no mercado spot devido às condições hidrológicas desfavoráveis (fator GSF), e as distribuidoras ainda enfrentem o risco de descasamentos no fluxo de caixa no curto prazo.

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

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 o nosso negócio 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

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

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 Termoelétricas resultando, assim, em um menor suprimento de energia elétrica para o mercado brasileiro.

Caso ocorra a escassez de energia elétrica, com um menor suprimento de energia elétrica no mercado brasileiro, as nossas operações, os nossos resultados financeiros e nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais podem ser adversamente afetados.

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:

O negócio de distribuição de energia nos ambientes regulado e livre está sujeito ao risco de mercado associado a comercialização de energia:

Risco de sub/sobrecontratação:

A Companhia poderá 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 da Companhia ficar obrigada a adquirir energia ao valor do PLD na CCEE e não possuírem garantias de repasse integral na tarifa dos consumidores, a Companhia fica exposta a penalidades por insuficiência de lastro contratual.

Risco regulatório:

As tarifas de fornecimento de energia elétrica cobradas pela Companhia dos consumidores cativos são fixadas pela ANEEL, de acordo com a periodicidade prevista no contrato de concessão celebrado 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 pela Companhia.

Reajuste tarifário anual (RTA) / Revisão Tarifaria Periódica (RTP):

Em 11 de junho de 2019, por meio da Resolução Homologatória nº 2.557, a ANEEL reajustou as tarifas de energia elétrica da Companhia em 10,05%, sendo 0,05% relativos ao reajuste tarifário econômico e 10,00% referentes aos componentes financeiros externos ao reajuste tarifário, correspondendo a um efeito médio de 1,72% a ser percebido pelos consumidores da Companhia e 8,63% pelos consumidores da Companhia incorporada.

O impacto da Parcela A (Energia, Encargos de Transmissão e Encargos Setoriais) no reajuste foi de -2,16% e da Parcela B (Custos Operacionais, Remuneração e Depreciação) de 2,21%. As novas tarifas entraram em vigor em 19 de junho de 2019.

Caso o reajuste tarifário anual dos anos seguintes seja menor do que os esperados pela Companhia, suas operações e seus resultados financeiros podem ser adversamente afetados, assim como sua capacidade de adimplir com suas obrigações contratuais.

Revisão Tarifária Extraordinária (RTE):

Não ocorreram revisões extraordinárias no ano de 2019.

Risco de crédito:

O risco surge da possibilidade da Companhia vir 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 exercício de 2019 em 1% (R\$ 102,6

4.2 - Descrição Dos Principais Riscos de Mercado

milhões), da Receita Operacional Líquida.

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 vir 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 31 de dezembro de 2019, 57,8% do nosso endividamento bruto (exceto derivativos) estava denominado em Reais e atrelado a taxas do mercado financeiro brasileiro ou índices de inflação, ou, ainda, estavam sujeitos a taxas flutuantes de juros. Em 31 de dezembro de 2019, os 42,2% restantes do nosso endividamento bruto (exceto derivativos) estavam denominados em moeda estrangeira, predominantemente, dólares norte-americanos, (comparados a 42,5%, em 31 de dezembro de 2018), embora, em grande parte, vinculados a swaps cambiais que os convertiam em reais.

Adicionalmente, compramos energia da usina Hidroelétrica 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.

A variação dos índices de inflação, taxas flutuantes de juros e cotação do dólar norte-americano poderá afetar adversamente nossas condições financeiras, bem como nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

A exposição da Companhia em 31 de dezembro de 2019 era ativo em: (i) R\$ 2.967 milhões indexado ao IPCA e (ii) R\$ 306 mil indexados à SELIC. O risco da baixa da taxa de juros é parcialmente compensado pela posição de (iii) R\$ 2.715 milhões indexado ao CDI e (iv) R\$ 38 mil indexado ao TJLP.

Mais informações sobre o risco de flutuações de taxas de juros e a riscos cambiais, consulte o item 5.1 deste Formulário de Referência.

Risco Inflacionário:

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 2010 e abril de 2020 a taxa básica de juros no Brasil, ou SELIC, variou entre 14,25% por ano e 3,75% por ano.

Segundo o Índice Nacional de Preços ao Consumidor ("IPCA"), a taxa de inflação foi de 4,3%, 3,8% e 2,9%, em 2019, 2018 e 2017, respectivamente. Em março de 2020, a inflação acumulada no período de 12 meses imediatamente anterior foi de 3,304%. O Brasil pode passar por altos níveis de inflação no futuro e pressões inflacionárias podem levar o governo brasileiro a intervir na economia e introduzir políticas que possam afetar adversamente nossos negócios. No passado, as intervenções do governo brasileiro incluíram a manutenção de uma política monetária restritiva com altas taxas de juros que restringiam a disponibilidade de crédito e reduziam o crescimento econômico, causando volatilidade nas taxas de juros. A taxa SELIC oscilou de 13,75% em 31 de dezembro de 2016 para 4,5% em 31 de dezembro de 2019, conforme estabelecido pelo Conselho Monetário Nacional ("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

4.2 - Descrição Dos Principais Riscos de Mercado

negativamente e aumentar nosso endividamento.

Caso o Brasil enfrente inflação alta no futuro, talvez não possamos reajustar os preços que cobramos de nossos clientes para compensar os possíveis impactos da inflação sobre nossas despesas, inclusive salários. Isso levaria a uma diminuição do lucro do exercício, afetando-nos adversamente. As pressões inflacionárias também podem afetar adversamente nossa capacidade de acessar os mercados financeiros estrangeiros.

Risco de taxa de câmbio:

Esse risco decorre de a possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas e em restrições de caixa por conta de flutuações nas taxas de câmbio, aumentando os saldos de passivo denominados em moeda estrangeira. A exposição relativa à captação de recursos em moeda estrangeira está coberta por operações financeiras de swap. Adicionalmente a Companhia está exposta em suas atividades operacionais, à variação cambial na compra de energia elétrica de Itaipu. O mecanismo de compensação - CVA protege a Companhia de eventuais perdas econômicas. A exposição líquida da Companhia é ativa de R\$ 1.171 milhões sob risco de alta do dólar e R\$ 450 mil sob risco de alta do euro.

Durante a última década, o real sofreu variações frequentes e substanciais em relação ao dólar norte-americano e a outras moedas estrangeiras. A taxa de câmbio do real em relação ao dólar norte-americano foi de R\$ 3,307, em 31 de dezembro de 2017, de R\$ 3.874, em 31 de dezembro de 2018, e R\$ 4,030 em dezembro de 2019. Em 14 de maio de 2020, a taxa de câmbio era de R\$ 5,937 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. Em 31 de dezembro de 2019, o saldo da dívida contraída por nós em moeda estrangeira é de R\$ 1.621 milhões mensurados a valor justo, bem como o saldo das contas a pagar, em decorrência do fornecimento de energia de Itaipu, que é valorado em dólar norte americano, é de R\$ 72 mil. A depreciação do real em relação ao dólar norte-americano pode criar pressões inflacionárias no Brasil e provocar o aumento da taxa de juros, o que pode afetar negativamente o crescimento da economia brasileira como um todo e afetar nossa condição financeira e resultados operacionais, como também inibir o acesso aos mercados de capitais internacionais e levar o governo a intervir, inclusive com políticas governamentais de recessão. A depreciação do real em relação ao dólar norte-americano pode também levar à diminuição do consumo, pressões deflacionárias e reduzir o crescimento da economia como um todo. Por outro lado, a apreciação do real em relação ao dólar norte-americano e a outras moedas estrangeiras poderá conduzir à desvalorização de contas correntes brasileiras no exterior, bem como diminuir o crescimento impulsionado pelas exportações. Dependendo das circunstâncias, tanto a depreciação como a apreciação do real podem substancial e adversamente afetar o crescimento da economia brasileira e do nosso negócio, as nossas condições financeiras, os nossos resultados operacionais e a nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

Risco Político:

A recente instabilidade econômica no Brasil contribuiu com a queda de confiança do mercado na economia brasileira, bem como o ambiente político instável. Apesar da lenta recuperação econômica e ainda alta vulnerabilidade fiscal, muitas questões macroeconômicas fundamentais melhoraram em 2018

4.2 - Descrição Dos Principais Riscos de Mercado

–2019. 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, Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos – *U.S. Securities and Exchange Commission* (“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 Brasileiro 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. Ele foi preso pela primeira vez em março de 2019, tendo sido condenado por crimes de envolvimento de cartel, corrupção ativa e passiva, lavagem de dinheiro e fraude em leilão público. Ele foi solto e preso novamente quatro dias depois, em maio de 2019, e depois libertado novamente seis dias depois. Ele continua sob várias investigações sobre alegações de corrupção. Além disso, outro ex-presidente, Luiz Inácio Lula da Silva, foi sentenciado a 12 anos de prisão por corrupção e lavagem de dinheiro em abril de 2018 e começou a cumprir, mas foi solto em novembro de 2019, após uma decisão do Supremo Tribunal Federal. Lula ainda enfrenta acusações pendentes e pode retornar à prisão se for considerado culpado quando todos os recursos estiverem esgotados. Uma forte figura da oposição, o fato de Lula ter sido solto pode aprofundar ainda mais as tensões políticas no Brasil.

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 na execução de suas promessas de campanha ou na aprovação de certas reformas favoráveis, especialmente ao confrontar um congresso dividido. Além disso, durante a campanha presidencial, seu Ministro da Economia, Paulo Guedes, propôs a revogação da isenção do imposto de renda sobre o pagamento de dividendos, que foi recentemente reforçado em conjunto com referência à extinção de juros atribuíveis ao patrimônio líquido. Se tais medidas se tornassem lei, haveria um aumento em nossas despesas tributárias, o que poderia afetar nossa

4.2 - Descrição Dos Principais Riscos de Mercado

capacidade de pagar e receber dividendos ou juros atribuíveis ao patrimônio líquido. Qualquer reforma tributária futura também pode influenciar significativamente nossos negócios, caso seja proposta e implementada. 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 ações ordinárias.

Em novembro de 2019, o governo brasileiro aprovou uma reforma previdenciária após quase nove meses de negociações. As negociações e o atraso na aprovação da reforma previdenciária expuseram a crise política entre o Poder Executivo e o Congresso. Além disso, espera-se que o governo federal proponha os termos gerais de uma reforma fiscal para estimular a economia brasileira e reduzir o déficit orçamentário previsto para 2020 e anos seguintes, mas é incerto se o governo federal conseguirá reunir o apoio necessário no congresso para passar qualquer proposta de reformas. 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 2020 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. 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.

Risco de aceleração de dívidas:

A Companhia possui contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures, com cláusulas restritivas (*covenants*) normalmente aplicáveis a esses tipos de operações, 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, apurado 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 2019, a controladora CPFL Energia fechou a apuração do indicador de Dívida Líquida / EBITDA em 2,52.

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.

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 figura como parte, classificados como não sigilosos e que são relevantes para a Companhia, com a posição atualizada até 31 de dezembro de 2019. No processo de análise de relevância, a Companhia não se deteve somente nos potenciais efeitos econômicos e financeiros de uma decisão desfavorável, considerando, também, aqueles processos que poderiam influenciar a decisão do público investidor, como, por exemplo, os processos que podem afetar de forma significativa seu patrimônio, sua capacidade financeira ou dos seus negócios, bem como que possam gerar riscos de imagem inerentes a certas práticas da Companhia ou riscos jurídicos relacionados à discussão da validade de cláusulas estatutárias.

Apresentamos a seguir os detalhes dos processos em que somos parte, que não estão sob sigilo e que consideramos relevantes para o nosso negócio em 31 de dezembro de 2019.

PROCESSOS FISCAIS

1) IRPJ/CSLL

(Valores em R\$ mil)

Processo Fiscal nº 5012003-49.2012.404.7107 – IRPJ / CSLL	
(a) Juízo	5ª Vara Federal de Caxias do Sul
(b) Instância	2ª Instância (Judicial)
(c) Data de instauração	16/08/2012
(d) Partes no processo	RGE Sul x UNIÃO - Fazenda Nacional
(e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 556.691
(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. Foi realizada perícia judicial com resultado favorável à Cia. Foi proferida sentença que julgou parcialmente procedente o feito, exonerando o crédito apenas com relação a temática da depreciação de bens do ativo, sendo mantida as questões referentes a amortização do ágio e a conta CVA. Apresentamos Recurso de Apelação ao TRF4. A União Federal também apresentou Recurso de Apelação, contra o qual apresentamos Contrarrazões. Aguardamos julgamento dos recursos de Apelação.
(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 Companhia no valor de R\$ 556.691, que representa 7,0% de nossa Receita Líquida, sem maiores impactos nas nossas operações.

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

Processo nº 0059600-10.2016.4.01.3400	
(a) Juízo	22ª Vara Federal de Brasília/DF
(b) Instância	1ª Instância (judicial)
(c) Data de instauração	05/10/2016
(d) Partes no processo	RGE SUL X Receita Federal do Brasil
(e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 35.724
(f) Principais fatos	<p>Ação Ordinária objetivando a suspensão dos processos nºs 1020.722513/2011-14 e 11080.007274/2009-40, finalizados na esfera administrativa, até que haja uma decisão final nos autos da Execução Fiscal nº 5012003-49.2012.404.7107, onde discute-se o processo administrativo nº 11080.009008/2004-47, do qual decorrem os processos administrativos em pauta.</p> <p>Estes Processos Administrativos visam a cobrança dos valores de CSLL dos anos de 2004, 2006, 2007, decorrentes de suposta utilização indevida de saldo de prejuízo fiscal acumulado pela RGE devido à glosa de despesas de amortização de ágio, de excesso de depreciação de bens submetidos à reavaliação e de atualizações monetárias da conta de CVA. Foi deferida a antecipação da tutela. Atualmente, o processo aguarda início da perícia contábil que foi deferida.</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\$ 35.724, que representa cerca de 0,4% de nossa Receita Líquida.

(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\$ 136.199
(f) Principais fatos	<p>Execução Fiscal ajuizada para cobrança dos processos administrativos que estavam suspensos por meio da Ação Ordinária 5007595-05.2018.4.04.7107 (nº antigo 0043678-60.2015.4.01.3400), quais sejam nºs 11020.722512/2011-70 e 11080.007273/2009-03, finalizados na esfera administrativa.</p> <p>Estes processos administrativos visam a cobrança dos valores de IRPJ dos anos de 2004, 2006, 2007, decorrentes de suposta utilização indevida de saldo de prejuízo fiscal acumulado pela RGE devido à 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>

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

	Apresentamos manifestação na Execução Fiscal informando que os débitos estavam suspensos pela ação ordinária 5007595-05.2018.4.04.7107. Aguarda-se deliberação do juízo. Na ação ordinária, há decisão determinando que os débitos permaneçam suspensos até que haja decisão final nos autos da Execução Fiscal nº 5012003-49.2012.404.7107, onde discute-se o processo administrativo nº 11080.009008/2004-47, do qual decorrem estes processos administrativos em pauta. Atualmente, o processo permanece suspenso
(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\$ 136.199, que representa cerca de 1,7% de nossa Receita Líquida.

(Valores em R\$ mil)

Processo Fiscal nº 11020.721280/2013-02 – IRPJ / CSLL	
(a) Juízo	Conselho de Administração de Recursos Fiscais (CARF)
(b) Instância	2ª Instância (Administrativa)
(c) Data de instauração	09/05/2013
(d) Partes no processo	RGE Sul x Receita Federal
(e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 304.692
(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, após a análise do Recurso Especial da PGFN e das contrarrazões da RGE, foi dado provimento ao recurso especial, bem como retornar os autos ao colegiado de origem, para que este se pronuncie sobre (a) impossibilidade de inovação dos fundamentos do lançamento, (b) a nulidade da decisão da DRJ, diante de cerceamento do direito de defesa e (c) a ilegalidade da cobrança de juros sobre a multa. Agora aguardamos, novamente, julgamento dos Recursos Voluntário e de Ofício</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\$ 127.642 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\$ 177.050, relativos à tese da amortização do ágio gerado na aquisição da RGE pelo Grupo CPFL.

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

(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\$ 177.050, que representa 2.2% de nossa Receita Líquida, sem maiores impactos nas nossas operações.
---	---

(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\$ 92.252
(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 acarretaram a transferência de ágio à CPFL Serra, antiga Ipê Energia. Apresentada impugnação ao débito, a qual foi julgada improcedente. Ingressamos com Recurso Voluntário, o qual foi parcialmente provido, anulando a decisão da DRJ. Novo julgamento da DRJ, improcedente a Impugnação. Apresentamos novo Recurso Voluntário, o qual aguarda julgamento no CARF. A autuação possui o mesmo objeto do processo nº 11020.721280/2013-02, porém referente ao período de 2012 e 2013.
(g) Chance de perda	Possível (R\$ 68.989), contudo existe uma parcela que é remota (R\$ 23.263) 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\$ 92.252, que representa 1,2% de nossa Receita Líquida, sem maiores impactos nas nossas operações.

(Valores em R\$ mil)

Processo Fiscal n.º 11080.724398/2013-70– IRPJ, CSLL, PIS E COFINS – REFIS AES	
(a) Juízo	Receita Federal do Brasil
(b) Instância	1ª Instância (Administrativa)
(c) Data de instauração	24/04/2013
(d) Partes no processo	RGE x Receita Federal
(e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 15.720

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

(f) Principais fatos	O referido processo administrativo teve origem nos pedidos de revisão apresentados pela empresa com relação aos débitos incluídos em parcelamento. No âmbito do processo de revisão foi proferida a Intimação SECAT/DRF/POA 763/2017 que é objeto de discussão no Mandado de Segurança n. 5030970-90.2017.4.04.7100. Suspensa a exigibilidade do débito por força do Mandado de Segurança nº 5030970-90.2017.4.04.7100. Foi apresentado recurso em face da suspensão, aguarda-se julgamento no TRF4.
(g) Chance de perda	Possível
(h) Análise do impacto em caso de perda	Em caso de derrota, ocorreria desembolso de caixa e registro no resultado contábil da RGE no valor de R\$ 15.720, que representa cerca de 0,2% de nossa Receita Líquida.

2) PIS/COFINS*(Valores em R\$ mil)*

Auto de Infração PIS e COFINS nº 11080.723.733/2017-46	
(a) Juízo	Secretaria da Receita Federal do Brasil
(b) Instância	1ª
(c) Data de instauração	09/07/2017
(d) Partes no processo	Secretaria da Receita Federal do Brasil x RGE SUL Distribuidora de Energia S.A.
(e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 56.435
(f) Principais fatos	Em 14 de junho de 2017, a Companhia recebeu o Auto de Infração e Imposição de Multa (AIIM - Processo Administrativo Fiscal 11080.723.733/2017-46), no qual restou apurado, pela Receita Federal do Brasil, débito decorrente de alegados descontos indevidos de créditos da apuração de PIS/PASEP e COFINS relacionados a: (i) perdas não técnicas; (ii) serviços prestados por terceiros relacionados diretamente com a atividade fim da Companhia e (iii) tarifas relacionados a serviços de transmissão / distribuição de energia elétrica. A Companhia apresentou impugnação às pretensas infrações fiscais, instaurando-se o litígio administrativo fiscal em 13 de julho de 2017. A impugnação foi julgada parcialmente procedente. Após apresentação do Recurso Voluntário e Recurso de Ofício, proferido acórdão que manteve parcialmente o crédito tributário. Opostos Embargos de Declaração pela Companhia, os quais foram rejeitados. Na data de 27/09/2019 tomamos ciência da decisão, e definimos junto a AES a manutenção do escritório PNA para a esfera judicial. Com a manutenção parcial, os valores envolvidos foram reduzidos de 55MM para 6,8MM.
(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\$ 6.800, que representa 0,1 % da Receita Líquida da Companhia no exercício social findo em 31 de dezembro de 2019, sem maiores impactos nas operações da Companhia.

4.3 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Não Sigilosos E Relevantes**3) ICMS**

Processo nº 42238374 e 42238382	
(a) Juízo	Secretaria da Fazenda Estadual do RS
(b) Instância	3ª (administrativa)
(c) Data de instauração	Dezembro de 2018
(d) Partes no processo	Secretaria da Fazenda do Estado RS x RGE SUL Distribuidora de Energia S.A e Rio Grande Energia
(e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 442.244
(f) Principais fatos	O Fisco Estadual do Rio Grande do Sul lavrou 2 Autos de Infração contra a RGE e RGE Sul (antes do agrupamento) objetivando a cobrança do valor de ICMS sob a subvenção tarifária, de fevereiro/2013 a agosto/2018. Em 1ª Instância, as impugnações foram julgadas improcedentes, o que motivou a interposição de Recurso Voluntário. Em 2ª Instância, os recursos foram também julgados improcedentes. Peticionamos em ambos os casos, Pedidos de Esclarecimentos, os quais não foram acolhidos. Interpusemos então, Recurso Extraordinário ao TARF. O PA nº 42238382, aguarda julgamento, com pauta em 16/01/2019. Em relação ao PA 4.223.838-2, o Recurso Extraordinário foi julgado parcialmente procedente, somente para excluir os valores decaídos (jan a nov/2013), quanto ao mérito, a autuação foi mantida. Aguarda-se a prolação do Acórdão.
(g) Chance de perda	Possível
(h) Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda na esfera administrativa, ainda há possibilidade de discussão judicial. Em caso de perda na esfera judicial, ocorreria desembolso de caixa e registro no resultado contábil no valor de R\$ 442.244, que representa 5,5 % da Receita Líquida da Companhia no exercício social findo em 31 de dezembro de 2018, sem maiores impactos nas operações da Companhia.

PROCESSOS CÍVEIS**1) ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL***(Valores em R\$ mil)*

Processos nº 3709601-03.2005.8.21.0001	
(a) Juízo	7ª Vara da Fazenda Pública Foro Central de Porto Alegre – RS
(b) Instância	1ª Instância
(c) Data de instauração	22/02/2001
(d) Partes no processo	Estado do RS e CEEE x RGE Sul Distribuidora de Energia S.A e Rio Grande Energia entre outros.
(e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 415.484
(f) Principais fatos	Ação declaratória de improbidade administrativa ajuizada pelo Estado do RS e CEEE em 22.02.2001 discutindo o processo de reestruturação societária da CEEE para posterior privatização, figurando também como réus o Secretário Estadual de Minas e Energia, o Presidente da CEEE, o Diretor Financeiro da CEEE, o Diretor Administrativo da CCODEE (RGE) e NNDEE (RGE Sul) e os contadores que assinaram o laudo de avaliação.

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

	A discussão gira acerca de 3 pontos especificamente em relação à RGE e RGE Sul, quais sejam: 1) A avaliação e integralização do capital social dos ativos/passivos transferidos às novas empresas através de rubricas contábeis "conta corrente" (R\$ 26 MM para a RGE e R\$ 24 MM para a RGE SUL). 2) O pagamento de créditos das contas correntes através da transferência de imóveis à RGE Sul e RGE. 3) A Repartição das receitas dos clientes nas áreas de concessão das novas empresas criadas a partir de 12.08.1.997, sendo que a CEEE afirma prejuízo pois nesse período suportou todos os custos da operação sem ter direito a respectiva receita; Processo em fase de instrução e realização de perícia.
(g) Chance de perda	Remota
(h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil no valor de R\$ 415.484 que representa 5,2 % da Receita Líquida da Companhia no exercício social findo em 31 de dezembro de 2019, sem maiores impactos nas operações da Companhia.

(Valores em R\$ mil)

Indenizatórias Triunfo - 72 ações indenizatórias individuais e uma Ação Civil Pública CNJ nº 0003601-48.2008.8.21.0139	
(a) Juízo	Vara única de Triunfo
(b) Instância	1ª Instância
(c) Data de instauração	2008
(d) Partes no processo	Ministério Público x RGE Sul Distribuidora de Energia S.A
(e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$53.206
(f) Principais fatos	<p>Tratam-se de 72 ações indenizatórias em que os autores alegam que sofreram o danos materiais e morais por diversos tipos de doenças decorrentes supostamente de contato com água e solo contaminados na localidade próxima à antiga Fábrica de Postes, movidas contra a Companhia, a empresa AES Florestal Ltda. e a Companhia Estadual de Energia Elétrica – CEEE-D.</p> <p>Ainda, sobre o mesmo tema tramita na Comarca de Triunfo Ação Civil Pública proposta pelo MP sob o nº 0003601-48.2008.8.21.0139, buscando Recuperação de área degradada e indenização em valor a ser arbitrado judicialmente.</p> <p>As partes envolvidas são RGE Sul, AES Florestal, CEEE, representada por seu desmembramento CEEE-D. As ações individuais estão suspensas em razão da Ação Civil Pública. Atualmente, a Ação Civil Pública está em fase de instrução e realização de prova pericial, realizada por geólogo, para apuração da efetiva contaminação relatada pelo Ministério Público.</p>
(g) Chance de perda	Possível: sendo R\$ 41.366 das 72 ações individuais e R\$ 11.840 da Ação Civil Pública
(h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil no valor de R\$ 53.206 que representa 0,7 % da Receita Líquida da Companhia no exercício social findo em 31 de dezembro de 2019, sem maiores impactos nas operações da Companhia.

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

--	--

2) DEMANDA PRODUTORES RURAIS*(Valores em R\$ mil)*

Processo nº 0010554-54.2014.8.21.0030	
(a) Juízo	2ª Vara Cível da Comarca de São Borja
(b) Instância	1ª Instância
(c) Data de instauração	19/12/2014
(d) Partes no processo	Sindicato Rural de São Borja e Associação dos Arrozeiros de São Borja x RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.
(e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 42.886
(f) Principais fatos	Ação ajuizada em 2002 sob a alegação de que a AES Sul, antiga denominação social da Companhia, não observava a Resolução 456/2000 quanto à cobrança da Demanda Complementar dos Clientes Rurais da Cidade de São Borja. A ação foi julgada procedente em 1ª e 2ª instâncias, sendo o caso encerrado e arquivado em 2009, com a realização da respectiva devolução pela Companhia aos consumidores. Em 2014, os autores ingressaram com cumprimento de sentença alegando que a partir de 2011 a Companhia retornou a cobrar a Demanda Complementar de forma contrária à decisão judicial. Em 30/09/2016, a Companhia apresentou impugnação ao cumprimento de sentença, alegando que as cobranças consideradas ora indevidas pelos consumidores estão fundamentadas na alteração regulatória introduzida pela Resolução 414/2010. Portanto, a decisão proferida na ação judicial não alcança as cobranças realizadas sob a vigência da Resolução 414/2010, somente as realizadas na época da Resolução 456/2000. Em 05/08/2019 foi publicada sentença de procedência total da impugnação da RGE Sul. Em 30/10/2019 foi celebrado acordo com o Sindicato para estipular que nenhuma das partes recorreria da sentença, que foi totalmente favorável à RGE. Em 18/11/2019 foi proferido despacho homologando o acordo, nesse momento estamos aguardando a publicação da referida decisão para posterior levantamento da garantia apresentada nos autos e encerramento do processo.
(g) Chance de perda	Remoto
(h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil no valor de 42.886 que representa 0,5 % da Receita Líquida da Companhia no exercício social findo em 31 de dezembro de 2019, sem maiores impactos nas operações da Companhia.

3) AÇÕES RELACIONADAS À CONTRATOS*(Valores em R\$ mil)*

Processo nº 2078031-89.2010.8.21.0001	
(a) Juízo	12ª Vara Cível do Foro Central de Porto Alegre – RS
(b) Instância	1ª Instância
(c) Data de instauração	10/08/2010
(d) Partes no processo	Massa Falida de Transformadores São Miguel x RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.

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

(e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 19.829
(f) Principais fatos	Trata-se de ação por meio da qual se pretende a declaração de nulidade de cláusulas contratuais, ineficácia de ato e condenação ao pagamento de indenização a título de danos materiais. A questão posta à apreciação judicial diz respeito à remuneração dos serviços prestados ao preço de R\$ 18,00 a UPRA (Unidade Padrão de Rede Aérea), que posteriormente teria sido reduzido. A autora alega que houve vício de vontade, já que foi pressionada e coagida a assinar o adendo contratual que previa a redução da UPRA de R\$ 18,00 para R\$ 15,00, sob pena de perder o contrato e todos os consectários decorrentes de uma operação deste tamanho, a qual envolvia dezenas de pessoas. Também alega a autora que, nos quatro anos que durou o contrato, não houve nenhum reajuste inflacionário, muito embora a inflação no período tenha sido de 25,85 %, pelo que requer esta reposição inflacionária. Por tudo isso, a TSM pleiteia indenização. Fase atual: Processo em fase de instrução e realização de prova pericial contábil. Aguardamos entrega do laudo pelo Perito do juízo. Autos em carga com o Perito do Juízo desde 26/07/2019 para elaboração de parecer contábil.
(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\$ 19.829 que representa 0,2 % da Receita Líquida da Companhia no exercício social findo em 31 de dezembro de 2019, sem maiores impactos nas operações da Companhia.

(Valores em R\$ mil)

Processo nº 0088744-26.2011.8.21.0001	
(a) Juízo	12ª Vara Cível do Foro Central de Porto Alegre – RS
(b) Instância	1ª Instância
(c) Data de instauração	28/03/2011
(d) Partes no processo	Massa Falida de Transformadores São Miguel x RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.
(e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 18.837
(f) Principais fatos	Trata-se de ação por meio da qual se pretende a condenação ao pagamento de multa contratual e indenização a título de danos materiais. Aduz a autora ter sido coagida a assinar os aditivos contratuais que lhe acarretou trabalhar com déficit, acumulando dívidas. Em decorrência, a manutenção dos contratos restou extremamente desfavorável à autora, minorando seus lucros e a viabilidade econômica da relação, de modo que amargou pesados prejuízos, que, ao final e ao cabo, levaram-na a não mais ter condições de honrar os contratos firmados, pois seus custos não estavam sendo cobertos pela receita auferida. A autora busca igualmente a condenação da ré ao pagamento de lucros cessantes no percentual de 10% sobre o valor total do contrato, R\$ 28.650.000,00, corrigidos pelo INPC, mais juros de 1%, desde a data em que os pagamentos deveriam ter sido realizados. Em função destas mesmas razões, requer também a condenação da ré ao pagamento de R\$ 2.000.000,00 a título de multa contratual prevista na cláusula 13.5 do contrato, face à pretensa rescisão unilateral provocada pela RGE Sul. Por último, a autora requer a condenação da ré ao pagamento da diferença do serviço executado conforme os valores praticados como manutenção

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

	de troca de postes. Fase atual: Processo em fase de instrução e realização de prova pericial contábil. Aguardamos entrega do laudo pelo Perito do juízo. Autos em carga com o Perito do Juízo desde 26/07/2019 para elaboração de parecer contábil. Apenso ao processo CNJ nº 2078031-89.2010.8.21.0001
(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\$ 18.837 que representa 0,2% da Receita Líquida da Companhia no exercício social findo em 31 de dezembro de 2019, sem maiores impactos nas operações da Companhia.

(Valores em R\$ mil)

Ações TSM (Transformadores São Miguel Ltda.) - CNJ nº 0086538-39.2011.8.21.0001	
(a) Juízo	13ª Vara Cível do Foro Central de Porto Alegre – RS
(b) Instância	1ª Instância
(c) Data de instauração	28/03/2011
(d) Partes no processo	Massa Falida de Transformadores São Miguel x RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.
(e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 12.089
(f) Principais fatos	Trata-se de ação por meio da qual se pretende a condenação ao pagamento de multa contratual e indenização a título de danos materiais. Aduz a autora ter sido coagida a assinar os aditivos contratuais que lhe acarretou trabalhar com déficit, acumulando dívidas. Em decorrência, a manutenção dos contratos restou extremamente desfavorável à autora, minorando seus lucros e a viabilidade econômica da relação, de modo que amargou pesados prejuízos, que, ao final e ao cabo, levaram-na a não mais ter condições de honrar os contratos firmados, pois seus custos não estavam sendo cobertos pela receita auferida, devendo a ré ser condenada ao pagamento da quantia de R\$ 1.447.586,70 a título de indenização por perda da chance da autora cumprir com o contrato em sua integralidade. Em função destas mesmas razões, requer também a condenação da ré ao pagamento de R\$ 538.906,40 a título de multa contratual prevista na cláusula 13 de ambos os contratos, face à pretensa rescisão unilateral provocada pela RGE Sul. Fase atual: Processo em fase de instrução e realização de prova pericial contábil. Aguardamos entrega do laudo pelo Perito do juízo. Autos em carga com o Perito do Juízo desde 26/07/2019 para elaboração de parecer contábil. Apenso ao processo CNJ nº 2078031-89.2010.8.21.0001.
(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\$ 12.089 que representa 0,2 % da Receita Líquida da Companhia no exercício social findo em 31 de dezembro de 2019, sem maiores impactos nas operações da Companhia.

(Valores em R\$ mil)

BRASKEM – CNJ 0082640-47.2013.8.21.0001	
(a) Juízo	13ª Vara Cível do Foro Central de Porto Alegre – RS
(b) Instância	3ª Instância
(c) Data de instauração	26/03/2013

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

(d) Partes no processo	Braskem S.A x RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.
(e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 38.733
(f) Principais fatos	<p>Ação ajuizada pela Braskem requerendo repetição de indébito decorrente dos aumentos tarifários na época do congelamento de preços estipulada pelo governo federal (Plano Cruzado). Processo vencido em 1ª, 2ª e 3ª instâncias pela Braskem, sendo que pendem discussões, para a fase de cumprimento de sentença que deve ter início em breve, com relação aos seguintes pontos:</p> <p>1 – Necessidade de comprovação documental, pela Braskem, de que seria consumidora sujeita aos reajustes, nos termos das Portarias DNAEE.</p> <p>2 – Impossibilidade de apuração do quantum com livros contábeis, muito menos com extrato do empréstimo compulsório da Eletrobrás, devendo ser trazido ao processo comprovante de consumo de energia elétrica.</p> <p>3 – A Braskem é formada por uma série de empresas petroquímicas que foram, ao longo do tempo, sendo adquiridas. Em fase de liquidação de sentença, serão contrapostas as empresas que, individualmente, tenham repetido o indébito então contra a CEEE-D, para ao fim buscar demonstrar locupletamento ilícito.</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\$ 38.733 que representa 0,5 % da Receita Líquida da Companhia no exercício social findo em 31 de dezembro de 2019, sem maiores impactos nas operações da Companhia.

(Valores em R\$ mil)

Processo nº 1684151-92.2005.8.21.0001	
(a) Juízo	11ª Vara Cível do Foro Central de Porto Alegre
(b) Instância	3ª Instância
(c) Data de instauração	30/05/2003
(d) Partes no processo	Ronaldo Rodrigues x RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.
(e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 44.719
(f) Principais fatos	<p>Trata-se de ação ajuizada, em 2004, por ex colaborador da... Trata-se de ação ajuizada, em 2004, por ex colaborador da RGE, visando indenização por suposta titularidade de patente de invenção de equipamento de segurança para manutenção em linha viva, chamado de "trava quedas", bem como o pagamento de royalties. Em sede de contestação, a RGE alegou impossibilidade jurídica do pedido e a inexistência de propriedade de invenção. Antes de proferir sentença o juiz determinou a expedição de ofício ao INPI, para que apresente cópia integral do processo administrativo de patente. Em janeiro de 2017, o INPI, corroborou com os argumentos apresentados em sede de contestação pela RGE, no sentido de que o próprio autor não deu andamento no procedimento de registro de patente. Em fevereiro/2018 a ação foi julgada parcialmente procedente para condenar a RGE ao pagamento na proporção de 25% sobre o valor que a RGE deixou de despendar em razão da eventual diminuição de acidentes por queda no</p>

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

	período de julho de 2002 a junho de 2003. A RGE recorreu da sentença. Em Março/2019, o recurso da RGE foi provido para reformar a sentença e julgar os pedidos formulados pelo Autor improcedentes, sob entendimento de que (i) tanto a RGE como o Autor não são titulares de registro de patente de invenção, uma vez que o depósito do pedido de PI n.º 0202238-9 foi arquivado pelo INPI sem deferimento; (ii) a RGE não detém direito de exclusividade relativamente à exploração do produto objeto em litígio, razão pela qual o Autor está impedido de postular o pagamento de justa remuneração pela exploração do mecanismo; (iii) inexistem nos autos qualquer documento que revele que o Autor tenha realizado contrato com a RGE a fim de auferir valores em razão do mecanismo criado enquanto trabalhava na RGE. Em terceiro grau, não foram conhecidos os recursos do Autor. Em dezembro de 2019, a ação transitou favoravelmente à RGE.
(g) Chance de perda	Remoto
(h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil no valor de R\$ 44.719 que representa 0,6% da Receita Líquida da Companhia no exercício social findo em 31 de dezembro de 2019, sem maiores impactos nas operações da Companhia.

4) ALTERAÇÃO CONTABILIZAÇÃO 2002*(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\$ 240.213
(f) Principais fatos	Em 16 de maio de 2002, a ANEEL publicou o Despacho ANEEL nº 288, que introduziu alterações em certas regras de comercialização do então existente Mercado Atacadista de Energia – MAE. Tais alterações reconheciam a Companhia como devedora no mercado de curto prazo. A Companhia ajuizou ação anulatória em relação à tal Despacho, requerendo que as regras de exposição no MAE fossem mantidas, mantendo-se a sua contabilização e permitindo-se sua liquidação. Em 27/06/2012 foi proferida sentença que julgou improcedentes os pedidos da AES Sul, contra a qual interpôs Apelação, em 12/07/2012. Em sessão do dia 26/03/2014 foi dado provimento, por maioria, ao recurso de apelação da AES Sul para declarar a nulidade do Despacho nº 288/02 da ANEEL. Após a publicação da decisão, foram opostos Embargos de Declaração pelas partes envolvidas. Em 18/08/2015 os Embargos de Declaração foram julgados, sem alterar a decisão de apelação em seu mérito. Ainda, diante do voto vencido do Exmo. Desembargador Federal João Batista Moreira, foram interpostos embargos infringentes pela ANEEL, os quais estão conclusos desde 11/10/2019, quando retornaram da Procuradoria e aguardam julgamento. Status atual: Aguarda-se o julgamento dos embargos infringentes opostos pela ANEEL perante o TRF1. Em relação ao mesmo fato, há também o processo 0002231-

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

	15.2003.4.01.3400 que ataca as ilegalidades da forma de liquidação do mercado (Despacho 346). Desta sorte o objeto desta demanda (ilegalidade do procedimento) está contido no objeto geral do processo 0026447-59.2002.4.01.3400).
(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.

5) QUALIDADE NO SERVIÇO*(Valores em R\$ mil)*

Processo 0063241-27.2016.8.21.0001	
(a) Juízo	10ª Vara Cível do Foro Central de Porto Alegre
(b) Instância	3ª Instância
(c) Data de instauração	06/05/2016
(d) Partes no processo	Polo Indústria e Comércio S/A x RGE Sul Distribuidora de Energia S.A
(e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 36.084
(f) Principais fatos	<p>Ação ajuizada em 2016 sob a alegação de falhas na prestação do serviço de energia que teriam interrompido as operações fabris da autora, causando-lhe um prejuízo de R\$ 24.9 MM entre lucros cessantes e danos materiais.</p> <p>Em 28/09/2016, apresentada contestação arguindo preliminares de extinção da ação sem resolução de mérito em razão de convenção de arbitragem, inaplicabilidade do CDC, prescrição quanto aos períodos anteriores à maio de 2013 e inépcia da inicial quanto ao pedido de indenização por lucros cessantes. No mérito, sustentada a ausência de falha na prestação do serviço, a ocorrência de evento de força maior no dia 12/04/2016 por furto de cabos, a hipersensibilidade dos equipamentos da Polo, a ausência de comprovação dos danos e litigância de má-fé em razão da juntada de notas fiscais de compra de bens que nada se relacionam com eventual falha na prestação do serviço.</p> <p>Processo julgado extinto, em saneador, por conta da aceitação, pelo Juízo, da existência de cláusula arbitral afastadora da jurisdição. TRF4 negou provimento ao recurso de apelação interposto pela Autora. Em 03/04/2018 a Polo interpôs Recurso Especial, o qual foi admitido. Status Atual: Aguarda julgamento do Recurso Especial interposto pela Autora junto ao STJ. Processo concluso sob a Relatoria do Ministro Marco Aurélio Bellizze desde 08/11/2018.</p>
(g) Chance de perda	Remoto
(h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil no valor de R\$ 36.084, que representa 0,5% da Receita Líquida da Companhia no exercício social findo em 31 de dezembro de 2019, sem maiores impactos nas operações da Companhia.

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

Processo 0095046-37.2012.8.21.0001	
(a) Juízo	10ª Vara Cível do Foro Central de Porto Alegre
(b) Instância	3ª Instância
(c) Data de instauração	04/04/2012
(d) Partes no processo	Expresso Conventos x RGE Sul Distribuidora de Energia S.A
(e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 34.705
(f) Principais fatos	A Expresso Conventos ajuizou ação indenizatória por conta do não adiantamento dos valores atinentes ao vale-pedágio para o transporte de cargas, instituído nos termos da lei nº 10.209/2001, alegando: (i) que as partes mantiveram contrato de prestação de serviços de transportes de cargas no Rio Grande do Sul de fevereiro de 2007 a maio de 2011; (ii) que durante a contratualidade, não foram pagos os vales-pedágios previstos na Lei 10.209/01, o que se deu em face de coação; (iii) requer a condenação da RGE Sul ao pagamento da multa prevista no art. 8 da Lei 10.209/01. Apresentada contestação em 21/05/2012. Durante a instrução foram produzidas prova oral e pericial. Em 12/12/2014 a ação foi julgada improcedente em 1º grau. A Expresso Conventos apelou da sentença. Em 14/12/2016 o TJRS proveu parcialmente a apelação para condenar a RGE. Em 03/04/2017 ambas as partes apresentaram Recurso Especial, os quais foram admitidos pelo STJ. Atualmente, pendem de julgamento no STJ os Recursos Especiais interpostos pela autora e RGE Sul, contudo, usando a faculdade do art. 512 do NCPC, em 01/12/2017 a Expresso Conventos já deu início a fase de liquidação de sentença apresentando seus cálculos de liquidação, sobre a qual a RGE Sul apresentou impugnação. O processo foi encaminhado para a Perita contábil que apresentou cálculos. Fase atual: A liquidação da sentença está em fase pericial contábil. Junto ao STJ aguardamos a inclusão do Recurso Especial interposto pela RGE Sul ser incluído em pauta para julgamento.
(g) Chance de perda	Possível: 14.953 Remoto: 19.752
(h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil no valor de R\$ 34.705 que representa 0,4 % da Receita Líquida da Companhia no exercício social findo em 31 de dezembro de 2019, sem maiores impactos nas operações da Companhia.

PROCESSO REGULATÓRIO**1) ANEEL***(Valores em R\$ mil)*

Processo Regulatório nº 0007686-53.2006.4.01.3400	
(a) Juízo	22ª Vara Federal de Brasília/DF
(b) Instância	2ª instância (judicial)
(c) Data de instauração	03/03/2006
(d) Partes no processo	RGE x Agência Nacional de Energia Elétrica
(e) Valores, bens ou direitos	R\$ 30.378

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

envolvidos	
(f) Principais fatos	<p>Trata-se de ação ordinária visando a anulação das decisões administrativas proferidas no Auto de Infração nº 008/2002-SFF-ANEEL e nº 009/2002-SFF-ANEEL, em razão da violação da obrigação de anuência prévia ANEEL para a celebração de contrato financeiro e alteração societária executada pela RGE. A ação busca a aplicação de cláusula contratual relacionada à limitação de penalidade à 0,5% do faturamento.</p> <p>Em 22.02.2008, foi proferida sentença que julgou improcedentes os pleitos da RGE, fundamentalmente decidindo que (a) haveria competência legalmente estabelecida para submissão à análise prévia da ANEEL quanto a atos como os praticados pela RGE; (b) a análise prévia seria corolário da atuação da ANEEL como agente regulador e fiscalizador, sendo certo que, integrando a Administração Pública, seus atos presumem-se legítimos; (c) especificamente no setor elétrico, haveria a necessidade de se considerar a proteção do mercado consumidor, tarefa que também é cometida à ANEEL; e (d) os negócios realizados envolveriam riscos ao equilíbrio econômico-financeiro da RGE e, por extensão, ao cumprimento dos deveres relativos à concessão.</p> <p>Com relação às multas, sem tecer considerações mais aprofundadas, o MM. Juízo a quo não reconheceu sua aplicação em duplicidade ao simples fundamento de que decorreriam de operações diversas. Tampouco reconheceu que sua fixação se deu de maneira incompatível com os parâmetros aplicáveis à RGE, e nem afastou a incidência da taxa SELIC.</p> <p>Na mesma data, em 22.02.2008, foi proferida sentença que julgou extinta a medida cautelar, sem resolução de mérito, em decorrência do julgamento da ação ordinária. Opostos embargos de declaração, em 04.03.2008, foram rejeitados em 27.03.2008.</p> <p>Diante disto, a RGE interpôs o competente recurso de apelação, o qual foi distribuído, inicialmente, ao Desembargador Luciano Tolentino Amaral, em 12.02.2009, e, atualmente, está aguardando julgamento sob a relatoria do Desembargador Carlos Augusto Pires Brandão.</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\$ 30.378. Este fato causaria relevante impacto no resultado do exercício da Companhia, representando cerca de 0,4% de nossa Receita Líquida, porém sem comprometer suas operações futuras.

PROCESSO TRABALHISTA*(Valores em R\$ mil)*

Processo Trabalhista n.º 0020496-27.2019.5.04.0332	
(a) Juízo	2ª Vara do Trabalho de São Leopoldo
(b) Instância	1ª Instância (Instrução)
(c) Data de instauração	10/05/2019
(d) Partes no processo	SENERGISUL x RGE
(e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 22.970
(f) Principais fatos	O Sindicato-Autor alega que as atividades dos operadores do Centro de Operações Integrado se equiparam às dos teleatendentes/atendentes de

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

	telemarketing, que tem jornada expressamente fixada pelo Anexo II da NR-17 de 6h diárias e 36h semanais. Com base nestas alegações, pretende a condenação da empresa no pagamento de horas extras excedentes à jornada legal, bem como nos respectivos intervalos e adicional noturno.
(g) Chance de perda	Possível, considerando que o processo se encontra em fase de instrução.
(h) Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda, ocorreria desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada RGE, em valor ainda não estimável, além de impactos nas operações do COI, no que se refere à organização da jornada das equipes

(Valores em R\$ mil)

Ação Civil Pública nº 0020876-43.2015.5.04.0024	
a) Juízo	24ª Vara do Trabalho de Porto Alegre
b) Instância	3ª Instância (recursal)
c) Data de distribuição	03/07/2015
d) Partes no processo	Ministério Público do Trabalho x RGE
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 237.852
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 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.

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

	Uma nova lei de Reforma Trabalhista promulgada em 11 de novembro de 2017 agora permite as atividades de terceirização que deram origem ao pedido inicial. Em 26/11/2019 foi constituída provisão no valor de R\$ 1.000.000,00, correspondente à condenação no pagamento de indenização por dano moral, com fundamento em parecer elaborado por escritório externo.
g) Chance de perda	Provável de R\$ 1.010 Remoto de R\$ 236.842
h) Análise do impacto em caso de perda	Proibição da terceirização – primarização da totalidade da mão de obra envolvida na operação, especialmente nas atividades descritas, bem como pagamento de indenização e multa pela terceirização ilegal.

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

Em 31 de dezembro de 2019, o valor total provisionado referente aos processos descritos no item 4.3 classificados como perda provável era de R\$ 1.010.

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

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;
- b) Instância;
- c) Data da instauração;
- d) Partes do processo;
- e) Valores, bens ou direitos envolvidos;
- f) Principais fatos;
- g) Se a Chance de perda é:
 - (i) Provável;
 - (ii) Possível;
 - (iii) Remota
- h) Análise do impacto em caso de perda do processo

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

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

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

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.

Todos os processos relevantes foram divulgados nos itens anteriores.

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 figura 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 2019. No processo de análise de relevância, a Companhia não se deteve somente nos potenciais efeitos econômicos e financeiros de uma decisão desfavorável, considerando, também, aqueles processos que poderiam influenciar a decisão do público investidor, como, por exemplo, os processos que podem afetar de forma significativa seu patrimônio, sua capacidade financeira ou dos seus negócios, bem como que possam gerar riscos de imagem inerentes a certas práticas da Companhia ou riscos jurídicos relacionados à discussão da validade de cláusulas estatutárias.

Apresentamos a seguir os detalhes dos processos repetitivos ou conexos em que somos parte, que não estão sob sigilo e que, quando considerados em conjunto, são relevantes para o nosso negócio em 31 de dezembro de 2019.

Trabalhistas: Terceirizadas	
Valores envolvidos	R\$ 606.727
Práticas do emissor ou da Companhia que causou tal contingência	Terceirização.

Trabalhistas: Horas Extras	
Valores envolvidos	R\$ 313.320
Práticas do emissor ou da Companhia que causou tal contingência	Alegação de descumprimento de obrigações trabalhistas, tais quais pagamento de horas extras, supressão de intervalo intrajornada, sobreaviso, ou diferenças decorrentes de alegado pagamento incorreto.

Trabalhistas: Equiparação Salarial	
Valores envolvidos	R\$ 15.432
Práticas do emissor ou da Companhia que causou tal contingência	Equiparação salarial.

Trabalhistas: Acidentes	
Valores envolvidos	R\$ 48.404
Práticas do emissor ou da Companhia que causou tal contingência	Acidentes de trabalho.

Cíveis: Acidentes / Eletroplessão	
Valores envolvidos	R\$ 210.518
Práticas do emissor ou da	Danos materiais e morais em razão de acidentes de trabalho

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

Companhia que causou tal contingência	relacionados a energia elétrica.
---------------------------------------	----------------------------------

Cíveis: Ações Indenizatórias Individuais	
Valores, envolvidos	R\$ 53.205
Práticas do emissor ou da Companhia que causou tal contingência	Danos materiais e morais em decorrência de doenças decorrentes de contato com água e solo supostamente contaminados na localidade próxima à antiga Fábrica de Postes.

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

Natureza	Objeto	Provisão
Trabalhistas	Terceirizadas	R\$ 21.448
	Equiparação Salarial	R\$ 1.615
	Horas extras	R\$ 22.918
	Acidentes	R\$ 6.459
Cível	Acidentes / Eletroplessão	R\$ 22.644
	Total	R\$ 75.084

4.7 - Outras Contingências Relevantes

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

Todas as contingências relevantes foram abrangidas pelos itens anteriores.

4.8 - 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 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.

O processo de gestão de riscos da RGE Sul é coordenado por uma estrutura corporativa e está alinhado às diretrizes do Grupo CPFL.

A CPFL Energia possui uma Política de Gestão Corporativa de Riscos aprovada pelo seu Conselho de Administração em reunião realizada em julho de 2009, devidamente atualizada em 2015, 2016, 2017, 2018 e 2019 e encontra-se disponível no site da CPFL Energia em www.cpf.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 da CPFL Energia, bem como detalha o tratamento a ser dispensado e reportes necessários em caso de extrapolação das referências de risco. Além disso, aborda a estrutura de gerenciamento de riscos da Companhia, com definição de papéis e responsabilidades.

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

(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 do contrato de concessão;
- 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 inerentes à construção, ampliação e operação das instalações e equipamentos de 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;

5.1 - Política de Gerenciamento de Riscos

- Aumento das taxas de juros praticadas pelo mercado e riscos cambiais;
- Risco regulatório;
- Aumento de obrigações e investimentos em decorrência de novas regulamentações ambientais ou de saúde; e
- Efeitos adversos de condições hidrológicas desfavoráveis sobre os resultados operacionais.

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

(ii) os instrumentos utilizados para proteção

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

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 da CPFL Energia. 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 Interna, Riscos e *Compliance* e, posteriormente, são reportados ao Conselho de Administração da CPFL Energia.

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 são swaps de moeda ou taxas de juros sem nenhum componente de alavancagem, cláusula de margem, ajustes diários ou ajustes periódicos. Adicionalmente, a Companhia não realiza 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 Gestão de Riscos; (ii) o Conselho Fiscal, com funções de *Audit Committee*; (iii) a Diretoria Executiva; e (iv) a Gerência de Auditoria Interna, Riscos e *Compliance* e as áreas de negócio; com as seguintes atribuições, conforme abaixo.

Compete ao Conselho de Administração da CPFL Energia orientar a condução dos negócios, observando, dentre outros, o monitoramento dos riscos empresariais, exercido através do modelo de gerenciamento

5.1 - Política de Gerenciamento de Riscos

corporativo de risco adotado pela Companhia, deliberar sobre as metodologias de limite de risco recomendadas pela Diretoria Executiva da Companhia, além de conhecer as exposições e planos de mitigação apresentados em caso de eventual ultrapassagem desses limites. Adicionalmente, cabe ao Conselho de Administração da CPFL Energia, tomar conhecimento e acompanhar eventuais fragilidades de controles e/ou processos, assim como falhas de aderência regulatória relevantes acompanhando planos propostos pela Diretoria Executiva da CPFL Energia para saná-los.

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

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

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

Por fim, a Companhia esclarece que o gerenciamento de riscos do Grupo CPFL também é auxiliado pelos trabalhos de Comitês de Assessoramento, os quais estão instituídos no âmbito da administração da CPFL Energia.

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

Além do papel na melhoria da gestão de riscos do Grupo CPFL, a 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) auto avaliação 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

5.1 - Política de Gerenciamento de Riscos

nos controles internos; (v) discussão com os executivos do emissor e reporte ao Conselho Fiscal, Conselho de Administração e Comitês de Assessoramento, todos da CPFL Energia, e outros fóruns de governança do Grupo CPFL; (vi) gestão do sistema de avaliação dos controles internos (ferramenta tecnológica); e (vii) coordenação do processo de certificação ascendente, cujo procedimento de validação dos resultados dos controles internos sobre os relatórios financeiros, realizado de forma eletrônica, é iniciada pelos gestores concluindo-se pelo Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores e pelo Diretor Presidente da CPFL Energia.

Como a RGE Sul tem seu resultado consolidado na CPFL Energia, os resultados dos trabalhos desempenhados dão subsídio ao Diretor Presidente e ao Diretor Vice Presidente Financeiro e de Relações com Investidores da CPFL Energia 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*, ao qual emissor (CPFL Energia) está sujeito por ser uma empresa listada na NYSE (New York Stock Exchange) e pelo item 5.3 deste Formulário de Referência.

O Grupo CPFL conta ainda com a atuação da Gerência de Auditoria Interna, instituído no âmbito da administração da CPFL Energia, subordinada hierarquicamente ao Conselho de Administração da CPFL Energia, 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

As políticas de gerenciamento de riscos de mercado da Companhia são englobadas pela Política de Gestão Corporativa de Riscos do Grupo CPFL, a qual é observada e integralmente cumprida pela Companhia, conforme descrita no item 5.1 (a) deste Formulário de Referência.

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 2017, 2018 e 2019 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 da CPFL Energia, bem como detalha o tratamento a ser dispensado e reportes necessários em caso de extrapolação das referências de risco. Além disso, aborda a estrutura de gerenciamento de riscos da Companhia, com definição de papéis e responsabilidades.

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

A Companhia considera como mecanismos de proteção aos riscos descritos no item 4.2: (i) o monitoramento periódico das exposições frente aos limites aprovados pelo Conselho de Administração da CPFL Energia; (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 da CPFL Energia.

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 extrapolar os limites estabelecidos.

O monitoramento dos riscos de Mercado de Energia na CPFL (Sub/Sobrecontratação) 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. Riscos de Mercado de Energia de Sub/Sobrecontratação

A Companhia informa que as alterações nas previsões da demanda e nas expectativas de preços são regularmente monitoradas. A Companhia faz uso dos mecanismos regulatórios disponíveis para ajuste de contratos a fim de manter os níveis de contratação dentro dos limites regulatórios. Além disso, a Companhia acompanha eventuais alterações na regulação que possam, de alguma forma, impactar este risco.

2. Risco de Crédito

Para a Companhia, cujo mercado é pulverizado, a proteção ao risco de crédito é feita mediante

5.2 - Política de Gerenciamento de Riscos de Mercado

monitoramento da inadimplência, que tem como ações de cobrança o corte no fornecimento de energia de clientes inadimplentes, além de negativação, protestos e cobranças customizadas.

3. Risco de Juros e Câmbio

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

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

Com relação ao risco de taxas de juros, a Companhia 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 da Companhia 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 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 da Companhia.

Além disso, a Companhia atende 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 possui 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 possui *hedge* cambial em volume compatível com sua 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 são swaps de moeda ou taxas de juros sem nenhum componente de alavancagem, cláusula de margem, ajustes diários ou ajustes periódicos. A Companhia não realiza transações envolvendo derivativos de caráter especulativo.

(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 utiliza-se de sistema de software (Luna

5.2 - Política de Gerenciamento de Riscos de Mercado

e Bloomberg), tendo condições de calcular o *Mark to Market*, *Stress Testing* e *Duration* dos instrumentos, e avaliar os riscos aos quais a Companhia está exposta. Historicamente, os instrumentos financeiros contratados pela Companhia suportados por estas ferramentas têm apresentado resultados adequados para mitigação dos riscos. Ressalta-se que a Companhia tem a prática de contratação de instrumentos derivativos, sempre com as devidas aprovações de alçadas, somente quando há uma exposição a qual a administração considera como risco. Adicionalmente, o Grupo não realiza transações envolvendo derivativos especulativos.

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

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

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 não opera 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;

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

(b) as estruturas organizacionais envolvidas

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

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

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

(d) 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

Considerando os trabalhos realizados pelos auditores independentes para avaliar a estrutura de controles internos, que tem como objetivo garantir a adequação das demonstrações financeiras, 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 2019.

(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 pelo Conselho Fiscal da nossa controladora CPFL Energia, órgão independente da Administração da CPFL Energia 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 2019. 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

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

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

- **Código de Conduta Ética:** diretrizes éticas a serem seguidas por colaboradores e terceiros com relacionamento direto com o CPFL Energia;
- **Comitê de Ética e Conduta Empresarial:** formado por cinco membros, sendo três vice-presidentes executivos da Holding CPFL Energia e dois Membros Externos e Independentes;
- **Canal Externo de Ética:** empresa independente especializada no recebimento de registros éticos (denúncias, consultas e sugestões), e responsável por assegurar a integridade e confidencialidade das informações, o anonimato dos usuários e independência durante todo o processo;

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

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

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

ii. as estruturas organizacionais envolvidas no monitoramento do funcionamento e da eficiência dos mecanismos e procedimentos internos de integridade, indicando suas atribuições, se sua criação foi formalmente aprovada, órgãos do emissor a que se reportam, e os mecanismos de garantia da independência de seus dirigentes, se existentes

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

Podemos destacar também em nossa diretriz nº 34 do Comitê de Ética e Conduta Empresarial (Comitê) estabelece:

- a) O número de membros será definido pelo Conselho de Administração da CPFL;

5.4 - Programa de Integridade

- 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; e
- 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; e
- 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 controladora CPFL Energia substituirá o Comitê em suas atribuições nos casos de violação das diretrizes do Código cometidos por membros do Comitê, da Diretoria Executiva ou do Conselho de Administração.

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

O Código de Ética do Grupo CPFL foi elaborado, a fim de perpetuar a atuação dos colaboradores da Companhia, 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>.

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

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

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

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 realizado o Dia da Integridade, em período próximo ao Dia Internacional de Combate da Corrupção (9 de dezembro), concentrando palestras, 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

5.4 - Programa de Integridade

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 a Conversa Mensal de Integridade – CMI com diretrizes do Código de Conduta Ética replicado pela gestão a todos os colaboradores.

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**

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, através do link: <https://www.contatoseguro.com.br/cpflenergia>.

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

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

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

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

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

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

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

5.4 - Programa de Integridade

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 2019 não houve alterações significativas nos riscos acompanhados. Entretanto, alguns pontos continuam sendo monitorados devido ao nível de exposição da Companhia.

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

Existe uma possibilidade de aumento da inadimplência em função: (i) do aumento das tarifas de energia; e (ii) da instabilidade econômica e política.

Quanto a alterações na Política de Gestão Corporativa de Riscos o documento foi atualizado em 2019. As alterações realizadas objetivaram refletir os avanços do Modelo de Gerenciamento de Riscos da Companhia. Dentre as principais modificações, destaca-se a inclusão do Modelo de Risco de Continuidade, aprovado pelo Conselho de Administração da CPFL Energia, e que tem por objetivo monitorar indicadores com o objetivo de acompanhar a capacidade da Companhia em manter e/ou recuperar processos relevantes após um incidente/interrupção. O documento também contemplou a atualização de Anexos que demonstram os indicadores e limites de cada modelo, com o objetivo de refletir as constantes atualizações que são feitas nas métricas de monitoramento dos riscos do Mapa Corporativo de Riscos.

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

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

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

Data de Constituição do Emissor	28/07/1997
Forma de Constituição do Emissor	Constituída sob a forma de sociedade por ações
País de Constituição	Brasil
Prazo de Duração	Prazo de Duração Indeterminado
Data de Registro CVM	13/10/1997

6.3 - Breve Histórico

6.3. Breve histórico do emissor

A Companhia foi constituída em 28 de julho de 1997 com a denominação social de Companhia Centro-Oeste de Distribuição de Energia Elétrica como uma subsidiária integral da Companhia Estadual de Energia Elétrica - CCEE.

Em 13 de outubro de 1997, a Companhia obteve seu registro de companhia aberta junto à Comissão de Valores Mobiliários (CVM).

Em 21 de outubro de 1997, foi realizado o leilão de privatização da Companhia Centro-Oeste de Distribuição de Energia Elétrica, nessa oportunidade, o controle acionário, representando 90,9% do capital social, foi indiretamente adquirido pela The AES Corporation, através da sociedade AES Guaíba Empreendimentos Ltda., por US\$1,51 bilhão, em processo licitatório conduzido pelo Governo do Estado do Rio Grande do Sul. Por exigência do Edital de Licitação, a AES Guaíba Empreendimentos Ltda., adquiriu o saldo das ações destinadas aos empregados da CEEE e não adquiridas pelos empregados, ao mesmo preço por ação ofertado no leilão. Desta forma o capital total detido pela AES Guaíba Empreendimentos Ltda., passou a ser de 96,1%.

Em Assembleia Geral Extraordinária realizada em 1º de dezembro de 1997, a denominação social da Companhia Centro-Oeste de Distribuição de Energia foi alterada para AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A.

Em Assembleia Geral Extraordinária realizada em 29 de maio de 1998, a acionista controladora da Companhia, AES Guaíba Empreendimentos Ltda., foi incorporada pela AES Sul, com o conseqüente cancelamento de suas quotas e extinção da sociedade. Em decorrência desta operação, as ações detidas pela incorporada de emissão da AES Sul foram atribuídas as suas sócias.

Ato contínuo à operação de incorporação, o controle acionário da Companhia passou a ser da AES Guaíba II Empreendimentos Ltda., detentora de ações representativas de 96,1% do seu capital social.

Em 26 de abril de 2004 a AES Sul efetuou um grupamento de ações à razão de 4.000 (quatro mil) ações para 1 (uma). Com o grupamento de ações, o capital social da Companhia de R\$ 463.286.728,91 passou a ser representado por 134.303 ações sem valor nominal, sendo 69.248 (sessenta e nove mil e duzentas e quarenta e oito) ordinárias e 65.055 (sessenta e cinco mil e cinquenta e cinco) preferenciais.

Em dezembro de 2004, foi realizada Oferta Pública para aquisição de ações no mercado pela acionista AES Serviços TC Ltda. ("AES Serviços"). O resultado foi a aquisição de 96% das ações que estavam em poder de acionistas minoritários da Companhia.

Após a Oferta Pública acima referida, a acionista AES Serviços passou a deter 3.549 ações de emissão da Companhia, representando 4,54% do capital votante e 2,64% do capital total, das quais 3.144 são ações ordinárias e 405 são ações preferenciais.

Em maio de 2006 as empresas AES Serviços (detentora de 4,54% do capital votante e 2,64% do capital total da AES Sul) e AES Infoenergy II Empreendimentos Ltda. (detentora de 0,15% do capital total da AES Sul) venderam a totalidade de suas ações para a AES Guaíba II Empreendimentos Ltda. que passou a deter 99,62% das ações da Companhia, sendo o restante do capital social composto de ações em posse de conselheiros de administração e em conta tesouraria.

Em 29 de junho de 2006, foi aprovado em Assembleia Geral Extraordinária o aumento do capital social da Companhia no montante de R\$ 1.464.449.500,00 (um bilhão quatrocentos e sessenta e quatro milhões quatrocentos e quarenta e nove mil e quinhentos reais), mediante a emissão de 144.995 (cento e quarenta e quatro mil novecentas e noventa e cinco) ações ordinárias nominativas, todas subscritas

6.3 - Breve Histórico

e integralizadas pela acionista AES Guaíba II. Em ato contínuo, decidiram os acionistas, reduzir o capital em R\$ 1.464.449.500,00 (um bilhão quatrocentos e sessenta e quatro milhões quatrocentos e quarenta e nove mil e quinhentos reais), mediante absorção de parte do prejuízo acumulado nas demonstrações financeiras de 2005, permanecendo inalterado o valor do capital social.

Tendo em vista as operações acima referidas, o capital social da Companhia de R\$ 463.286.728,91 (quatrocentos e sessenta e três milhões, duzentos e oitenta e seis mil, setecentos e vinte oito reais e noventa e um centavos) passou a ser representado por 279.298 (duzentas e setenta e nove mil duzentas e noventa e oito) ações sem valor nominal, das quais 214.243 (duzentas e quatorze mil duzentas e quarenta e três) são ordinárias e 65.055 (sessenta e cinco mil e cinquenta e cinco) são preferenciais.

Em 28 de dezembro de 2007 foi efetuada a redução do capital social da AES Sul no montante de R\$ 30.050.457,55 (trinta milhões, cinquenta mil, quatrocentos e cinquenta e sete reais e cinquenta e cinco centavos), para absorção do prejuízo acumulado, apurado nas demonstrações financeiras da Companhia referentes ao exercício social de 2006, passando o capital social de R\$ 463.286.728,91 (quatrocentos e sessenta e três milhões, duzentos e oitenta e seis mil, setecentos e vinte oito reais e vinte um centavos) para R\$ 433.236.271,36 (quatrocentos e trinta e três milhões, duzentos e trinta e seis mil, duzentos e setenta e um reais e trinta e seis centavos).

Em 04 de novembro de 2015 o Conselho de Administração da Companhia aprovou aumento de seu capital social, por meio de seu capital autorizado, no montante de R\$ 29.999.392,36 (vinte e nove milhões novecentos e noventa e nove mil trezentos e noventa e dois reais e trinta e seis centavos), com a emissão de 9.068 (nove mil e sessenta e oito) novas ações, nominativas e sem valor nominal, das quais 6.956 (seis mil novecentas e cinquenta e seis) são ações ordinárias e 2.112 (duas mil cento e doze) são ações preferenciais, subscritas privadamente pelo preço de emissão de R\$ 3.308,27 (três mil, trezentos e oito reais e vinte e sete centavos) por ação ordinária e preferencial. O capital social da Companhia passou de R\$ 433.236.271,36 (quatrocentos e quarenta e trinta e três milhões, duzentos e trinta e seis mil duzentos e setenta e um real e trinta e seis centavos) para R\$ 463.235.663,72 (quatrocentos e sessenta e três milhões, duzentos e trinta e cinco mil, seiscentos e sessenta e três reais setenta e dois centavos).

Adicionalmente, em 26 de fevereiro de 2016, a Assembleia Geral Extraordinária da Companhia aprovou novo aumento de seu capital social no valor de R\$ 295.455.000,00 (duzentos e noventa e cinco milhões, quatrocentos e cinquenta e cinco mil reais) com a emissão de 89.308 (oitenta e nove mil trezentas e oito) novas ações, nominativas e sem valor nominal, das quais 68.506 (sessenta e oito mil quinhentas e seis) são ações ordinárias e 20.802 (vinte mil oitocentas e duas) são ações preferenciais, subscritas privadamente pelo preço de emissão de R\$ 3.308,27 (três mil, trezentos e oito reais e vinte e sete centavos). O capital social da Companhia passou de R\$ 463.235.663,72 (quatrocentos e sessenta e três milhões, duzentos e trinta e cinco mil, seiscentos e sessenta e três reais setenta e dois centavos) para R\$ 758.690.663,72 (setecentos e cinquenta e oito milhões, seiscentos e noventa mil, seiscentos e sessenta e três reais e setenta e dois centavos).

Em 15 de junho de 2016 foi iniciado o processo de compra e venda do controle acionário da Companhia, quando a então controladora AES Guaíba II Empreendimentos Ltda. firmou Contrato de Compra e Venda de Ações, prevendo a venda da totalidade das ações da Companhia para a CPFL Energia S.A. Em 14 de julho de 2016, o referido contrato foi aditado, alterando o comprador para CPFL Jaguariúna Participações Ltda., controlada da CPFL Energia S.A. A conclusão da operação ocorreu após o cumprimento de certas condições precedentes, incluindo, dentre outros, a aprovação da transação pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE, e pelo consentimento e aprovação dos credores da Companhia e dos acionistas da controladora

6.3 - Breve Histórico

indireta CPFL Energia S.A., conforme descrito abaixo:

- Através do Parecer nº 204/2016/CGAA5/SGA1/SG, o Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE aprovou, sem restrições, o ato de concentração entre a Companhia e a CPFL Energia S.A. em 05 de agosto de 2016;
- Em 09 de agosto de 2016, a Assembleia Geral Extraordinária de Acionistas da CPFL Energia S.A. aprovou a aquisição de 100% do capital social da Companhia;
- Em 06 de setembro, a ANEEL, através da Resolução Autorizativa nº 6.016/2016, anuiu a transferência do controle societário direto da Companhia para a CPFL Jaguariúna Participações Ltda.; e
- Em 31 de outubro de 2016 foi aprovada em Assembleia Geral Extraordinária a alteração da razão social da AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. para RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.

Em 23 de janeiro de 2017, a nossa controladora CPFL Energia 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, datado de 02 de setembro de 2016, 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 controladora.

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

Em novembro de 2017, através do leilão da OPA no sistema de negociação da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão ("Leilão"), a State Grid adquiriu 408.357.085 ações ordinárias de emissão da controladora CPFL Energia, representativas de 40,12% do capital social da CPFL Energia. A State Grid passou a deter, em conjunto com a ESC Energia S.A., 94,75% do capital social total da controladora.

Em 15 de dezembro de 2017 foi aprovada em Assembleia Geral Extraordinária a proposta de incorporação da CPFL Jaguariúna Participações Ltda pela RGE Sul, passando a CPFL Energia a deter 76,5076% (setenta e seis inteiros, e cinco mil e setenta e seis décimos de milésimos por cento) do capital social da RGE SUL e a CPFL Brasil a deter 23,4924% (vinte e três inteiros, quatro mil novecentos e vinte e quatro décimos de milésimos por cento) do capital social da RGE SUL.

Em 31 de dezembro de 2018 foi aprovado em Assembleia Geral Extraordinária a incorporação da Rio Grande Energia S.A. ("antiga RGE"). Em decorrência da incorporação, a antiga RGE é extinta e sucedida pela RGE Sul, tendo a CPFL Energia detentora até então de 100% do capital social da antiga RGE realizado de forma exclusiva um aporte no patrimônio líquido da RGE Sul com acervo líquido da antiga RGE, passando a CPFL Energia a deter 89,01% (oitenta e nove inteiros e um milésimos por cento) do capital social da RGE SUL e a CPFL Brasil a deter 10,99% (dez inteiros e noventa e nove milésimos por cento) do capital social da RGE SUL.

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

6.3 - Breve Histórico

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.

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

6.6 - 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

Em 06 de novembro de 1997, a Companhia, e o Poder Concedente celebraram o Contrato de Concessão nº 12/97 que tem por objeto concessão dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica em determinadas localidades. O Contrato de Concessão nº 12/97 tem vigência de 30 anos, terminando, portanto, em 06 de novembro de 2027, podendo este ser prorrogado por no máximo igual período.

A Companhia distribui energia elétrica para uma região que abrange 182.722 quilômetros quadrados no estado do Rio Grande do Sul, com uma população de 6,9 milhões de habitantes. Sua área de concessão abrange 381 municípios, dos quais se destacam as cidades de Canoas, São Leopoldo, Novo Hamburgo, Santa Maria, Uruguaiana, Caxias do Sul, Gravataí, Passo Fundo e Bento Gonçalves. A Companhia encerrou o ano de 2019 atendendo 2,9 milhões de consumidores, distribuindo 14.573 GWh de energia elétrica. Considerando as vendas da RGE em sua área de concessão, incluindo as vendas para Consumidores Cativos e TUSD, a RGE vendeu 19.568 GWh de energia elétrica em 2019, respondendo por 70,9%² do total de energia elétrica distribuída no estado do Rio Grande do Sul e 4,1% do total de energia elétrica distribuída no Brasil durante o ano.

A nossa rede de distribuição possui linhas de distribuição com níveis de tensão que variam 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 nossa área 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").

A Companhia 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 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 2019, nossa rede de distribuição consistia em 152.539 quilômetros de linhas de distribuição, incluindo 182.522 transformadores de distribuição. A Companhia tinha 4.603 quilômetros de linhas de distribuição de alta tensão entre 34,5 kV e 138 kV. Naquela data, detínhamos 149 subestações transformadoras de alta tensão para média tensão para subsequente distribuição, com capacidade total de transformação de 7.365 megavolt amperes. Entre os consumidores industriais e comerciais em nossa área de concessão, 44 recebiam energia elétrica em 69 KV, 88 KV ou 138 KV, distribuída por meio de conexões diretas às nossas linhas de distribuição em 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.

A partir de 1º de janeiro de 2019, a companhia de distribuição anteriormente 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.

7.1 - Descrição Das Principais Atividades do Emissor E Suas Controladas

Nossa estratégia

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

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:

Foco na melhoria contínua de nossa eficiência operacional

Continuamos focados na melhoria da qualidade de nosso serviço e na manutenção de custos operacionais eficientes, explorando sinergias e tecnologias. Também nos esforçamos para padronizar e atualizar as nossas operações regularmente, introduzindo sistemas automatizados sempre que possível. Também reconhecemos a necessidade de investir em ativos digitais, como a tecnologia Smart Grid, e em 2019 implantamos 517 religadores automáticos de circuito, ou ACRs, elevando o número total de ACRs em nossa área de concessão para 4.077. Esses ACRs permitem maior flexibilidade na operação do sistema elétrico e são suportados por nossa robusta infraestrutura de comunicação proprietária, incluindo sistemas de radiocomunicação digital, malha de radiofrequência e rede de fibra óptica, além de nossa parceria com fornecedores de serviços de telecomunicações.

Para essa finalidade, planejamos fazer investimentos de capital agregando aproximadamente R\$ 897 milhões em 2020 e R\$ 1.054 milhões em 2021.

Estratégia e gestão de desenvolvimento sustentável e responsabilidade social.

Objetivamos manter nossas operações comerciais nos mais altos padrões de responsabilidade social e desenvolvimento sustentável. Também apoiamos as iniciativas de fomento aos interesses econômico, cultural e social das comunidades em que operamos e de contribuição para seu contínuo desenvolvimento.

Em busca de melhores normas de governança corporativa

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

Performance do Sistema

Perdas de Energia elétrica

Existem dois tipos de perdas de energia elétrica: perdas técnicas e perdas comerciais. As perdas técnicas são aquelas que ocorrem no curso normal de nossa distribuição de energia elétrica. As perdas comerciais são aquelas que resultam de conexões ilegais, fraudes, erros de faturamento e assuntos semelhantes. As taxas de perda de energia elétrica da Companhia se comparam favoravelmente à

7.1 - Descrição Das Principais Atividades do Emissor E Suas Controladas

média de outras grandes distribuidoras de energia elétrica brasileiras, de acordo com as informações mais recentes disponíveis da ABRADDEE, uma associação do setor.

Também estamos ativamente empenhados em reduzir as perdas comerciais decorrentes de conexões ilegais, fraudes ou erros de faturamento. Para isso, implantamos equipes técnicas treinadas para realizar inspeções, melhor monitoramento com relação ao consumo irregular, aumento de substituições de equipamentos de medição obsoletos, e também implementamos um sistema para identificar problemas em processos internos que poderiam gerar perdas (por exemplo, faturamento incorreto, falta de leituras, medidores com parâmetros incorretos, entre outros). Realizamos 113 mil inspeções de fraudes em campo durante 2019, como resultado do qual recuperamos cerca de R\$ 17,2 milhões em pagamentos adicionais de consumidores (faturamento retroativo relacionado a perdas).

Interrupções de Energia

A tabela abaixo determina, para a Companhia, a frequência e duração das interrupções de energia por consumidor nos anos findos em 31 de dezembro de 2019, 2018 e 2017:

Exercício encerrado em 31 de dezembro de 2019	
	RGE
FEC ¹	6,25
DEC ²	14,01

Exercício encerrado em 31 de dezembro de 2018		
	RGE	RGE SUL
FEC ¹	6,30	5,89
DEC ²	13,43	15,56

Exercício encerrado em 31 de dezembro de 2017		
	RGE	RGE SUL
FEC ¹	7,74	7,62
DEC ²	14,17	15,58

(1) Frequência de interrupções por consumidor por ano (número de interrupções)

(2) Duração das interrupções por consumidor por ano (em horas)

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 ABRADDEE de 2019, 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.

7.1 - Descrição Das Principais Atividades do Emissor E Suas Controladas

Com base nos dados publicados pela ANEEL, a duração e a frequência das interrupções da Companhia estão abaixo da média nacional. As durações das interrupções da Companhia permanecem alinhada com a taxa média para as empresas de energia no sul do Brasil, principalmente como resultado de desafios logísticos na região que afetam especificamente o DEC da Companhia. A Companhia está focada em melhorar o DEC, investindo continuamente em tecnologia e robustez da rede. O DEC da Companhia se compara favoravelmente ao de empresas de tamanho semelhante. Além disso, a Companhia vem conduzindo projetos de P&D com o objetivo de demonstrar à ANEEL que a Região Sul do Brasil possui características operacionais únicas que devem ser levadas em consideração em futuras revisões do marco regulatório da ANEEL.

A ANEEL estabelece indicadores de desempenho por consumidor para serem seguidos pelas empresas de energia. Caso estes indicadores não sejam alcançados, somos obrigados a reembolsar nossos consumidores, e nossas receitas são negativamente afetadas. Em 2018 e 2019, de acordo com informações da ANEEL, a quantia reembolsada aos consumidores foi ligeiramente maior em 2019 do que a quantia média reembolsada por empresas de energia de tamanho semelhante no Brasil em geral, mas estava alinhada com a quantia média para empresas de energia na Região Sul do Brasil.

A Companhia tem tecnologia de construção e manutenção que permite reparos em redes de energia elétrica sem interrupção do serviço, permitindo-nos, assim, ter baixos índices de interrupção programada, equivalendo a até 7,2% do total de interrupções em 2019. 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 2019, investimos R\$ 884 milhões principalmente em: (i) expansão, manutenção, melhoria, automação, modernização e reforço do sistema elétrico para atender o crescimento do mercado;(ii) infraestrutura operacional e (iii) atendimento ao cliente, e, dentre outros.

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

Compras de Energia Elétrica

A maior parte da energia elétrica que vendemos é adquirida de partes não relacionadas e o montante total de energia elétrica comprada no ano de 2019 foi de 18.199 GWh.

Em 2019, compramos 3.442 GWh de energia elétrica da Usina Hidroelétrica de Itaipu chegando a 19% 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 está obrigado a comprar de Itaipu. As quantidades que essas empresas são obrigadas a adquirir são regidas por contratos *take-or-pay*, com tarifas estabelecidas em dólares norte-americanos por kW. A ANEEL determina anualmente a quantidade de energia elétrica a ser vendida por Itaipu.

Pagamos pela energia adquirida de Itaipu de acordo com a proporção entre a quantidade estabelecida pela ANEEL e a nossa quota-parte estabelecida por lei, independentemente de Itaipu ter gerado essa

7.1 - Descrição Das Principais Atividades do Emissor E Suas Controladas

quantidade de energia elétrica ou não, por um preço de US\$27,87/kW. Nossas compras representam 8,54% 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 2019, pagamos uma média de R\$ 253,59 por GWh para as compras de energia elétrica de Itaipu, em comparação com R\$ 241,80 em 2018 e R\$ 199,58 em 2017. Esses números não incluem a taxa de transmissão.

Compramos 14.758 GWh de energia elétrica em 2019 de outras empresas geradoras que não Itaipu, representando 81% do total de energia elétrica que adquirimos. Pagamos uma média de R\$ 239,34/MWh pelas compras de energia elétrica de outras empresas geradoras além de Itaipu, comparado com a R\$ 242,80/MWh em 2018 e R\$ 259,46/MWh em 2017. Consulte “— O Novo Marco Regulatório — O Mercado Regulado” e “— O Novo Quadro Regulamentar — O Mercado Livre” para obter mais informações sobre o Mercado Regulado e o Mercado Livre. A tabela a seguir mostra as quantidades adquiridas de nossos fornecedores no Mercado Regulado e no Mercado Livre, nos exercícios indicados.

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de		
	2019	2018	2017
<u>Energia comprada para revenda</u>	<u>GWh</u>	<u>GWh</u>	<u>GWh</u>
Energia de Itaipu Binacional	3.442	2.179	1.964
Energia de curto prazo	-	853	258
PROINFA	355	200	176
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado e contratos bilaterais	14.402	6.762	6.541
Total	18.199	9.995	8.939

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

Desde 2013, todas as companhias distribuidoras do Brasil são obrigadas a comprar energia elétrica de entidades geradoras cujas concessões foram renovadas nos termos da Lei nº 12.783/13. As tarifas e os volumes de energia elétrica a serem comprados por cada distribuidora, assim como os termos aplicáveis para cada contrato entre as companhias geradoras e distribuidoras, foram estabelecidas pela ANEEL por meio de regulamentações. Uma vez que as companhias distribuidoras são requeridas a contratar de forma antecipada 100% da sua demanda por energia, através de leilões públicos, e são autorizadas a repassar somente 105% do custo relacionado a compra de energia aos consumidores, quaisquer cotas atribuídas involuntariamente a serem adquiridas das companhias geradoras cujas concessões foram renovadas nos termos da Lei nº 12.783/13, resultando em um custo maior que os 105% permitidos de sua demanda projetada, gerando assim custo adicional para as distribuidoras. Como resultado, a Resolução Normativa nº 706 de 29 de março de 2016 definiu que os custos

7.1 - Descrição Das Principais Atividades do Emissor E Suas Controladas

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.a – Fatores de Risco – *“Somos obrigados a prever a demanda por energia no mercado. Se a demanda efetiva for diferente daquela por nós prevista, podemos ser forçados a comprar ou vender energia no mercado spot a preços que podem gerar custos adicionais, que podemos não ser capazes de repassar integralmente aos consumidores”* deste Formulário de Referência.

Em 10 de junho de 2018, a ANEEL editou a Resolução Normativa nº 824/2018, estabelecendo um novo mecanismo chamado de Mecanismo de Excedente de Venda para permitir a venda de energia excedente comprada pelas distribuidoras para Consumidores Livres e Especiais, produtoras e autogeradoras. O Mecanismo de Excedente de Vendas é voluntário para vendedores e compradores e deve ocorrer periodicamente várias vezes ao ano por meio de contratos de 12 meses, 6 meses e 3 meses, com liquidação pelo preço de equilíbrio estabelecido para cada submercado e tipo de energia. Em 2019, mecanismos de excedentes de vendas foram realizados em 4 de janeiro, 29 de março, 24-25 de junho e 24 de setembro. Participamos dos dois primeiros mecanismos. Em 2019, a ANEEL e a CCEE começaram a avaliar melhorias no mecanismo para prever vários lances para o mesmo produto, alterações nos procedimentos de desempatador e novos produtos nos 6 meses entre julho e dezembro de 2019. Essas melhorias, discutidas no contexto da Audiência Pública nº 33/2019 e Consulta Pública nº 34/2019 (Segunda Fase da Audiência Pública nº 33/2019), foram aprovadas pela Resolução Normativa da ANEEL nº 869/2020. Tarifas de Transmissão: Em 2019, pagamos um total de R\$ 760,6 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 a taxas fixadas pela ANEEL.

Consumidores

Classificamos nossos consumidores em cinco categorias principais. Consulte a Nota 24 de nossas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2019, para um detalhamento de nossas vendas por categoria.

- Consumidores industriais: As vendas para consumidores industriais finais responderam por 14,6% de nosso fornecimento faturado de energia elétrica em 2019, em termos de volume.
- Consumidores residenciais: As vendas para consumidores residenciais finais responderam por 44,3% de nosso fornecimento faturado de energia elétrica em 2019, em termos de volume.
- Consumidores comerciais: As vendas para consumidores comerciais finais, que incluem as empresas prestadoras de serviços, universidades e hospitais, responderam por 17,6% de nosso fornecimento faturado de energia elétrica em 2019, em termos de volume.
- Consumidores rurais: As vendas para consumidores rurais responderam por 12,2% de nosso fornecimento faturado de energia elétrica em de 2019, em termos de volume.
- Outros consumidores: As vendas para os demais consumidores, que incluem serviços públicos, tais como iluminação pública, responderam por 11,2% de nosso fornecimento faturado de energia elétrica em 2019, em termos de volume.

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.

7.1 - Descrição Das Principais Atividades do Emissor E Suas Controladas

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 nosso contrato de concessão e regras ratificadas pela ANEEL. Esse contrato de concessão e a regulamentação correlata estabelecem um preço máximo com reajustes anuais, periódicos e extraordinários. Para maiores informações sobre o regime regulatório aplicável as nossas tarifas e respectivos reajustes, consulte "O Setor Elétrico Brasileiro" no item 7.9 deste Formulário de Referência.

Os consumidores do Grupo A recebem energia elétrica em tensões iguais ou superiores a 2,3 kV. As tarifas para os consumidores do Grupo A têm por base os níveis de tensão de fornecimento de energia elétrica no horário do dia em que a energia elétrica é fornecida. Os consumidores podem optar por uma tarifa diferente nos períodos de pico a fim de otimizar o uso da rede elétrica. As tarifas aplicáveis aos consumidores do Grupo A contêm dois componentes: a TUSD e a tarifa para consumo de energia, ou TE. A TUSD, expressa em reais por kW, tem por base (i) a demanda de energia elétrica contratada pela parte conectada ao sistema; (ii) certas cobranças regulatórias; e (iii) perdas técnicas e não técnicas de energia no 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.

A tabela a seguir contém informações relativas à média de nossos preços de fornecimento para cada categoria de consumidor em 2019, 2018 e 2017. Estes preços incluem tributos (ICMS, PIS e COFINS) e são calculados com base em nossas vendas e na quantidade de energia elétrica vendida em 2019, 2018 e 2017.

	Exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2019
	RGE
Residencial	860,73
Industrial	671,14
Comercial	848,56
Rural	471,62

7.1 - Descrição Das Principais Atividades do Emissor E Suas Controladas

Outros	614,82
Total	755,67

	Exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2018	
	RGE ⁽²⁾	RGE Sul (RGE) ⁽¹⁾
Residencial	820,70	757,09
Industrial	669,67	561,23
Comercial	812,30	730,86
Rural	365,84	386,52
Outros	444,47	315,12
Total	665,83	572,79

	Exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2017	
	RGE	RGE Sul
Residencial	667,24	708,93
Industrial	500,10	583,76
Comercial	652,20	706,58
Rural	339,60	271,45
Outros	264,44	607,72
Total	502,12	580,28

- (1) 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.
- (2) considera dez meses da RGE antes da consolidação das concessões, conforme descrito no item (1) 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 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 do sistema de distribuição, ou TUSD, são estabelecidas pela ANEEL e consistem de três tarifas descritas em “TUSD”, no item 7.9 deste formulário. Em 2019, as receitas de tarifas pelo uso de nossa rede por consumidores livres totalizaram R\$ 918 milhões. A tarifa média pelo uso de nossa rede foi de R\$ 183,77/MWh, R\$ 82,38/MWh e R\$ 115,05/MWh em 2019, 2018 e 2017, respectivamente,

7.1 - Descrição Das Principais Atividades do Emissor E Suas Controladas

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.

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 da seguinte forma:

- Nosso contrato de concessão prevê um ajuste anual, considerando as alterações em nossos custos, que para esse fim são divididos em custos que estão além de nosso controle (conhecidos como Custos da Parcela A) e custos que podemos controlar (conhecidos como Custos da Parcela B). Os Custos da Parcela A incluem, entre outras coisas, aumento de preços nos contratos de fornecimento de longo prazo, e os Custos da Parcela B incluem, entre outros, o retorno do investimento relacionado à nossa concessão 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 junho. Não há reajuste anual em um ano com uma revisão periódica.
- Nosso contrato de concessão prevê uma revisão periódica, a cada cinco anos, a fim de restaurar o equilíbrio financeiro de nossas tarifas conforme contemplado no contrato de concessão e para determinar um fator de redução (conhecido como o fator X) no valor de qualquer aumento nos Custos da Parcela B repassados a todos os nossos consumidores. A Resolução nº 457/2011 da ANEEL estabeleceu a metodologia a ser aplicada ao terceiro ciclo de revisão periódica (2011 a 2014). A partir de 2015, a ANEEL agora revisa as metodologias subjacentes aplicáveis ao setor elétrico de tempos em tempos, item por item, enquanto anteriormente todas as metodologias foram abordadas em ciclos definidos, como em 2008-2010 e 2010-2014.
- A lei brasileira também prevê uma revisão extraordinária para considerar as alterações imprevistas em nossa estrutura de custos. As últimas revisões extraordinárias ocorreram em 24 de janeiro de 2013 e 27 de fevereiro de 2015. O evento de 2013 teve como objetivo ajustar nossas tarifas em decorrência das mudanças introduzidas pela Lei nº 12.783/13. A Lei nº 12.783/13 reduziu o encargo da Conta CDE e eliminou os encargos CCC e Fundo RGR, reduzindo os Custos da Parcela A (preços de energia, encargos de uso da Rede Básica e encargos regulatórios, que nós repassamos para nossos consumidores). Em 2015, as tarifas foram aumentadas para considerar os custos extraordinários devido

7.1 - Descrição Das Principais Atividades do Emissor E Suas Controladas

ao diligenciamento integral das usinas térmicas e à exposição involuntária dos distribuidores. Nenhuma revisão extraordinária ocorreu em 2017, 2018 ou 2019.

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, 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 da Companhia é favoravelmente comparável à média de outras principais distribuidoras brasileiras de energia elétrica. Para este fim, os consumidores inadimplentes são aqueles cujas faturas estão com mais de 90 dias em atraso. Faturas vencidas e em atraso por mais de 360 dias são consideradas incobráveis.

Atendimento ao Consumidor

Empenhamo-nos em prestar serviços de atendimento de alta qualidade aos nossos consumidores. 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 2019, atendemos 24,4 milhões de solicitações de clientes. Também prestamos serviço de atendimento ao consumidor por meio de nossas agências as quais atenderam 0,8 milhões de solicitações de clientes em 2019. As melhorias implementadas em nosso canal digital (como nossa URA, site e aplicativo) nos permitiram alcançar 74,9% das solicitações de nossos clientes por meio de canais digitais, reduzindo assim os custos de atendimento ao cliente. Para aprimorar a experiência do cliente, criamos dois novos canais de atendimento ao cliente em 2019: serviço de vídeo em nossas agências e chatbot. Melhoramos o entendimento do faturamento por meio do serviço "Aprendendo sobre minha fatura". Enviamos um SMS para clientes que tiveram um aumento significativo em sua fatura. O cliente recebe um link para um serviço digital personalizado que compara sua fatura atual com a fatura anterior

7.1 - Descrição Das Principais Atividades do Emissor E Suas Controladas

e possui entradas pelos motivos do aumento. O atendimento também chega pessoalmente ao cliente, quando enviamos nossos técnicos para fazer os reparos necessários ao receber a solicitação do cliente.

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;**
- b) receita proveniente do segmento e sua participação na receita líquida do emissor;**
- c) lucro ou prejuízo resultante do segmento e sua participação no lucro líquido do emissor.**

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

7.3 - 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;

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

b) características do processo de distribuição;

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

c) características dos mercados de atuação, em especial;

- (i) participação em cada um dos mercados;

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

- (ii) condições de competição nos mercados.

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

Segundo a legislação brasileira e nosso contrato de concessão, a nossa concessão para distribuição pode ser renovada 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 tenha sido atendido. Pretendemos solicitar a renovação da nossa concessão quando da sua expiração. Poderemos enfrentar concorrência significativa de terceiros ao pleitear a renovação de nossa concessão. 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. Além disso, não há nenhuma garantia de que a renovação da concessão será concedida com os mesmos fundamentos da concessão atual.

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;

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

e) 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;

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

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

(ii) eventual dependência de poucos fornecedores;

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

(iii) eventual volatilidade em seus preços.

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;**
- (b) segmentos operacionais afetados pelas receitas provenientes do cliente.**

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

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

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

- (a) necessidade de autorizações governamentais para o exercício das atividades e histórico de relação com a administração pública para obtenção de tais autorizações**
- (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**
- (c) dependência de patentes, marcas, licenças, concessões, franquias, contratos de royalties relevantes para o desenvolvimento das atividades**

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

7.6 - Receitas Relevantes Provenientes do Exterior

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

- (a) receita proveniente dos clientes atribuídos ao país sede do emissor e sua participação na receita líquida total do emissor**
- (b) receita proveniente dos clientes atribuídos a cada país estrangeiro e sua participação na receita líquida total do emissor**
- (c) receita total proveniente de países estrangeiros e sua participação na receita líquida total do emissor**

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

7.7 - 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.

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

7.8 - 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) A Companhia publica relatório de sustentabilidade ou documento similar?

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 (www.institutocpfl.org.br), através da assessoria de imprensa, redes sociais e outros canais de comunicação e relacionamento.

Diretrizes socioambientais estão disponíveis na Política de Sustentabilidade, na Política de Investimento Social e no Código de Conduta Ética.

(b) Metodologia seguida na elaboração dessas informações:

A Companhia utiliza a metodologia *GRI Standards (Global Reporting Initiative)* e as diretrizes do relato integrado proposto pelo *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 e também os correlacionamos no Sumário de conteúdo GRI ao final do documento. Este relatório é também uma Comunicação de Progresso – COP do Global Compact e Relatório Socioambiental requerido pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

(c) Tais informações são auditadas por terceiros?

Sim, o Relatório Anual 2019 foi auditado pela Rina Brasil Serviços Técnicos Ltda..

(d) Página na rede mundial de computadores onde possam 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 2019:
http://www.relatorioanualcpfl.com.br/pdf/CPFL_RelatorioAnual2019.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/NGgKql88XUdazmssfw==&IdCanal=olsyny6JfF4xM17t4H2oqA==>

7.8 - Políticas Socioambientais

- Link direto para Código de Conduta Ética: <https://www.cpf.com.br/institucional/etica-na-rede/o-codigo-de-etica/Paginas/default.aspx>
- Link CDP (se aplicável):
<https://www.cdp.net/en/responses?utf8=%E2%9C%93&queries%5Bname%5D=CPFL>

(e) A Companhia possui política de Responsabilidade Socioambiental?

Sim. A Política de Sustentabilidade do Grupo CPFL tem por objetivo estabelecer as diretrizes para reduzir e/ou mitigar os impactos socioambientais negativos e, ao mesmo tempo, compartilhar e gerar valor aos públicos de interesse e prestar serviços com alta qualidade.

7.9 - Outras Informações Relevantes

7.9 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

O Setor Elétrico Brasileiro

Segundo a ANEEL, em 31 de dezembro de 2019, a Capacidade Instalada de geração de energia no Brasil era de 172,3 GW. Historicamente, aproximadamente 65% do total da Capacidade Instalada no Brasil provêm de Usinas Hidrelétricas. Grandes Usinas Hidrelétricas tendem a ficar mais distantes de centros de consumo. Isto requer a construção de grandes linhas de transmissão em alta tensão e extra-alta tensão (230 kV a 750 kV) que frequentemente cruzam o território de vários estados. O Brasil possui um robusto sistema de rede elétrica, com mais de 154.430 km de linhas de transmissão com tensão igual ou maior que 230 kV e capacidade de processamento de aproximadamente de 325.000 MVA do estado do Rio Grande do Sul através do estado do Amazonas.

Segundo a EPE, o consumo de energia elétrica no Brasil aumentou 1,4% em 2019, atingindo 482.085 GWh. No entanto o MME e a EPE estimam que o consumo de energia elétrica crescerá em 3,0% ao ano, até 2027. De acordo com o plano de expansão de dez anos publicado pelo MME e pela EPE, para atender a expectativa de crescimento da demanda, a Capacidade Instalada do Brasil deverá atingir 216,3 GW até 2027, dos quais estima-se que 112,4 GW (51,9%) seja hidrelétrico, 32,0 GW (14,8%) é previsto para ser termelétrico e nuclear e 51,9 GW (24,0%) é estimado para ser de outras fontes renováveis.

Atualmente, 30,2% da Capacidade Instalada no Brasil é de propriedade da Eletrobrás, uma empresa de capital aberto controlada pelo governo brasileiro. O grupo CPFL Energia é um player importante do setor de geração de energia, com 2,5% de participação no mercado.

Principais Autoridades Regulatórias

Ministério de Minas e Energia – MME

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

Conselho Nacional de Política Energética – CNPE

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

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL

A ANEEL é uma autarquia federal autônoma cuja principal responsabilidade é regular e fiscalizar o setor elétrico segundo a política determinada pelo MME, junto com outras questões a ela delegadas pelo Governo Federal e pelo MME. As atuais responsabilidades da ANEEL incluem, entre outras: (i) fiscalização de concessões para atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, inclusive aprovação de tarifas de energia elétrica; (ii) 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

7.9 - Outras Informações Relevantes

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 e (ii) pela contabilização e liquidação dos montantes de energia elétrica comercializados no mercado de curto prazo, e (iii) por administrar e operar a Conta CDE, o Fundo RGR e a CCC. A CCEE é integrada pelas entidades que possuem concessões, permissões ou autorizações de serviços de energia elétrica, e pelos Consumidores Livres e Especiais, dentre outras atribuições. 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.

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

7.9 - Outras Informações Relevantes

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.

Em 4 de abril de 2019, o MME emitiu a Portaria nº 187/2019, que estabeleceu um grupo de trabalho destinado a desenvolver melhorias legais e regulatórias em (i) sinais de preços; (ii) reduzindo encargos e subsídios e aumentando sua transparência; (iii) ajustando a expansão da geração aos novos requisitos de suprimento; (iv) segregar capacidade e produtos energéticos; e (v) estabelecer uma abertura de mercado adequada e gradual. O relatório do grupo de trabalho descreveu uma série de ações que envolvem, geralmente, o início de processos de audiência pública e o desenvolvimento de estudos detalhados sobre os assuntos discutidos pelo grupo de trabalho de 2020 a 2022. O impacto nos marcos legais e regulatórios brasileiros resultantes dessas ações ainda é incerto.

7.9 - Outras Informações Relevantes

Ambientes para Comercialização de Energia Elétrica

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

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

Ambiente de Contratação Regulada – ACR

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

7.9 - Outras Informações Relevantes

capacidade ao ambiente de contratação regulada. Neste caso, a receita da unidade geradora está garantida e as distribuidoras em conjunto enfrentam o risco hidrológico. Em conjunto, esses contratos constituem os CCEARs.

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

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

Ambiente de Contratação Livre

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

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

- Consumidores Livres Convencionais são aqueles cuja demanda de energia contratada era de pelo menos 2,5 MW em 1º de julho de 2019. Este limite foi reduzido pela Portaria MME nº 514/2018 e Nº 465/2019. Os novos limites definidos pelo MME serão de 2,0 MW a partir de 1 de janeiro de 2020, 1,5 MW a partir de 1 de janeiro de 2021, 1 MW a partir de 1 de janeiro de 2022 e 0,5 MW a partir de 1 de janeiro de 2023. De acordo com a Portaria MME nº 465/2019, até 31 de janeiro de 2022, a ANEEL e a CCEE deverão apresentar um estudo sobre as medidas regulatórias necessárias para permitir a abertura do mercado livre para consumidores com cargas abaixo de 500 kW, incluindo o trader de energia cronograma de abertura proposto a partir de 1º de janeiro de 2024. Esses consumidores podem optar por adquirir toda ou parte de sua energia convencional ou de incentivo (fontes renováveis), de outro agente de fornecedor, 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.

7.9 - Outras Informações Relevantes

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

Desenvolvimentos Recentes no Mercado Livre

Em 28 de dezembro de 2018, o MME emitiu a Portaria nº 514/2018, que reduz os requisitos para ser um Consumidor Livre de energia convencional, reduzindo a demanda mínima contratada de energia de 3,0 MW para 2,5 MW, com vigência a partir de 1º de julho de 2019 e de 2,5 MW a 2,0 MW, com vigência a partir de 1º de janeiro de 2020. Em 12 de dezembro de 2019, o MME emitiu a Portaria nº 465/2019, que atualizou os requisitos para Consumidor Livre de energia convencional, reduzindo a demanda mínima de energia contratada para 1,5 MW a partir de 1 de janeiro de 2021, 1 MW a partir de 1 de janeiro de 2022 e 0,5 MW a partir de 1 de janeiro de 2023. Essa ação não aumenta o número de consumidores elegíveis para o Mercado Livre porque consumidores com 500 kW de carga já podem migrar, mas com a limitação de compra de energia apenas de fontes incentivadas. A redução gradual dos limites de carga flexibiliza a regra, permitindo que os consumidores adquiram energia de fontes convencionais também. O MME também determinou, por meio da Portaria nº 465/2019, que até janeiro de 2022, a ANEEL e a CCEE deverão submeter estudos sobre as medidas regulatórias necessárias para permitir a abertura do Mercado Livre para consumidores com cargas abaixo de 500 kW. Uma proposta de cronograma para um mercado totalmente livre também deverá ser apresentada até janeiro de 2024.

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

7.9 - Outras Informações Relevantes

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 com sucesso 27 leilões para projetos de nova geração, 19 leilões especificamente para instalações de geração de energia existentes, três leilões para projetos de geração de fontes alternativas e nove leilões, qualificados como "energia de reserva". De acordo com o Decreto nº 9.143/2017, o MME deve publicar um cronograma anual estimado de leilões regulados até 30 de março de cada ano e, até 1º de agosto de cada ano, as distribuidoras devem fornecer sua demanda estimada de energia elétrica para os cinco anos subsequentes. Com base nessas informações, o MME estabelece o montante total de energia elétrica a ser negociado no leilão e decide quais empresas de geração poderão participar do leilão. Como regra geral, os contratos celebrados em um leilão têm os seguintes termos: (i) de 15 a 35 anos do início do fornecimento nos casos de projetos de nova geração; (ii) de um a 15 anos a partir do ano seguinte ao leilão nos casos de instalações de geração de energia existente; (iii) de 10 a 35 anos do início do fornecimento nos casos de projetos de geração de energia alternativa; e (iv) no máximo 35 anos para energia de reserva. Após a conclusão do leilão, geradoras e distribuidoras firmam o CCEAR, no qual as partes estabelecem o preço e a quantidade de energia contratados no leilão. Grande parte de nossos CCEARs estabelece que o preço será 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

7.9 - Outras Informações Relevantes

aquisição para a eletricidade gerada por projetos existentes que esteja incluída nos leilões de venda de eletricidade aos distribuidores; e, se os distribuidores não cumprirem a obrigação de contratar integralmente sua demanda, o repasse dos custos da energia adquirida no mercado de commodities à vista será o menor do PLD e do Valor Anual de Referência.

O PLD é utilizado para avaliar a energia negociada no mercado spot. Ele é calculado para cada submercado e nível de carga semanalmente e é baseado no custo marginal de operação. O valor máximo do PLD para 2019 foi fixado em R\$ 559,75, conforme Resolução nº 2.655/2019 da ANEEL. Antes dessa deliberação, o valor máximo do PLD era fixado em R\$ 513,89 (Resolução nº 2.498/2018) e de R\$ 505,18 (Resolução nº 2.364/2017). A ANEEL também estabeleceu o valor máximo do PLD horário para fins de "operação sombra" em 2020 em R\$ 1.148,36/MWh. A "operação sombra" é uma simulação do PLD como se fosse calculado a cada hora. A operação horária está programada para começar oficialmente a partir de 1º de janeiro de 2021.

Convenção de Comercialização de Energia Elétrica

As Resoluções da ANEEL nº 109 de 2004, e nº 210 de 2006, conduziram à criação da Convenção de Comercialização de Energia Elétrica. Tal Convenção regula a organização e administração da CCEE, assim como as condições para a comercialização de energia elétrica. Também define, entre outros:

(i) os direitos e obrigações dos participantes da CCEE; (ii) as penalidades a serem impostas a participantes inadimplentes; (iii) a estrutura para a resolução de controvérsias; (iv) as regras de comercialização tanto no ambiente de contratação regulada como no ambiente de contratação livre e (v) a contabilização e processo de compensação para operações de curto-prazo.

Restrição de Atividades das Distribuidoras

As distribuidoras integrantes do Sistema Interligado Nacional não poderão (i) conduzir negócios relacionados à geração ou transmissão de energia elétrica; (ii) vender energia elétrica aos Consumidores Livres, com exceção dos situados em sua área de concessão e sob as mesmas condições e tarifas que se aplicam a Consumidores Cativos; (iii) deter, direta ou indiretamente, qualquer participação em qualquer outra empresa, sociedade anônima ou limitada ou; (iv) conduzir negócios que não tenham relação com suas respectivas concessões, com exceção das permitidas por lei ou no contrato de concessão pertinente. As geradoras não podem deter o controle ou participações societárias significativas nas distribuidoras.

Nos termos do Decreto nº 9.143/2017, as distribuidoras de energia elétrica foram autorizadas a negociar excedentes de energia com Consumidores Livres e outros agentes do Mercado Livre (geradoras, comercializadoras e autoprodutoras). Essa faculdade já foi substituída pelo Mecanismo de Venda de Excedentes, que foi introduzido pela Resolução Normativa nº 824/2018 da ANEEL e entrou em vigor em janeiro de 2019.

Eliminação do Direito à Autocontratação

Tendo em vista que a compra de energia elétrica para distribuição a Consumidores Cativos é atualmente efetuada no ambiente de contratação regulada, a chamada autocontratação (autorização para as

7.9 - Outras Informações Relevantes

distribuidoras atenderem a até 30,0% de suas necessidades de energia elétrica contratando energia elétrica proveniente de autoprodução ou adquirida de partes relacionadas) não é mais permitida, exceto no contexto de contratos devidamente aprovados pela ANEEL anteriormente à promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico.

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

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

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

Limitações à Concentração no Mercado de Energia Elétrica

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

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

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

Tarifas de Sistema

7.9 - Outras Informações Relevantes

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

TUSD

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

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

TUST

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

TE

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

Base de Cálculo de Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica

7.9 - Outras Informações Relevantes

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

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

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

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

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

Cada um determinado e periodicamente revisado pela ANEEL.

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

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

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

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

7.9 - Outras Informações Relevantes

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 representar 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 da Companhia 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(a) 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 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

7.9 - Outras Informações Relevantes

Resolução nº 1.858 de 27 de fevereiro de 2015. O objetivo da RTE é repassar os custos projetados no período de março de 2015 até a data da próxima revisão ou ajuste tarifário das distribuidoras. Em setembro de 2019, a linha de crédito referente à Conta ACR foi paga antecipadamente (a data de vencimento original era abril de 2020) após negociações da ANEEL, MME e CCEE, retirando R\$ 8,4 bilhões das contas de energia elétrica brasileiras até 2020.

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

Devido às condições hidrológicas desfavoráveis observadas de 2013 a 2015, foram aplicadas bandeiras tarifárias vermelhas ao longo de 2015, desde a introdução do sistema em janeiro de 2015. Em 2016, devido a uma melhoria nas condições hidrológicas, bandeiras tarifárias verdes foram aplicadas na maioria dos meses do ano, mas 2017 consistiu principalmente de bandeiras tarifárias amarelas e vermelhas. Em 2018 as bandeiras tarifárias verdes foram aplicadas de janeiro a abril e novamente em dezembro, enquanto as bandeiras tarifárias amarelas foram aplicadas em maio e novembro, e bandeiras tarifárias vermelhas foram aplicadas de junho a outubro. Em 2019, as bandeiras tarifárias verdes foram aplicadas de janeiro a abril e novamente em junho, as bandeiras tarifárias amarelas foram aplicadas em maio, julho, outubro e dezembro, e as bandeiras tarifárias vermelhas estágio 1 foram aplicadas em agosto, setembro e novembro. Embora esse mecanismo mitigue parcialmente a disparidade de fluxo de caixa, ele pode ser insuficiente para cobrir os custos de fornecimento de energia termelétrica, e as distribuidoras ainda correm o risco de disparidades de fluxo de caixa no curto prazo.

Incentivos Governamentais ao Setor Elétrico

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

Em 2002, o governo brasileiro estabeleceu o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, ou Programa PROINFA. Nos termos do Programa PROINFA, a Eletrobrás oferece garantias de compra de até 20 anos para a energia gerada por fontes alternativas, sendo a energia adquirida por empresas de distribuição para entrega aos Consumidores Finais. O custo de aquisição dessa energia alternativa é arcado pelos Consumidores Finais em base mensal (exceto por Consumidores Finais de

7.9 - Outras Informações Relevantes

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 n.º 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 nº 7.891/13), a CDE subsidia o desconto de certas categorias de consumidores, tais como Consumidores Especiais, consumidores rurais, concessionárias de distribuição e permissionárias, entre outros. Pelo Decreto 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) sub contratação de energia involuntária em função de alguns geradores não renovarem seus contratos e a energia produzida destas concessões não ser realocada entre os distribuidores; (iv) parte do ESS e da CVA, de forma que o impacto destes reajustes tarifários em conexão com estes dois componentes foi limitado a 3% de reajuste de 8 de março de 2013 a 7 de março de 2014. A CDE está em vigor por 25 anos a partir de 2002. É regulamentada pela ANEEL e administrada pela Eletrobrás.

Encargo do Serviço do Sistema – ESS

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

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

Taxa pelo Uso de Recursos Hídricos – CFURH

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

Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE

7.9 - Outras Informações Relevantes

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

Taxa do ONS

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

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

7.9 - Outras Informações Relevantes

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.

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 nos últimos 3 (três) exercícios sociais, bem como no exercício social corrente.

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 nos últimos 3 (três) exercícios sociais, bem como no exercício social corrente.

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 houve, nos últimos 3 (três) exercícios sociais e no exercício social corrente contratos relevantes celebrados pela Companhia 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.**

Não houve nos últimos 3 (três) exercícios sociais, bem como no exercício social corrente negócios extraordinários.

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:**

(a) ativos imobilizados, inclusive aqueles objeto de aluguel ou arrendamento, identificando a sua localização.

(b) ativos intangíveis, tais como patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia, nome de domínio na rede mundial de computadores, informando:

- (i) duração;
- (ii) eventos que podem causar a perda dos direitos relativos a tais ativos;
- (iii) possíveis consequências da perda de tais direitos para o emissor

(c) as sociedades em que o emissor tenha participação e a respeito delas informar:

- (i) denominação social
- (ii) sede
- (iii) atividades desenvolvidas
- (iv) participação do emissor
- (v) se a sociedade é controlada ou coligada
- (vi) se possui registro na CVM
- (vii) valor contábil da participação
- (viii) valor de mercado da participação conforme a cotação das ações na data de encerramento do exercício social, quando tais ações forem negociadas em mercados organizados de valores mobiliários
- (ix) valorização ou desvalorização de tal participação, nos 3 últimos exercícios sociais, de acordo com o valor contábil
- (x) valorização ou desvalorização de tal participação, nos 3 últimos exercícios sociais, de acordo com o valor de mercado, conforme as cotações das ações na data de encerramento de cada exercício social, quando tais ações forem negociadas em mercados organizados
- (xi) montante de dividendos recebidos nos 3 últimos exercícios sociais
- (xii) razões para aquisição e manutenção de tal participação

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

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.a - Ativos Imobilizados

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

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

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

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

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.c - Participações em Sociedades

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

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

9.2 - Outras Informações Relevantes

9.2. Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Não há outras informações a serem divulgadas.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

10. Comentários dos diretores

10.1 Os diretores devem comentar sobre:

As demonstrações financeiras de 2019, 2018 e 2017, estão em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil, que compreendem aquelas incluídas na legislação societária brasileira e os pronunciamentos técnicos, as orientações e as interpretações técnicas emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis ("CPC") e aprovados pela Comissão de Valores Mobiliários ("CVM").

A análise dos diretores esclarecendo os resultados obtidos e as razões para a flutuação nos valores das contas patrimoniais da Companhia constituem uma opinião sobre os impactos ou efeitos dos dados apresentados nas Demonstrações Financeiras sobre a situação financeira da Companhia. A Diretoria da Companhia não pode garantir que a situação financeira e os resultados obtidos no passado venham a se reproduzir no futuro.

Os termos "AH" e "AV" constantes das colunas de determinadas tabelas no item 10 em geral significam "Análise Horizontal" e "Análise Vertical", respectivamente.

(a) Condições financeiras e patrimoniais gerais

• Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019

Os diretores esclarecem que a Companhia, assim como as demais empresas do grupo CPFL, seguiu bastante ativa neste ano, promovendo melhorias em suas operações e gestão, buscando adotar as melhores práticas no setor, continuamos com a implementação de tecnologias de alta qualidade em automação em nossos negócios e digitalização de atividades suportes, visando maior eficiência dos nossos custos sempre acompanhando os desdobramentos dos cenários político e econômico do Brasil em seus mercados.

Os resultados do ano de 2019 refletiram o crescimento das vendas de energia, a nossa disciplina na gestão de custos e despesas, bem como a queda da taxa de juros no Brasil.

O fornecimento de energia elétrica (quantidade de energia faturada para consumidores finais, considerando outras concessionárias, permissionárias) totalizou 14.573 GWh. Destacam-se as classes residencial e comercial, que juntas representam 53,7% do total da energia faturada para consumidores cativos da distribuidora. As vendas para as classes residencial e comercial foram de 5.605 GWh e 2.227 GWh, respectivamente.

Os diretores esclarecem que em 31 de dezembro de 2019, o endividamento bruto (circulante e não circulante dos empréstimos e financiamentos, debentures e respectivos encargos incluindo a posição líquida dos derivativos) da Companhia atingiu R\$ 3.644 milhões, apresentando uma redução de 3,1% em comparação com 31 de dezembro de 2018.

Os diretores esclarecem que as disponibilidades (caixa e equivalente de caixa) em 31 de dezembro de 2019 totalizaram R\$ 74 milhões, uma redução de 69,8% com relação ao saldo em 31 de dezembro de 2018. Com isso, o endividamento líquido passou para R\$ 3.570 milhões em 31 de dezembro de 2019, registrando um aumento de 1,5% quando comparado ao endividamento líquido em 31 de dezembro de 2018.

Os diretores esclarecem que os índices de Liquidez Corrente (ativo circulante / passivo circulante) e Liquidez Geral [(ativo circulante + ativo não circulante – intangível) / (passivo circulante + passivo não

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

circulante)] da Companhia foram respectivamente de 1,26 e 1,22 em 31 de dezembro de 2019 (redução de 10,0% no índice de liquidez corrente e aumento de 3,4% no índice de liquidez geral, em relação a posição em 31 de dezembro 2018). Em 31 de dezembro de 2019, o índice de Retorno sobre Patrimônio Líquido (lucro líquido/patrimônio líquido) foi de 0,16, apresentando um aumento de 97,5 % quando comparado com o retorno de 0,08 apresentado em 31 de dezembro de 2018. O Lucro líquido em 2019 atingiu R\$ 624 milhões, um aumento de 108% quando comparado ao lucro líquido do mesmo período de 2018, refletindo principalmente um aumento de 150,8% (R\$ 816 milhões) no EBITDA que atingiu o valor de R\$ 1.357 milhões. Os motivos desta variação estão descritos na Variação da Demonstração do Resultado no item 10.1.h.

A diretoria entende que a Companhia apresenta atualmente (e também apresentou nos três últimos exercícios sociais) condições financeiras e patrimoniais suficientes para desenvolver as atividades do seu negócio, assim como para cumprir suas obrigações de curto e médio prazo. A diretoria acredita que a Companhia, por meio de uma análise de seu ativo circulante e de seu passivo circulante, possui capital de giro compatível com seus investimentos planejados, suas despesas, suas dívidas e outros valores a serem pagos nos próximos anos. A diretoria da Companhia não tem como garantir que tal situação permanecerá inalterada, mas caso entenda necessário contrair empréstimos para financiar seus investimentos e, acredita que terá capacidade para contratá-los.

• Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018

Os diretores esclarecem que em 04 de dezembro de 2018 a ANEEL autorizou o agrupamento das áreas de concessões das distribuidoras de energia RGE Sul e Rio Grande de Energia S.A. ("antiga RGE"), que a partir de 01 de janeiro de 2019 passaram a operar como uma única distribuidora de energia. O agrupamento das concessões foi viabilizado por meio da incorporação do acervo patrimonial apurado em 31 de outubro de 2018 da Rio Grande de Energia S.A ("Incorporada") pela RGE Sul ("Incorporadora"), com a consequente extinção da Incorporada, prevalecendo a razão social da RGE Sul com o nome fantasia de RGE. Com o agrupamento a área de concessão da Companhia passou a contemplar 381 municípios no Estado do Rio Grande do Sul. Entre os principais municípios estão Canoas, São Leopoldo, Novo Hamburgo, Santa Maria, Caxias do Sul, Gravataí, Passo Fundo e Bento Gonçalves, atendendo aproximadamente 3 milhões de consumidores.

Os diretores esclarecem que nesta operação societária aprovada em Assembleia Geral Extraordinária ("AGE") realizada em 31 de dezembro de 2018, ficou estabelecido no Instrumento Particular de Protocolo de Incorporação e de Justificação que a variação patrimonial do acervo líquido contábil da Incorporada ocorrida entre a data base do Laudo de Avaliação (31/10/2018) e a data da efetiva incorporação (31/12/2018) fosse reconhecida na Incorporadora, portanto a variação patrimonial dos meses de novembro e dezembro de 2018 já foram reconhecidas na RGE Sul nas contas de resultado com contrapartida em contas patrimoniais.

Os diretores esclarecem que em 2018 a nova RGE cumpriu com sua agenda estratégica, atendendo com eficiência às demandas de seus clientes. As vendas de energia para o mercado cativo registraram um aumento de 20,8% em relação ao exercício de 2017. Destaca-se a classe residencial, que registrou um aumento de 20,1% ante 2017. Se considerarmos o total das vendas das duas distribuidoras agrupadas, as vendas de energia para o mercado cativo teriam registrado um aumento de 1,3%, na comparação de 2018 com 2017.

Os diretores esclarecem que em 31 de dezembro de 2018, o endividamento bruto (circulante e não circulante dos empréstimos e financiamentos, debentures e respectivos encargos incluindo a posição

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

líquida dos derivativos) da Companhia atingiu R\$ 3.761 milhões, apresentando um aumento de 173,7% em comparação com 31 de dezembro de 2017. Excluindo o efeito do agrupamento da antiga RGE, o endividamento bruto da Companhia atingiu, R\$ 1.859 milhões, apresentando um aumento de 35,3%, em comparação com 31 de dezembro de 2017.

Os diretores esclarecem que as disponibilidades (caixa e equivalente de caixa) em 31 de dezembro de 2018 totalizaram R\$ 245 milhões, um aumento de 36,7% com relação ao saldo em 31 de dezembro de 2017. Com isso, o endividamento líquido passou para R\$ 3.516 milhões em 31 de dezembro de 2018, registrando um aumento de 194,2% quando comparado ao endividamento líquido em 31 de dezembro de 2017. Excluindo o efeito do agrupamento da antiga RGE, o endividamento líquido passou para R\$ 1.644 milhões, apresentando um aumento de 37,6%, em comparação com 31 de dezembro de 2017.

Os diretores esclarecem que os índices de Liquidez Corrente (ativo circulante / passivo circulante) e Liquidez Geral [(ativo circulante + ativo não circulante – intangível) / (passivo circulante + passivo não circulante)] da Companhia foram respectivamente de 1,40 e 1,18 em 31 de dezembro de 2018 (aumento de 35,9% no índice de liquidez corrente e aumento de 12,4% no índice de liquidez geral, em relação a posição em 31 de dezembro 2017). Em 31 de dezembro de 2018, o índice de Retorno sobre Patrimônio Líquido (lucro líquido/patrimônio líquido) foi de 0,08, apresentando um aumento quando comparado com o retorno negativo de 0,02 apresentado em 31 de dezembro de 2017. O Lucro líquido em 2018 atingiu R\$ 300 milhões, um aumento de 1300% quando comparado ao prejuízo líquido do mesmo período de 2017, refletindo principalmente um aumento de 191,4% (R\$ 335 milhões) no EBITDA. Os motivos desta variação estão descritos na Variação da Demonstração do Resultado no item 10.1.h.

A diretoria entende que a Companhia apresenta atualmente (e também apresentou nos três últimos exercícios sociais) condições financeiras e patrimoniais suficientes para desenvolver as atividades do seu negócio, assim como para cumprir suas obrigações de curto e médio prazo. A diretoria acredita que a Companhia, por meio de uma análise de seu ativo circulante e de seu passivo circulante, possui capital de giro compatível com seus investimentos planejados, suas despesas, suas dívidas e outros valores a serem pagos nos próximos anos. A diretoria da Companhia não tem como garantir que tal situação permanecerá inalterada, mas caso entenda necessário contrair empréstimos para financiar seus investimentos e, acredita que terá capacidade para contratá-los.

● Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2017

Os diretores esclarecem que o início de 2017 foi marcado pelas novas perspectivas e possibilidades para a Companhia, após a conclusão da operação de compra do controle de sua controladora CPFL Energia pela chinesa State Grid, maior player global do setor elétrico. Sua visão estratégica de longo prazo e seu desenvolvimento tecnológico trarão grande contribuição para os próximos passos da Companhia.

Os diretores esclarecem que em 31 de dezembro de 2017, o endividamento bruto (circulante e não circulante dos empréstimos e financiamentos, debêntures e respectivos encargos) da Companhia atingiu R\$ 1.374 milhões, apresentando um aumento de 16,4% em comparação com 31 de dezembro de 2016. As disponibilidades (caixa e equivalente de caixa) totalizaram R\$ 179 milhões, um aumento de 22,6% com relação ao saldo em 31 de dezembro de 2016. Com isso, o endividamento líquido (circulante e não circulante dos empréstimos e financiamentos, debêntures e respectivos encargos incluindo a posição líquida de caixa e equivalentes de caixa) passou para R\$ 1.195 milhões, registrando um aumento de 15,6% quando comparado ao endividamento líquido em 31 de dezembro de 2016.

Os diretores esclarecem que os índices de liquidez corrente (ativo circulante / passivo circulante) e liquidez geral ajustada [(ativo circulante + ativo não circulante – intangível) / (passivo circulante +

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

passivo não circulante)] da Companhia foram respectivamente de 1,03 e 1,05 ao final de 2017 (sem variação no índice de liquidez corrente e aumento de 6,1% no índice de liquidez geral ajustada, em relação a posição em 31 de dezembro 2016). Em 2017, o índice de retorno sobre patrimônio líquido (lucro líquido / patrimônio líquido) foi negativo em 0,02, apresentando uma redução quando comparado ao negativo de 0,28 em 2016. O prejuízo líquido do exercício de 2017 atingiu R\$ 25 milhões, uma redução de 93,8% comparado ao prejuízo líquido do mesmo período de 2016, refletindo principalmente um aumento de 13,6% (R\$ 21 milhões) no EBITDA. Os motivos desta variação estão descritos na variação da demonstração do resultado no item 10.1.h.

A diretoria entende que a Companhia apresenta atualmente (e também apresentou nos três últimos exercícios) condições financeiras e patrimoniais suficientes para desenvolver as atividades do seu negócio, assim como para cumprir suas obrigações de curto e médio prazo. A diretoria acredita que a Companhia, por meio de uma análise de seu ativo circulante e de seu passivo circulante, possui capital de giro compatível com seus investimentos planejados, suas despesas, suas dívidas e outros valores a serem pagos nos próximos anos. A diretoria da Companhia não tem como garantir que tal situação permanecerá inalterada, mas caso entenda necessário contrair empréstimos para financiar seus investimentos e, acredita que terá capacidade para contratá-los.

(b) Estrutura de capital

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

Estrutura de Capital	2019	2018	2017
Capital próprio ¹	40%	39%	77%
Capital de terceiros ²	60%	61%	61%

¹ Patrimônio Líquido

² Passivo circulante e não circulante

O setor de energia elétrica requer uso intensivo de capital. A Companhia realiza frequentemente captações por meio do mercado financeiro e de capitais para financiar os investimentos em sua concessão.

Os diretores da Companhia entendem que a Companhia possui estrutura de capital adequada ao cumprimento de suas obrigações de curto e médio prazo e à condução de suas operações.

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

Liquidez e Recursos de Capital

• Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019

Os diretores esclarecem que em 31 de dezembro de 2019, nosso capital de giro refletia um superávit (excedente do ativo circulante em relação ao passivo circulante) de R\$ 417 milhões, uma redução de R\$ 201 milhões quando comparado com o superávit de R\$ 618 milhões em 31 de dezembro de 2018. As principais causas desse superávit foram:

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

- Aumento de R\$ 200 milhões com fornecedores;
- Aumento de R\$ 27 milhões com imposto de renda e contribuição social a recolher;
- Aumento de R\$ 21 milhões com taxas regulamentares.

Compensados parcialmente por:

- Redução de R\$ 171 milhões de caixa e equivalente de caixa;
- Redução de R\$ 121 milhões com dividendos e juros sobre o capital próprio;
- Redução de R\$ 82 milhões com outros créditos;
- Redução de R\$ 72 milhões mútuos com coligadas, controladas e controladora;

Vide mais informações sobre as variações acima no item 10.1.h deste relatório.

Os diretores esclarecem que a tabela abaixo resume as obrigações contratuais e os compromissos pendentes em 31 de dezembro de 2019 (inclui outras obrigações contratuais de longo prazo):

Obrigações contratuais em 31 de dezembro de 2019	Pagamentos devidos por período				
	Total	Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos
Fornecedores	932	784	-	-	148
Empréstimos, derivativos, debêntures e financiamentos - principal e encargos ¹	4.585	497	2.324	1.347	417
Taxas regulamentares	59	59	-	-	-
Outros	132	81	-	-	51
Total de itens do Balanço Patrimonial¹	5.708	1.420	2.324	1.347	616
Arrendamentos e aluguéis	144	26	48	47	23
Contratos de compra de energia ²	29.921	3.496	6.907	7.907	11.612
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão ³	9.559	832	2.144	2.705	3.879
Projetos de construção de subestação	51	44	7	-	-
Total de outros compromissos	39.675	4.397	9.106	10.659	15.514
Total das Obrigações contratuais	45.383	5.817	11.430	12.007	16.130

1. Inclui pagamentos de juros, incluindo juros futuros projetados sobre fluxo de caixa não descontado, através de projeções de índices. Estes juros futuros não são registrados em nosso balanço.

2. Valores a pagar nos termos de contratos de compra de energia elétrica de longo prazo, que estão sujeitas a variações de preços e estabelecem a renegociação em determinadas circunstâncias. A tabela representa os valores a serem pagos pelos volumes contratados aplicando-se os preços ao final do ano 2017. Veja nota explicativa 31 das nossas demonstrações financeiras auditadas.

3. Despesas estimadas com encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão, até o fim do período de concessão.

Os Diretores esclarecem que nossas necessidades de recursos destinam-se principalmente aos seguintes objetivos:

- Investimentos para continuar a melhorar e expandir os nossos sistemas de distribuição; e
- Amortizar ou refinar dadas a vencer. Em 31 de dezembro de 2019, possuímos um saldo de dívida bruta (empréstimos e financiamentos, debêntures e encargos) com vencimento programado para os próximos 12 meses de R\$ 259 milhões.
- Pagamento de Juros sobre capital próprio e dividendos. Pagamos R\$ 94 milhões de juros sobre capital próprio e R\$ 27 milhões de dividendos em 2019.
- A Companhia tem histórico de lucros, bem como projeção de lucratividade e geração de caixa, o que suporta e viabiliza o plano de renegociação para redução nos custos da dívida da Companhia.

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.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

O índice de liquidez geral da Companhia tem apresentado evolução nos últimos três anos, foi de 1,22 em 2019 e 1,18 em 2018, representando um aumento de 3,4% em relação ao índice de 2018.

• Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018

Os diretores esclarecem que em 31 de dezembro de 2018, nosso capital de giro refletia um superávit (excedente do ativo circulante em relação ao passivo circulante) de R\$ 618 milhões, um aumento de R\$ 594 milhões quando comparado com o superávit de R\$ 24 milhões em 31 de dezembro de 2017. As principais causas desse superávit foram:

- Aumento de R\$ 751 milhões com consumidores, concessionárias e permissionárias;
- Aumento de R\$ 294 milhões com o ativo financeiro setorial;
- Aumento de R\$ 227 milhões com empréstimos e financiamentos e debêntures;
- Aumento de R\$ 223 milhões com outras contas a pagar;
- Aumento de R\$ 179 milhões com fornecedores;
- Aumento de R\$ 157 milhões com outros créditos;
- Aumento de R\$ 72 milhões com outros impostos, taxas e contribuições a recolher;
- Aumento de R\$ 72 milhões mútuos com coligadas, controladas e controladora;
- Aumento de R\$ 66 milhões de caixa e equivalente de caixa; e
- Aumento de R\$ 52 milhões de outros tributos a compensar.

Compensados parcialmente por:

- Redução de R\$ 88 milhões com provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios; e
- Redução de R\$ 39 milhões com taxas regulamentares.

Vide mais informações sobre as variações acima no item 10.1.h deste relatório.

Os diretores esclarecem que 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				
	Total	Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos
Fornecedores	722	584	-	-	138
Empréstimos, derivativos, debêntures e financiamentos - principal e encargos ¹	4.645	462	2.855	707	621
Taxas regulamentares	38	38	-	-	-
Outros	120	72	-	-	48
Total de itens do Balanço Patrimonial¹	5.525	1.155	2.855	707	807
Arrendamentos e aluguéis	17	4	5	4	5
Contratos de compra de energia ³	33.312	3.588	6.656	7.294	15.774
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão ⁴	9.586	754	1.880	2.362	4.589
Projetos de construção de subestação	20	19	1	-	-
Total de outros compromissos	42.936	4.365	8.542	9.660	20.368
Total das Obrigações contratuais	48.460	5.521	11.397	10.367	21.176

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 2017. Veja nota explicativa 31 das nossas demonstrações financeiras auditadas.

4. Despesas estimadas com encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão, até o fim do período de concessão.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Os Diretores esclarecem que nossas necessidades de recursos destinam-se principalmente aos seguintes objetivos:

- Investimentos para continuar a melhorar e expandir os nossos sistemas de distribuição; e
- Amortizar ou refinar dadas a vencer. Em 31 de dezembro de 2018, possuímos um saldo de dívida bruta (empréstimos e financiamentos, debêntures e encargos) com vencimento programado para os próximos 12 meses de R\$ 259 milhões.

• Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2017

Os diretores esclarecem que em 31 de dezembro de 2017, o nosso capital de giro refletia um superávit (excedente do ativo circulante em relação ao passivo circulante) de R\$ 24 milhões, um aumento de R\$ 2 milhões quando comparado com o superávit de R\$ 22 milhões em 31 de dezembro de 2016. As principais causas desse superávit foram:

- Aumento de R\$ 33 milhões com caixa e equivalentes de caixa;
- Aumento de R\$ 21 milhões com o ativo financeiro setorial;
- Aumento de R\$ 34 milhões com provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios;
- Aumento de R\$ 25 milhões com taxas regulamentares; e
- Aumento de R\$ 21 milhões com outras contas a pagar.

Compensados parcialmente por:

- Redução de R\$ 137 milhões com consumidores, concessionárias e permissionárias;
- Redução de R\$ 96 milhões com passivo financeiro setorial;
- Redução de R\$ 37 milhões com fornecedores;
- Redução de R\$ 15 milhões com debêntures;
- Redução de R\$ 6 milhões em Impostos, taxas e contribuições; e
- Redução de R\$ 6 milhões em Obrigações estimadas com pessoal.

Vide mais informações sobre as variações acima no item 10.1.h deste relatório.

Os diretores esclarecem que a tabela abaixo resume as obrigações contratuais e os compromissos pendentes em 31 de dezembro de 2017 (inclui outras obrigações contratuais de longo prazo):

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Obrigações contratuais em 31 de dezembro de 2017	Pagamentos devidos por período				
	Total	Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos
Fornecedores	535	406	-	-	128
Empréstimos, debêntures e financiamentos - principal e encargos ¹	1.596	102	1.489	5	0
Entidade de previdência privada ²	14	14	-	-	-
Taxas regulamentares	77	77	-	-	-
Outros	68	24	-	-	44
Total dos itens do Balanço Patrimonial ¹	2.291	623	1.489	5	173
Contratos de compra de energia ³	13.989	1.646	3.039	3.041	6.263
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão ⁴	4.866	432	956	1.074	2.404
Total de outros compromissos	18.855	2.077	3.995	4.116	8.667
Total das Obrigações contratuais	21.146	2.701	5.484	4.121	8.840

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 2017. Veja nota explicativa 31 das nossas demonstrações financeiras auditadas.

4. Despesas estimadas com encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão, até o fim do período de concessão.

Os diretores esclarecem que nossas necessidades de recursos destinam-se principalmente aos seguintes objetivos:

- Investimentos para continuar a melhorar e expandir os nossos sistemas de distribuição; e
- Amortizar ou refinar dadas a vencer. Em 31 de dezembro de 2017, possuíamos um endividamento bruto (empréstimos e financiamentos, debêntures e respectivos encargos) não amortizado com vencimento programado para os próximos 12 meses de R\$ 32 milhões.

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

Os diretores esclarecem que as principais fontes de recursos são provenientes da geração própria de caixa e financiamentos.

Os diretores esclarecem que durante o ano de 2019, 2018 e 2017 a Companhia captou recursos principalmente para realização de investimentos programados, bem como reforçar o capital de giro.

Os diretores esclarecem que foram contratadas novas captações com instituições financeiras na modalidade de empréstimos e emissões de debêntures. (vide maiores detalhes dessa emissão nos itens 18.5 e 18.12).

Os diretores esclarecem que ao longo dos últimos anos, a Companhia tem adotado a estratégia de pre-funding de suas dívidas. Caso ocorra necessidade adicional de caixa, a Companhia tem fácil acesso ao mercado de capitais para captar recursos para cobrir essas necessidades adicionais.

Os diretores esclarecem que utilizando esta estratégia, a Companhia 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.

Os diretores esclarecem que 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

• Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019

Os diretores esclarecem que o endividamento total (circulante e não circulante dos empréstimos e financiamentos, debêntures e respectivos encargos) alcançou em 2019 o valor de R\$ 3.841 milhões uma redução de R\$ 12 milhões, ou 0,31%, de 31 de dezembro de 2018 para 31 de dezembro de 2019, principalmente em decorrência de: (i) captação de empréstimos e financiamentos e debêntures no montante de R\$ 890 milhões (líquido dos gastos de captações) ; (ii) encargos, atualização monetária e marcação a mercado no montante de R\$ 314 milhões; compensado (iii) amortização de (empréstimos/debêntures) no montante de de R\$ 1.045 milhões; e (v) pagamento de encargos no montante de R\$ 171 milhões.

Os diretores esclarecem que apesar do endividamento total (circulante e não circulante dos empréstimos e financiamentos, debentures e respectivos encargos) ter reduzido 0,3%, quando analisamos o endividamento bruto (circulante e não circulante dos empréstimos e financiamentos, debêntures e respectivos encargos incluindo a posição líquida dos derivativos), houve uma redução de 3,1%. Isso decorre principalmente pela redução de R\$ 18 milhões do endividamento em moeda estrangeira.

As principais captações foram:

- Emissão de debêntures: R\$ 739 milhões, líquido dos gastos com captação, para planos de investimentos, pagamentos de dívidas, refinanciamentos de dívidas e esforço de capital de giro;
- Emissão de novas dívidas denominadas em reais pelo BNDES, no valor de R\$ 151 milhões, líquido dos gastos com captações, para realizar os investimentos necessários.

• Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018

Os diretores esclarecem que o endividamento total (circulante e não circulante dos empréstimos e financiamentos, debêntures e respectivos encargos) apresentou um aumento de R\$ 2.479 milhões, ou 180,4%, de 31 de dezembro de 2017 para 31 de dezembro de 2018 alcançando R\$ 3.853 milhões, principalmente em decorrência de: (i) captação de empréstimos e financiamentos no montante de R\$ 1.339 milhões e debêntures (líquido dos gastos de captações) de R\$ 513 milhões; (ii) encargos, atualização monetária e marcação a mercado no montante de R\$ 283 milhões; (iii) efeito da incorporação no montante de R\$ 1.931 milhões; compensado (iv) amortização de debêntures de R\$ 1.343 milhões e empréstimos e financiamentos de R\$ 35 milhões e (v) pagamento de encargos no montante de R\$ 210 milhões.

Os diretores esclarecem que apesar do endividamento total (circulante e não circulante dos empréstimos e financiamentos, debentures e respectivos encargos) ter aumentado 180,4%, quando analisamos o endividamento bruto (circulante e não circulante dos empréstimos e financiamentos, debêntures e respectivos encargos incluindo a posição líquida dos derivativos), houve um aumento de 173,7%. Isso decorre principalmente pelo aumento de R\$ 100 milhões na conta de derivativos ativo em função principalmente do aumento de R\$ 1.638 milhões do endividamento em moeda estrangeira.

• Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2017

Os diretores esclarecem que o endividamento total (circulante e não circulante dos empréstimos e financiamentos, debêntures e respectivos encargos) apresentou um aumento de R\$ 194 milhões, ou 16,4%, de 31 de dezembro de 2016 para 31 de dezembro de 2017 alcançando R\$ 1.374 milhões, principalmente em decorrência de (i) emissão de debêntures no montante de R\$ 220 milhões; (ii) apropriação de juros e atualização monetária no montante de R\$ 134 milhões; (iii) amortização de principal de R\$ 20 milhões; (iv) pagamento de encargos de empréstimos e debêntures no montante de R\$ 141 milhões.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

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

Os diretores esclarecem que em 2020 e 2021, 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 nosso sistema de energia.

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

• Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019

Os diretores esclarecem que em 31 de dezembro de 2019, nosso endividamento total (circulante e não circulante dos empréstimos e financiamentos, debêntures e respectivos encargos) era de R\$ 3.841 milhões. Deste total R\$ 1.621 milhões ou 42,2% eram expressos em moeda estrangeira (dólares norte-americanos e Euro). Foram contratadas operações de swap para redução da exposição às variações cambiais decorrentes destas obrigações. O montante de R\$ 259 milhões de nosso endividamento vencerá no prazo de 12 meses.

• Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018

Os diretores esclarecem que em 31 de dezembro de 2018, nosso endividamento total (circulante e não circulante dos empréstimos e financiamentos, debêntures e respectivos encargos) era de R\$ 3.853 milhões. Deste total R\$ 1.638 milhões eram expressos em moeda estrangeira (dólares norte-americanos e Euro). Foram contratadas operações de swap para redução da exposição às variações cambiais decorrentes destas obrigações. O montante de R\$ 259 milhões de nosso endividamento vencerá no prazo de 12 meses.

• Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2017

Os diretores esclarecem que em 31 de dezembro de 2017, nosso endividamento total (circulante e não circulante dos empréstimos e financiamentos e debentures e respectivos encargos) era de R\$ 1.374 milhões, todos expressos em moeda nacional. O montante de R\$ 32 milhões de nosso endividamento total (circulante e não circulante dos empréstimos e financiamentos, debêntures e respectivos encargos) vencerá no prazo de 12 meses.

(i). Contratos de empréstimo e financiamento relevantes

Os diretores esclarecem que os principais contratos de financiamentos em 31 de dezembro de 2019 (incluindo encargos) eram os seguintes:

- Pós fixado - Em 31 de dezembro de 2019, o saldo de empréstimos pós fixados totalizava R\$ 783 milhões, sendo os índices TLP e TJLP (R\$ 739 milhões) e Selic e CDI (R\$ 37 milhões) e Outros (R\$ 7 milhões). Estes empréstimos são denominados em reais.
- Pré-fixado. Em 31 de dezembro de 2019, o saldo de empréstimos pré-fixados totalizava R\$ 57 milhões. Estes empréstimos são denominados em reais.
- Debêntures - Em 31 de dezembro de 2019, tínhamos R\$ 1.397 milhões de saldo devedor de debêntures (circulante e não circulante). Os termos e condições das debêntures encontram-se resumidos na nota explicativa 16 das demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2019.
- Dívidas denominadas em moeda estrangeira - Em 31 de dezembro de 2019, possuíamos financiamentos denominados em dólares norte-americanos e euros cujos saldos devedores eram de R\$ 1.166 milhões e R\$ 455 milhões, respectivamente. Contratamos *swap* visando reduzir nossa exposição a taxas de câmbio decorrentes dessas obrigações.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Os diretores esclarecem que para mais detalhes sobre nossos empréstimos e financiamento, e debêntures, favor ver Notas 15, 16 e 31 das nossas demonstrações financeiras.

Os diretores esclarecem que os principais contratos de financiamentos em 31 de dezembro de 2018 (incluindo encargos) eram os seguintes:

- Pós fixado - Em 31 de dezembro de 2018, o saldo de empréstimos pós fixados totalizava R\$ 697 milhões, sendo os índices TLP e TJLP (R\$ 612 milhões) e Selic e CDI (R\$ 53 milhões) e Outros (R\$ 32 milhões). Estes empréstimos são denominados em reais.
- Pré-fixado. Em 31 de dezembro de 2018, o saldo de empréstimos pré-fixados totalizava R\$ 81 milhões. Estes empréstimos são denominados em reais.
- Debêntures - Em 31 de dezembro de 2018, tínhamos R\$ 1.452 milhões de saldo devedor de debêntures (circulante e não circulante). Os termos e condições das debêntures encontram-se resumidos na nota explicativa 15 das demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2018.
- Dívidas denominadas em moeda estrangeira - Em 31 de dezembro de 2018, possuíamos financiamentos denominados em dólares norte-americanos e euros cujos saldos devedores eram de R\$ 1.202 milhões e R\$ 436 milhões, respectivamente. Contratamos *swap* visando reduzir nossa exposição a taxas de câmbio decorrentes dessas obrigações.

Os diretores esclarecem que para mais detalhes sobre nossos empréstimos e financiamento, e debêntures, favor ver Notas 14, 15 e 30 das nossas demonstrações financeiras.

Os diretores esclarecem que os principais contratos de financiamentos em 31 de dezembro de 2017 (incluindo encargos) eram os seguintes:

- Debêntures - Em 31 de dezembro de 2017, o saldo devedor em debêntures (circulante e não circulante) era de R\$ 1.323 milhões, dividido em duas emissões. Os termos e condições das debêntures encontram-se resumidos na nota explicativa 15 das nossas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2017.
- Eletrobrás – Luz para Todos. A Eletrobrás, no âmbito do Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica “Programa Luz para Todos” concedeu recursos provenientes da CDE, os quais são enquadrados como subvenção econômica. O período de carência é de 24 meses e o prazo de amortização é de 120 meses. Em 31 de dezembro de 2017, tínhamos R\$ 19 milhões de saldo em empréstimos e financiamentos (circulante e não circulante). Encontram-se resumidos na nota explicativa 14 das nossas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2017.
- Outras dívidas denominadas em Reais - Em 31 de dezembro de 2017, tínhamos um saldo devedor de empréstimos e financiamentos (circulante e não circulante) de R\$ 32 milhões, nos termos de diversas outras linhas de crédito denominadas em real.

Os diretores esclarecem que para mais detalhes sobre nossos empréstimos e financiamento, e debêntures, favor ver Notas 14, 15 e 30 das nossas demonstrações financeiras.

(ii). outras relações de longo prazo com instituições financeiras

Os diretores esclarecem que na data deste Formulário de Referência, não há outras relações de longo prazo com instituições financeiras, além das descritas no item (i) acima.

(iii). grau de subordinação entre as dívidas

Os diretores esclarecem que 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.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

(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

1. Empréstimos e Financiamentos:

Os diretores esclarecem que os empréstimos e financiamentos obtidos pela Companhia exigem o cumprimento de algumas cláusulas restritivas financeiras, sob pena de limitação à distribuição de dividendos, e/ou antecipação de vencimento das dívidas vinculadas. Algumas cláusulas contratuais estão vinculadas à índices financeiros da controladora CPFL Energia S.A. e da controladora indireta State Grid Brazil Power Participações S.A.. 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.

Os diretores esclarecem que 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 2019.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras da Companhia

- 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 consolidadas da controladora CPFL Energia

- Dívida Líquida dividida pelo EBITDA menor ou igual a 3,75.
- 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. ("State Grid Brazil")

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

Os diretores esclarecem que 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 controladora CPFL Energia (tanto para EBITDA como para ativos e passivos).

Os diretores esclarecem que a Companhia monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. No entendimento da Administração da Companhia, todas as condições restritivas e cláusulas financeiras e não financeiras estão adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2019.

2. Debêntures

Os diretores esclarecem que as debêntures emitidas pela Companhia exigem o cumprimento de algumas cláusulas restritivas financeiras da sua controladora CPFL Energia.

Os diretores esclarecem que 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 2019.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas da controladora CPFL Energia

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

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

Os diretores esclarecem que a Companhia monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. No entendimento da Administração da Companhia, todas as condições restritivas e cláusulas financeiras e não financeiras estão adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2019.

Os diretores esclarecem que para mais informações sobre as cláusulas financeiras, vide as notas explicativas 15 e 16 de nossas demonstrações financeiras.

(g) limites dos financiamentos contratados e percentuais já utilizados

Os diretores esclarecem que os percentuais utilizados dos nossos financiamentos já contratados, referentes aos exercícios sociais de 2019 e 2018, estão apresentados na tabela abaixo:

Empréstimos contratados junto ao BNDES (investimentos) – (R\$ mil)

Modalidade	Aprovação	Empresa	Em 2019	
			Limites contratados	Percentual utilizado
BNDES/Investimento - FINEM	Em 2018	RGE Sul	1.133.024	60,37%

Modalidade	Aprovação	Empresa	Em 2018	
			Limites contratados	Percentual utilizado
BNDES/Investimento - FINEM	Em 2018	RGE Sul	1.133.024	47%

Os diretores esclarecem que em 31 de dezembro de 2017 não foram contratados e/ou liberados recursos junto ao BNDES.

(h) alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras

Os diretores esclarecem que a Administração da Companhia apresenta os balanços patrimoniais e as demonstrações de resultado referentes aos exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2019, 2018 e 2017, com a demonstração de todas as variações e comentários sobre as mais relevantes.

Os diretores esclarecem que a moeda funcional da Companhia é o Real e as informações contábeis estão sendo apresentadas em milhões de reais. O arredondamento é realizado somente após a totalização dos valores. Desta forma, os valores em milhões apresentados, quando somados, podem não coincidir com os respectivos totais já arredondados.

Agrupamento de Concessões de Distribuição – Incorporação do Acervo Contábil da Rio Grande Energia S.A. ("antiga RGE")

Os diretores esclarecem que conforme descrito no item 10.1 (a) acima, o agrupamento das concessões das distribuidoras foi viabilizado por meio de operação societária de incorporação do acervo líquido (ativos e passivos) da Rio Grande Energia ("antiga RGE") pela RGE Sul na data base de 31 de outubro de 2018. A operação foi aprovada em 31 de dezembro de 2018 e conseqüentemente este acervo líquido foi atualizado e reconhecido da RGE Sul na referida data. A atualização deste acervo líquido (ativos e passivos) com seus reflexos na demonstração dos resultados dos meses de novembro e dezembro de 2018 estão demonstrados abaixo:

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

	Acervo Líquido Contábil - Data Base			Demonstração de Resultado	Movimento de Nov e Dez/18
	31/10/2018	Variação	31/12/2018		
ATIVO				Receita Operacional	1.016.710
Caixa e equivalentes de caixa	88.349	(57.885)	30.464	Fornecimento de energia elétrica	798.916
Consumidores, concessionárias e permissionárias	718.686	(47.512)	671.174	Suprimento de energia elétrica	35.926
Tributos a compensar	85.531	17.987	103.518	Receita de disponibilidade da rede - TUSD	69.305
Ativo financeiro setorial	324.966	(40.612)	284.354	Ativo e passivo financeiro setorial	(44.856)
Ativo financeiro da concessão	1.754.057	63.303	1.817.360	Receita de construção	90.920
Depósitos judiciais	63.566	(112)	63.454	Ativo financeiro da concessão	2.636
Derivativos	38.412	10.718	49.130	Outras receitas operacionais	63.863
Créditos fiscais diferidos	70.928	(11.171)	59.757	Deduções da Receita Operacional	(414.795)
Intangível	1.493.056	14.631	1.507.687	ICMS	(218.150)
Outros ativos	90.966	36.505	127.471	PIS e Cofins	(85.573)
Total do Ativo	4.728.517	(14.148)	4.714.369	Conta Desenv Energético - CDE	(109.782)
				Outras deduções da receita	(1.290)
PASSIVO				Receita Operacional Líquida	601.914
Fornecedores	409.852	(103.134)	306.718	Custos e Despesas Operacionais	(528.007)
Empréstimos e financiamentos	981.335	255.964	1.237.299	Custo do Serviço de Energia Elétrica	(316.669)
Debêntures	949.170	(240.933)	708.237	Pessoal	(25.720)
Impostos, taxas e contribuições	106.369	(39.842)	66.527	Material	(5.834)
Dividendo e juros sobre capital próprio	26.795	94.312	121.107	Serviço de Terceiros	(28.677)
Encargos setoriais	123.509	(27.396)	96.113	Custo com construção da infraestrutura	(90.920)
Provisões para contingências	88.038	4.608	92.646	Amortização de intangível de concessão	(29.001)
Outros passivos	103.758	78.745	182.503	Outras despesas operacionais	(31.186)
Total do Passivo	2.788.826	22.324	2.811.150	Resultado do Serviço	73.907
Acervo Líquido Contábil	1.939.691	(36.472)	1.903.219	Resultado Financeiro	(10.336)
				Receitas Financeiras	15.459
				Despesas Financeiras	(25.795)
Conciliação da Variação do Acervo Líquido Contábil				Resultado Antes dos Tributos	63.571
Acervo líquido contábil em 31/10/2018	1.939.691			Contribuição Social	3.941
Resultado de novembro de dezembro/2018	77.891			Imposto de Renda	10.379
Resultado Abrangente - Risco de Crédito de Passivos Financeiros	(1.694)			Resultado Líquido do Exercício	77.891
Resultado Abrangente - Ganhos Atuariais do Plano de Pensão	(1.713)				
Declaração de juros sobre o capital próprio	(110.956)				
Acervo líquido contábil em 31/12/2018	1.903.219				

Os diretores esclarecem que com base nas informações apresentadas acima os comentários de variações de itens de ativos, passivos e demonstração de resultados divulgados a seguir já estão impactados pelos efeitos da incorporação dos saldos de ativos e passivos da antiga RGE. Também reflete os efeitos de resultados de 2 meses da antiga RGE, portanto as informações de demonstração de resultado de 2018 da RGE Sul considerado 12 meses da RGE Sul mais 2 meses (novembro e dezembro/2018) da antiga RGE.

Os Diretores esclarecem que por conta desta incorporação do acervo contábil da antiga RGE, apresentaremos nos comentários das variações de itens de ativos, passivos e demonstração de resultados, qual seria os efeitos segregando os impactos da referida incorporação.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Comentários sobre as variações mais relevantes do Ativo:

ATIVO	Balanco Patrimonial (em milhões de reais)									
	31/12/2019	AH%	AH-R\$	AV%	31/12/2018	AH%	AH-R\$	AV%	31/12/2017	AV%
Circulante										
Caixa e equivalentes de caixa	74	-69,8%	(171)	0,8%	245	36,9%	66	2,6%	179	4,3%
Consumidores, concessionárias e permissionárias	1.340	6,8%	85	13,6%	1.255	149,0%	751	13,2%	504	12,1%
Imposto de renda e contribuição social a compensar	3	-90,6%	(29)	0,0%	32	255,6%	23	0,3%	9	0,2%
Outros tributos a compensar	73	9,0%	6	0,7%	67	346,7%	52	0,7%	15	0,4%
Derivativos	14	40,0%	4	0,1%	10	-	10	0,1%	-	-
Ativo financeiro setorial	342	8,6%	27	3,5%	315	1400,0%	294	3,3%	21	0,5%
Estoques	25	19,0%	4	0,3%	21	75,0%	9	0,2%	12	0,3%
Outros créditos	143	-36,4%	(82)	1,5%	225	230,9%	157	2,4%	68	1,6%
Total do circulante	2.014	-7,2%	(156)	20,5%	2.170	168,6%	1.362	22,9%	808	19,5%
Não circulante										
Consumidores, concessionárias e permissionárias	127	-13,0%	(19)	1,3%	146	29,2%	33	1,5%	113	2,7%
Depósitos judiciais	117	-4,1%	(5)	1,2%	122	87,7%	57	1,3%	65	1,6%
Outros tributos a compensar	92	12,2%	10	0,9%	82	156,3%	50	0,9%	32	0,8%
Ativo financeiro setorial	-	-100,0%	(94)	0,0%	94	84,3%	43	1,0%	51	1,2%
Derivativos	183	103,3%	93	1,9%	90	-	90	0,9%	-	-
Créditos fiscais diferidos	419	-14,3%	(70)	4,3%	489	33,2%	122	5,2%	367	8,8%
Ativo financeiro da concessão	3.801	17,7%	571	38,7%	3.230	169,4%	2.031	34,1%	1.199	28,9%
Outros créditos	1	-90,0%	(9)	0,0%	10	-54,5%	(12)	0,1%	22	0,5%
Imobilizado	-	-100,0%	(15)	0,0%	15	-37,5%	(9)	0,2%	24	0,6%
Intangível	2.629	-2,3%	(62)	26,8%	2.691	83,1%	1.221	28,4%	1.470	35,4%
Ativo contratual	445	29,0%	100	4,5%	345	-	345	3,6%	-	-
Total do não circulante	7.814	6,8%	500	79,5%	7.314	118,7%	3.969	77,1%	3.345	80,5%
Total do Ativo	9.828	3,6%	344	100,0%	9.484	128,4%	5.331	100,0%	4.153	100,0%

Os diretores esclarecem que os dados abaixo são comparativos em: (i) 31 de dezembro de 2019 e 31 de dezembro de 2018; (ii) 31 de dezembro de 2018 e 31 de dezembro de 2017 e (iii) 31 de dezembro de 2017 e 31 de dezembro de 2016.

Caixa e equivalentes de caixa:

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 74 milhões em 31 de dezembro de 2019, que representa 0,8% do total do ativo, apresentou uma redução de 69,8% (R\$ 171 milhões), comparado com 31 de dezembro de 2018, decorrente:

(i) de caixa líquido gerado das atividades operacionais de R\$ 1.401 milhões, em função: lucro líquido ajustado de R\$ 1.563 milhões; aumento de fornecedores em R\$ 210 milhões; ativo financeiro setorial R\$ 147 milhões; outros passivos operacionais R\$ 31 milhões; contas a receber – CDE R\$ 26 milhões; taxas regulamentares de R\$ 22 milhões; tributos a compensar R\$ 14 milhões; outros ativos operacionais R\$ 14 milhões; depósitos judiciais R\$ 9 milhões; compensados pela redução de encargos de dívida e debêntures pagos de R\$ 171 milhões; imposto de renda e contribuição social pagos de R\$ 144 milhões; consumidores, concessionárias e permissionárias de R\$ 142 milhões; redução processos fiscais, cíveis, trabalhistas pagos em R\$ 100 milhões; passivo financeiro setorial R\$ 48 milhões; contas a pagar CDE de R\$ 19 milhões e outras obrigações com entidade de previdência privada de R\$ 15 milhões.

(ii) do consumo de caixa líquido das atividades de investimento de R\$ 877 milhões basicamente com ativos contratuais que corresponde a investimentos em infraestrutura de distribuição R\$ 884 milhões; e

(iii) do consumo de caixa líquido das atividades de financiamentos de R\$ 695 milhões decorrentes da amortização de principal de empréstimos e debêntures de R\$ 1.045 milhões; pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio no valor de R\$ 445 milhões; amortização de mútuos com controladas e coligadas de R\$ 72 milhões e liquidação de operações com derivativos de R\$ 23 milhões; compensados pela captação de empréstimos e debêntures de R\$ 890 milhões.

Os diretores esclarecem que segregando o efeito da incorporação do saldo da antiga RGE, o saldo de caixa e equivalente de caixa em 31 de dezembro de 2018 foi de R\$ 215 milhões, apresentando um aumento de 20,1% (R\$ 36 milhões), comparado com 31 de dezembro de 2017.

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 179 milhões em 31 de dezembro de 2017, que representa 4,3% do total do ativo, apresentou um aumento de 22,6% (R\$ 33 milhões), comparado com 2016, decorrente:

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

(i) da geração de caixa líquido das atividades operacionais de R\$ 139 milhões, basicamente devido ao prejuízo líquido ajustado de R\$ 426 milhões; movimentos dos ativos e passivos financeiros setoriais em R\$ 217 milhões; redução de fornecedores em R\$ 38 milhões; redução de depósitos judiciais em R\$ 21 milhões; redução outros tributos e contribuições sociais em R\$ 21 milhões; redução de outras obrigações com entidade de previdência privada em R\$ 6 milhões; redução do contas a receber – CDE em R\$ 2 milhões; aumento de consumidores, concessionárias e permissionárias em R\$ 113 milhões; aumento em outros passivos operacionais em R\$ 44 milhões; aumento nas taxas regulamentares R\$ 25 milhões; aumento em outros ativos operacionais em R\$ 9 milhões; pagamento de encargos de dívida e debêntures em R\$ 141 milhões; pagamento de processos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios em R\$ 19 milhões; pagamento de imposto de renda e contribuição social em R\$ 15 milhões;

(ii) do consumo de caixa líquido das atividades de investimentos de R\$ 412 milhões basicamente pela aquisição de intangível de R\$ 412 milhões, correspondente aos investimentos em infraestrutura de distribuição;

(iii) do consumo de caixa líquido das atividades de financiamentos de R\$ 245 milhões decorrentes da captação de empréstimos e debêntures R\$ 220 milhões; aumento de capital por acionistas controladores R\$ 45 milhões e amortização do principal de dívida R\$ 20 milhões; e

(iv) do aumento do saldo de caixa oriundo de Incorporação da CPFL Jaguariúna em R\$ 61 milhões.

Consumidores, concessionárias e permissionárias (circulante e não circulante)

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 1.467 milhões em 31 de dezembro de 2019, que representa 14,9% do total do ativo, apresentou um aumento de 4,7% (R\$ 66 milhões), comparado a 31 de dezembro de 2018, devido basicamente ao reajuste tarifário de junho de 2019 em 10,05%, sendo 0,05% referentes ao reajuste tarifário econômico e 10,00% relativos aos componentes financeiros pertinentes. O efeito médio total a ser percebido pelos consumidores da Companhia é de 1,72% e pelos consumidores da empresa incorporada é de 8,63%.

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 1.401 milhões em 31 de dezembro de 2018, que representa 14,8% do total do ativo, apresentou um aumento de 127,1% (R\$ 784 milhões), comparado a 31 de dezembro de 2017, devido basicamente da adição do saldo de R\$ 671 milhões, pela incorporação de saldo da antiga RGE, bem como ao reajuste tarifário de abril de 2018 de 22,5% (percepção do consumidor) da RGE Sul.

Os diretores esclarecem que segregando o efeito da incorporação de saldo da antiga RGE, o saldo de consumidores, concessionárias e permissionárias em 31 de dezembro de 2018 foi de R\$ 730 milhões, apresentando um aumento de 18,3% (R\$ 113 milhões), comparado com 31 de dezembro de 2017.

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 617 milhões em 2017, que representa 14,9% do total do ativo, apresentou uma redução de 18,7% (R\$ 142 milhões), comparado com 2016, devido basicamente ao reajuste tarifário de abril de 2017 de -6,43% (percepção do consumidor), associado a redução na inadimplência.

Imposto de renda e contribuição social a compensar:

Os diretores esclarecem que o comparativo referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2019 não está descrito neste item por suas comparações serem materialmente irrelevantes.

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 32 milhões em 31 de dezembro de 2018, que representa 0,3% do total do ativo, apresentou um aumento de 255,6% (R\$ 23 milhões), comparado a 31 de dezembro de 2017, em função basicamente da antecipação de imposto de renda e contribuição social de R\$ 23 milhões. Do valor total da variação do saldo de imposto de renda e contribuição social a compensar, R\$ 16 milhões refere-se à incorporação de saldo da antiga RGE.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Os diretores esclarecem que segregando o efeito da incorporação de saldo da antiga RGE, o saldo de imposto de renda e contribuição social a compensar em 31 de dezembro de 2018 foi de R\$ 17 milhões, apresentando um aumento de 88,9% (R\$ 8 milhões), comparado com 31 de dezembro de 2017.

Os diretores esclarecem que o comparativo referente aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e 31 de dezembro de 2016, não estão descritos neste item por suas comparações serem materialmente irrelevantes.

Outros tributos a compensar (circulante e não circulante):

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 165 milhões em 31 de dezembro de 2019, que representa 1,7% do total do ativo, apresentou um aumento de 10,7% (R\$ 16 milhões), comparado a 31 de dezembro de 2018, devido principalmente pelo: (i) ICMS a compensar de R\$ 17 milhões.

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 149 milhões em 31 de dezembro de 2018, que representa 1,6% do total do ativo, apresentou um aumento de 217% (R\$ 102 milhões), comparado a 31 de dezembro de 2017, em função (i) ICMS a compensar de R\$ 91 milhões; (ii) imposto de renda retido na fonte – IRRF de R\$ 6 milhões; e (iii) PIS e COFINS de R\$ 4 milhões. Do valor total da variação do saldo de outros tributos a compensar, R\$ 88 milhões refere-se a incorporação de saldo da antiga RGE.

Os diretores esclarecem que segregando da incorporação de saldo da antiga RGE, o saldo de outros tributos a compensar em 31 de dezembro de 2018 foi de R\$ 61 milhões, apresentando um aumento de 29,8% (R\$ 14 milhões), comparado com 31 de dezembro de 2017.

Os diretores esclarecem que o comparativo referente aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e 31 de dezembro de 2016, não estão descritos neste item por suas comparações serem materialmente irrelevantes.

Derivativos (circulante e não circulante):

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 197 milhões em 31 de dezembro de 2019, que representa 2,0% do total do ativo, apresentou um aumento de 97% (R\$ 97 milhões), comparado a 31 de dezembro de 2018, em função: (i) ganhos com instrumentos derivativos (R\$ 82 milhões) e (ii) liquidação de derivativos (R\$ 24 milhões).

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 100 milhões em 31 de dezembro de 2018, que representa 1,1% do total do ativo, apresentou um aumento de 100% (R\$ 100 milhões), comparado a 31 de dezembro de 2017, em função (i) contratação de derivativos de câmbio referente a empréstimos em moeda estrangeira de R\$ 88 milhões e (ii) contratação de derivativos de índice de preço para as debêntures no montante de R\$ 12 milhões. Do valor total de derivativos de câmbio referente a empréstimos em moeda estrangeira, R\$ 49 milhões refere-se a incorporação de saldo da antiga RGE.

Os diretores esclarecem que segregando o efeito da incorporação de saldo da antiga RGE, o saldo de derivativos em 31 de dezembro de 2018 foi de R\$ 51 milhões, apresentando um aumento R\$ 51 milhões, comparado com 31 de dezembro de 2017.

Os diretores esclarecem que o comparativo referente aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e 31 de dezembro de 2016, não estão descritos neste item por não possuir saldo com derivativos no exercício de 2017.

Ativo e Passivo Financeiro Setorial (circulante e não circulante):

Os diretores esclarecem que os saldos do ativo financeiro setorial líquido (ativo menos passivo financeiros) de R\$ 341 milhões em 31 de dezembro de 2019, que representa 3,5% do total do ativo, apresentou uma redução de 16,4% (R\$ 67 milhões), decorrente principalmente da CVA de: (i) amortizações de R\$ 398 milhões, sendo: (a) custo de energia elétrica (R\$ 377 milhões), (b) repasse de Itaipu (R\$ 374 milhões), (c) CDE (R\$ 50 milhões), (d) transporte de itaipu (R\$ 10 milhões), (e) encargos de proinfa (R\$ 9 milhões), compensados pelos aumentos: (f) encargos de ESS e EER (R\$ 266 milhões), (g) sobrecontratação (R\$ 133 milhões) e (h) outros componentes financeiros (R\$ 22 milhões); compensado pelo aumento em (ii) constituições no montante de R\$ 300 milhões, sendo: (a) repasse de Itaipu (R\$ 289 milhões); (b) CDE (R\$ 44 milhões), (c) encargos de rede básica (R\$ 35 milhões) (d)

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

sobrecontratação (R\$ 33 milhões); (e) neutralidade dos encargos setoriais (R\$ 19 milhões), (f) custo de energia elétrica (R\$ 17 milhões), compensado pela redução em (g) encargos de ESS e EER (R\$ 142 milhões) e (iii) atualização financeira no montante de R\$ 31 milhões. (Vide nota 8 das nossas demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019).

Os diretores esclarecem que os saldos do ativo financeiro setorial líquido (ativo menos passivo financeiros) de R\$ 409 milhões em 31 de dezembro de 2018, que representa 4,3% do total do ativo, apresentou um aumento de 468,1% (R\$ 337 milhões) em comparação ao ativo financeiro setorial líquido de R\$ 72 milhões em 2017, decorrente principalmente da CVA de: (i) incorporação de saldo da antiga RGE de R\$ 325 milhões; (ii) constituição no montante de R\$ 38 milhões, sendo: (a) repasse de Itaipu (R\$ 221 milhões); (b) CDE (R\$ 59 milhões), (c) encargos de rede básica (R\$ 5 milhões) compensados pelas reduções: (d) encargos de ESS e EER (R\$ 112 milhões), (e) outros componentes financeiros (R\$ 54 milhões), (f) neutralidade dos encargos setoriais (R\$ 45 milhões), (g) custo de energia elétrica (R\$ 19 milhões) e (g) sobrecontratação (R\$ 17 milhões); (ii) atualização financeira no montante de R\$ 9 milhões; compensados parcialmente por (iii) amortizações de R\$ 35 milhões, sendo: (a) custo de energia elétrica (R\$ 148 milhões), (b) repasse de Itaipu (R\$ 130 milhões), (c) neutralidade dos encargos setoriais (R\$ 23 milhões), (d) encargos de rede básica (R\$ 7 milhões), (e) proinfa (R\$ 1 milhão), compensados pelos aumentos: (f) encargos de ESS e EER (R\$ 166 milhões), (g) CDE (R\$ 43 milhões) e (h) sobrecontratação (R\$ 36 milhões) e (i) outros componentes financeiros (R\$ 30 milhões). (Vide nota 8 das nossas demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2018).

Os diretores esclarecem que segregando o efeito da incorporação de saldo da antiga RGE, o saldo de ativo financeiro setorial líquido em 31 de dezembro de 2018 foi de R\$ 125 milhões, apresentando um aumento de 73,6% (R\$ 53 milhões), comparado com 31 de dezembro de 2017.

Os diretores esclarecem que os saldos do ativo financeiro setorial líquido (ativo menos passivo financeiros) de R\$ 72 milhões em 2017 apresentou um aumento de 155,8% (R\$ 201 milhões) em comparação ao passivo financeiro setorial líquido de R\$ 129 milhões em 2016, decorrente principalmente da CVA de: (i) custo de energia elétrica (R\$ 398 milhões), a serem repassados para os consumidores nos próximos reajustes tarifário; (ii) aumento do repasse de Itaipu (R\$ 36 milhões); (iii) outros componentes financeiros (R\$ 48 milhões), compensados pela redução (iii) sobrecontratação (R\$ 128 milhões); (iv) encargo de serviço de sistema ESS e encargos de energia de reserva ERR (R\$ 76 milhões); (v) CDE (R\$ 49 milhões); (vi) encargos de rede básica (R\$ 12 milhões); (vii) neutralidade dos encargos setoriais (R\$ 12 milhões). (Vide nota 8 das nossas demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2017).

Outros créditos (circulante e não circulante):

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 144 milhões em 31 de dezembro de 2019 que corresponde a 1,5% do total do ativo apresentou uma redução de 38,7% (R\$ 91 milhões), comparado com 31 de dezembro de 2018, principalmente por: (i) redução em despesas antecipadas em R\$ 56 milhões; (ii) redução no saldo a receber da Eletrobrás, referentes a aportes e subsídios do CDE no montante de R\$ 26 milhões; (iii) redução de cauções, fundos e depósitos vinculados de R\$ 9 milhões; (iv) adiantamento a funcionários no valor de R\$ 1 milhão; compensados parcialmente pelo aumento em (v) serviço prestado a terceiros R\$ 7 milhões.

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 235 milhões em 31 de dezembro de 2018 que corresponde a 2,5% do total do ativo apresentou um aumento de 161,1% (R\$ 145 milhões), comparado com 31 de dezembro de 2017, principalmente por: (i) aumento em despesas antecipadas em R\$ 62 milhões; (ii) aumento de ordens em curso no montante de R\$ 54 milhões; (iii) aumento no saldo a receber da Eletrobrás, referentes a aportes e subsídios do CDE no montante de R\$ 22 milhões; (iv) aumento de outros créditos de R\$ 38 milhões; (v) aumento de cauções, fundos e depósitos vinculados de R\$ 8 milhões, compensados parcialmente (vi) redução de bens destinados a alienação no montante de R\$ 22 milhões e (vii) redução arrendamentos, aluguéis de postes e outras receitas de R\$ 19 milhões. Do valor total de variação de outros créditos, R\$ 18 milhões refere-se a incorporação de saldo da antiga RGE.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Os diretores esclarecem que segregando o efeito da incorporação de saldo da antiga RGE, o saldo de outros créditos em 31 de dezembro de 2018 foi de R\$ 116 milhões, apresentando um aumento de 28,9% (R\$ 26 milhões), comparado com 31 de dezembro de 2017.

Os diretores esclarecem que o comparativo em 31 de dezembro de 2017 e 31 de dezembro de 2016 não está descrito neste item por sua comparação ser materialmente irrelevante.

Depósitos judiciais:

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 117 milhões em 31 de dezembro de 2019 que corresponde a 1,2% do total do ativo, apresentou uma redução de 4,1% (R\$ 5 milhões) comparado com 31 de dezembro de 2017, tendo como principal justificativa liquidação e reversão de processos no valor de R\$ 31 milhões, compensados pelo aumento em adições de novos depósitos no montante de R\$ 22 milhões e atualização monetária no valor de R\$ 4 milhões.

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 122 milhões em 31 de dezembro de 2018 que corresponde a 1,3% do total do ativo, apresentou um aumento de 87,7% (R\$ 57 milhões) comparado com 31 de dezembro de 2017, tendo como principal justificativa a adição do saldo de R\$ 63 milhões pela incorporação de saldo da antiga RGE, compensados pela liquidação de processos no montante de R\$ 7 milhões.

Os diretores esclarecem que segregando o efeito da incorporação de saldo da antiga RGE, o saldo de depósitos judiciais em 31 de dezembro de 2018 foi de R\$ 59 milhões, apresentando uma redução de 9,2% (R\$ 6 milhões), comparado com 31 de dezembro de 2017.

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 65 milhões em 2017 que corresponde a 1,6% do total do ativo, apresentou um aumento de 32,7% (R\$ 16 milhões) comparado com 2016, tendo como principal justificativa a adição de novos depósitos e atualização monetária.

Créditos fiscais diferidos:

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 419 milhões em 2019, que representa 4,3% do total do ativo, apresentou uma redução de 14,3% (R\$ 70 milhões) comparado com 2018, devido basicamente aos saldos das diferenças temporárias indedutíveis e aos saldos de benefício fiscal de intangível incorporado.

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 489 milhões em 2018, que representa 5,2% do total do ativo, apresentou um aumento de 33,2% (R\$ 122 milhões) comparado com 2017, devido basicamente aos saldos das diferenças temporárias indedutíveis e aos saldos de benefício fiscal de intangível incorporado da antiga RGE.

Os diretores esclarecem que segregando o efeito da incorporação de saldo da antiga RGE, o saldo de créditos fiscais diferidos em 31 de dezembro de 2018 foi de R\$ 430 milhões, apresentando um aumento de 17,2% (R\$ 63 milhões), comparado com 31 de dezembro de 2017.

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 367 milhões em 2017, que representa 8,8% do total do ativo, apresentou um aumento de 76,4% (R\$ 159 milhões) comparado com 2016, devido basicamente aos saldos das diferenças temporárias indedutíveis e aos saldos de benefício fiscal de intangível incorporado, o qual refere-se ao crédito fiscal calculado sobre o intangível de aquisição da antiga controladora CPFL Jaguariúna. Em 2017 não houve realização deste benefício.

Ativo financeiro da concessão:

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 3.801 milhões em 31 de dezembro de 2019, que representa 38,7% do total do ativo, apresentou um aumento de 17,7% (R\$ 571 milhões), comparado com 31 de dezembro de 2018 devido basicamente: (i) investimentos na infraestrutura dos serviços de distribuição de energia elétrica (R\$ 479 milhões), para ampliação, manutenção, melhoria, modernização e reforço do sistema elétrico, (ii) ajuste de expectativa de fluxo de caixa (R\$ 110 milhões); compensados pelas (iii) baixas (R\$ 17 milhões).

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 3.230 milhões em 31 de dezembro de 2018, que representa 34,1% do total do ativo, apresentou um aumento de 169,4% (R\$ 2.031 milhões), comparado com 31 de dezembro de 2017 devido basicamente: (i) saldo adicionado em função da incorporação de saldo da antiga RGE (R\$ 1.754 milhões); (ii) investimentos na infraestrutura dos serviços de distribuição de energia elétrica (R\$ 222 milhões), para ampliação, manutenção, melhoria, modernização e reforço do sistema elétrico, (iii) ajuste de expectativa de fluxo de caixa (R\$ 73 milhões); compensados pelas (iv) baixas (R\$ 18 milhões).

Os diretores esclarecem que segregando o efeito da incorporação de saldo da antiga RGE, o saldo de ativo financeiro da concessão em 31 de dezembro de 2018 foi de R\$ 1.413 milhões, apresentando um aumento de 17,8% (R\$ 214 milhões), comparado com 31 de dezembro de 2017.

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 1.199 milhões em 31 de dezembro de 2017, que representa 28,9% do total do ativo, apresentou um aumento de 17,5% (R\$ 179 milhões), comparado em 31 de dezembro de 2016 devido basicamente aos investimentos na infraestrutura dos serviços de distribuição de energia elétrica (R\$ 230 milhões), para ampliação, manutenção, melhoria, modernização e reforço do sistema elétrico, compensado pelo ajuste de expectativa de fluxo de caixa (R\$ 42 milhões) e pelas baixas (R\$ 9 milhões).

Intangível:

Os diretores esclarecem em 2019 que o saldo de R\$ 2.629 milhões em 31 de dezembro de 2019, que representa 26,8% do total do ativo, apresentou uma redução de 2,3% (R\$ 62 milhões), comparado com 31 de dezembro de 2018, decorrente principalmente: (i) amortização do período (R\$ 363 milhões); (ii) baixas e transferências para outros ativos (R\$ 18 milhões); compensados: (iii) transferência do ativo contratual em curso (R\$ 319 milhões).

Os diretores esclarecem em 2018 que o saldo de R\$ 2.691 milhões em 31 de dezembro de 2018, que representa 28,4% do total do ativo, apresentou um aumento de 83,1% (R\$ 1.221 milhões), comparado com 31 de dezembro de 2017, decorrente principalmente : (i) saldo adicionado em função da incorporação de saldo da antiga RGE (R\$ 1.348 milhões), (ii) transferência do ativo contratual em curso (R\$ 176 milhões); (iii) transferência do ativo financeiro da concessão (R\$ 34 milhões); (iv) baixas e transferências para outros ativos (R\$ 19 milhões); compensados: (v) amortização do período (R\$ 192 milhões); e (vi) pela adoção do CPC 47 que estabeleceu que os ativos de infraestrutura da concessão em curso da Companhia devam ser classificados como ativo de contrato durante o período de construção, gerando uma reclassificação de R\$ 165 milhões do "intangível" para "Ativo contratual em curso".

Os diretores esclarecem que segregando o efeito da incorporação de saldo da antiga RGE, o saldo de intangível em 31 de dezembro de 2018 foi de R\$ 1.317 milhões.

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 1.470 milhões em 31 de dezembro de 2017, que representa 35,4% do total do ativo, apresentou um aumento de 1,4% (R\$ 21 milhões), comparado com 31 de dezembro de 2016 devido: (i) adições em investimentos para ampliação, manutenção, melhoria, modernização e reforço do sistema elétrico (R\$ 409 milhões); (ii) amortização da infraestrutura de distribuição de energia em serviço e outros ativos (R\$ 141 milhões); (iii) transferência para ativo financeiro da concessão (R\$ 230 milhões); e (iv) baixas e transferências (R\$ 17 milhões).

Ativo contratual:

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 445 milhões em 31 de dezembro de 2019, que representa 4,5% do total do ativo, apresentou um aumento de 29,0% (R\$ 100 milhões), comparado com 31 de dezembro de 2018, decorrente das movimentações: (i) investimentos para ampliação, manutenção, melhoria, modernização e reforço do sistema elétrico no montante (R\$ 897 milhões); compensado por: (ii) transferência para o ativo financeiro da concessão (R\$ 478 milhões) e (iii) transferência para o intangível (R\$ 319 milhões).

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 345 milhões em 31 de dezembro de 2018, que representa 3,6% do total do ativo, decorre da reclassificação de R\$ 165 milhões do "intangível" para "Ativo contratual, pela adoção do CPC 47, (vide item acima do período 2018), bem como das demais

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

movimentações: (i) investimentos para ampliação, manutenção, melhoria, modernização e reforço do sistema elétrico no montante (R\$ 474 milhões); (ii) saldo incorporado da antiga RGE (R\$ 145 milhões); compensado por: (iii) transferência para o ativo financeiro da concessão (R\$ 256 milhões); (iv) transferência para o intangível (R\$ 176 milhões) e (v) baixas e transferências para outros ativos (R\$ 6 milhões).

Comentários sobre as variações mais relevantes do Passivo:

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Balanco Patrimonial (em milhões de reais)									
	31/12/2019	AH%	AH-R\$	AV%	31/12/2018	AH%	AH-R\$	AV%	31/12/2017	AV%
Circulante										
Fornecedores	784	34,2%	200	8,0%	584	44,2%	179	6,2%	405	9,8%
Empréstimos e financiamentos	243	16,8%	35	2,5%	208	940,0%	188	2,2%	20	0,5%
Debêntures	16	-68,6%	(35)	0,2%	51	325,0%	39	0,5%	12	0,3%
Taxas regulamentares	59	55,3%	21	0,6%	38	-50,6%	(39)	0,4%	77	1,9%
Imposto de renda e contribuição social a recolher	27	-	27	0,3%	-	-	-	-	-	-
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	157	6,1%	9	1,6%	148	94,7%	72	1,6%	76	1,8%
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	-	-	-	-	-	-	(88)	-	88	2,1%
Mútuos com coligadas, controladas e controladora	-	-	(72)	-	72	-	72	0,8%	-	-
Dividendo e juros sobre o capital próprio	-	-	(121)	-	121	-	121	1,3%	-	-
Obrigações estimadas com pessoal	32	23,1%	6	0,3%	26	8,3%	2	0,3%	24	0,6%
Outras contas a pagar	278	-8,6%	(26)	2,8%	304	275,3%	223	3,2%	81	2,0%
Total do circulante	1.597	2,9%	45	16,2%	1.552	97,9%	768	16,4%	784	18,9%
Não circulante										
Fornecedores	148	7,2%	10	1,5%	138	7,8%	10	1,5%	128	3,1%
Empréstimos e financiamentos	2.202	0,4%	9	22,4%	2.193	6974,2%	2.162	23,1%	31	0,7%
Debêntures	1.380	-1,5%	(21)	14,0%	1.401	6,9%	90	14,8%	1.311	31,6%
Entidade de previdência privada	178	97,8%	88	1,8%	90	15,4%	12	0,9%	78	1,9%
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	-	-	(9)	-	9	-52,6%	(10)	-	19	0,5%
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	204	-11,7%	(27)	2,1%	231	178,3%	148	2,4%	83	2,0%
Derivativos	-	-	(8)	-	8	-	8	-	-	-
Passivo financeiro setorial	1	0,0%	-	-	1	-	1	-	-	-
Outras contas a pagar	166	23,9%	32	1,7%	134	18,6%	21	1,4%	113	2,7%
Total do não circulante	4.280	1,8%	75	43,5%	4.205	138,5%	2.442	44,3%	1.763	42,4%
Patrimônio líquido										
Capital social	2.810	0,8%	22	28,6%	2.788	86,5%	1.293	29,4%	1.495	36,0%
Reserva de capital	196	-9,8%	(21)	2,0%	217	109,0%	113	2,3%	104	2,5%
Reserva legal	152	15,2%	20	1,5%	132	123,7%	73	1,4%	59	1,4%
Reserva de retenção de lucros para investimentos	47	0,0%	-	0,5%	47	-	47	0,5%	-	-
Reserva estatutária - reforço de capital de giro	450	0,0%	-	4,6%	450	-	450	4,7%	-	-
Ações em tesouraria	-	-	-	-	-	-	8	-	(8)	-0,2%
Dividendo	436	179,5%	280	4,4%	156	1318,2%	145	1,6%	11	0,3%
Resultado abrangente acumulado	(139)	120,6%	(76)	-1,4%	(63)	12,5%	(7)	-0,7%	(56)	-1,3%
	3.951	6,0%	225	40,2%	3.727	132,2%	2.122	39,3%	1.605	38,6%
Total patrimônio líquido	3.951	6,0%	224	40,2%	3.727	16,1%	517	39,3%	3.210	77,3%
Total do passivo e patrimônio líquido	9.828	3,6%	343	100,0%	9.485	128,4%	5.332	100,0%	4.153	100,0%

Os diretores esclarecem que os dados abaixo são comparativos em: (i) 31 de dezembro de 2019 e 31 de dezembro de 2018; (ii) 31 de dezembro de 2018 e 31 de dezembro de 2017 e (iii) 31 de dezembro de 2017 e 31 de dezembro de 2016.

Fornecedores (circulante e não circulante):

Os diretores esclarecem que o saldo da conta fornecedores em 31 de dezembro de 2019 é de R\$ 932 milhões, que representa 9,5% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 29,1% (R\$ 210 milhões) comparado com 31 de dezembro de 2018 decorrente, principalmente, pela (i) aumento do saldo a pagar de suprimento de energia elétrica (R\$ 198 milhões); (ii) aumento do saldo de materiais e serviços (R\$ 19 milhões); (iii) aumento do saldo de encargos de uso da rede elétrica (R\$ 14 milhões); compensado pela: (iv) redução do saldo de encargos do serviço do sistema – ESS/ERR (R\$ 21 milhões). Os diretores esclarecem que o saldo da conta fornecedores em 31 de dezembro de 2018 é de R\$ 722 milhões, que representa 7,6% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 35,4% (R\$ 189 milhões) comparado com 31 de dezembro de 2017 decorrente, principalmente, pela (i) aumento do saldo a pagar de suprimento de energia elétrica (R\$ 113 milhões); (ii) aumento do saldo de encargos de uso da rede elétrica (R\$ 30 milhões); (iii) aumento do saldo de

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

materiais e serviços (R\$ 23 milhões) e (iv) aumento do saldo de encargos do serviço do sistema – ESS/ERR (R\$ 22 milhões).

Os diretores esclarecem que segregando o efeito da incorporação de saldo da antiga RGE, o saldo de fornecedor em 31 de dezembro de 2018 foi de R\$ 415 milhões, apresentando uma redução de 22,1% (R\$ 118 milhões), comparado com 31 de dezembro de 2017.

Os diretores esclarecem que o saldo da conta fornecedores em 31 de dezembro de 2017 é de R\$ 533 milhões, que representa 12,8% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou uma redução de 6,7% (R\$ 38 milhões) comparado com 31 de dezembro de 2016 decorrente, principalmente, pela (i) redução do saldo a pagar de suprimento de energia elétrica (R\$ 42 milhões); (ii) redução do saldo de encargos do serviço do sistema – ESS/ERR (R\$ 21 milhões); compensados parcialmente pelo (iii) aumento no saldo de encargos de uso da rede elétrica (R\$ 17 milhões), e (iv) pelo aumento de materiais e serviços (R\$ 9 milhões).

Empréstimos, financiamentos e debêntures (circulante e não circulante):

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 3.841 milhões em 31 de dezembro de 2019, referente ao endividamento bruto incluindo os empréstimos, debêntures e respectivos encargos, que representam 39,1% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou uma redução de 0,31% (R\$ 12 milhões), comparada com 31 de dezembro de 2018, decorrente: (i) captação de empréstimos, financiamentos e debêntures no montante de R\$ 890 milhões (líquido dos gastos de captações); (ii) encargos, atualização monetária e marcação a mercado no montante de R\$ 314 milhões; compensado (iii) amortização de empréstimo, financiamentos debêntures de R\$ 1.045 milhões; e (v) pagamento de encargos no montante de R\$ 171 milhões.

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 3.853 milhões em 31 de dezembro de 2018, referente ao endividamento bruto incluindo os empréstimos, debêntures e respectivos encargos, que representam 40,6% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 180,4% (R\$ 2.479 milhões) comparada com 31 de dezembro de 2017, decorrente: (i) saldo adicionado em função da incorporação de saldo da antiga RGE (R\$ 1.931); (ii) captação de novos recursos (R\$ 1.853 milhões); (ii) provisão de encargos líquidos dos pagamentos e atualizações monetárias incorridos (R\$ 73 milhões); e (iii) amortizações do principal (R\$ 1.378 milhões).

Os diretores esclarecem que segregando o efeito da incorporação de saldo da antiga RGE, o saldo de empréstimos, financiamentos e debêntures e encargos (circulante e não circulante) em 31 de dezembro de 2018 foi de R\$ 1.908 milhões, apresentando um aumento de 38,8% (R\$ 534 milhões), comparado com 31 de dezembro de 2017.

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 1.374 milhões em 31 de dezembro de 2017, referente ao endividamento bruto incluindo os empréstimos, debêntures e respectivos encargos, que representam 33,1% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 16,4% (R\$ 194 milhões) comparada com 31 de dezembro de 2016, decorrente (i) captação de novos recursos (R\$ 220 milhões); (ii) provisão de encargos líquidos dos pagamentos e atualizações monetárias incorridos (R\$ 134 milhões); (iii) amortizações do principal (R\$ 141 milhões) e (iv) amortização de encargos de dívidas e debêntures (R\$ 20 milhões).

Os diretores esclarecem que as principais captações de 2019, 2018, 2017 estão divulgadas nas Demonstrações Financeiras e na alínea (F) desta seção 10.1.

Taxas regulamentares:

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 59 milhões em 31 de dezembro de 2019, que representa 0,6% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 55,3% (R\$ 21 milhões) comparado com 31 de dezembro de 2018, devido ao aumento em bandeiras tarifárias faturadas no valor de (R\$ 21 milhões).

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 38 milhões em 31 de dezembro de 2018, que representa 0,4% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou uma redução de 50,6% (R\$ 39 milhões) comparado com 31 de dezembro de 2017, devido à (i) redução da cota da conta de desenvolvimento energético - CDE (R\$ 36 milhões) devido ao pagamento antecipado das quotas; (ii) redução da conta centralizadora dos recursos de bandeiras tarifárias – CCRBT (R\$ 3 milhões).

Os diretores esclarecem que segregando o efeito da incorporação de saldo da antiga RGE, o saldo de taxas regulamentares em 31 de dezembro de 2018 foi de R\$ 18 milhões, apresentando uma redução de 76,6% (R\$ 59 milhões), comparado com 31 de dezembro de 2017.

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 77 milhões em 31 de dezembro de 2017, que representa 1,9% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 48,1% (R\$ 25 milhões) comparado com 31 de dezembro de 2016, devido ao aumento da conta centralizadora dos recursos de bandeiras tarifárias – CCRBT (R\$ 33 milhões), compensados pela queda da cota da conta de desenvolvimento energético – CDE (R\$ 8 milhões).

Imposto de renda e contribuição social a recolher:

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 27 milhões em 31 de dezembro de 2019, que representa 0,3% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 100,0% (R\$ 27 milhões) comparado com 31 de dezembro de 2018, devido: (i) Imposto de renda a recolher no valor de R\$ 18 milhões; e (ii) contribuição social sobre o lucro líquido a recolher R\$ 9 milhões.

Os diretores esclarecem que os comparativos em 31 de dezembro de 2018 e 31 de dezembro de 2017 não está descrito neste item porque não apresentou saldo de imposto de renda e contribuição social a recolher.

Os diretores esclarecem que os comparativos em 31 de dezembro de 2017 e 31 de dezembro de 2016 não está descrito neste item porque não apresentou saldo de imposto de renda e contribuição social a recolher.

Outros impostos, taxas e contribuições (circulante e não circulante):

Os diretores esclarecem que os comparativos em 31 de dezembro de 2019 e 31 de dezembro de 2018 não está descrito neste item por sua comparação ser materialmente irrelevante.

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 157 milhões em 31 de dezembro de 2018, que representa 1,7% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 65,2% (R\$ 62 milhões) comparado com 31 de dezembro de 2017, devido à (i) aumento de imposto sobre circulação de mercadorias e serviços – ICMS (R\$ 33 milhões); (ii) aumento de contribuição para financiamento da seguridade social – COFINS (R\$ 26 milhões); (iii) aumento IRRF sobre juros sobre capital próprio (R\$ 8 milhões); (iv), aumento no valor do programa de integridade social – PIS (R\$ 6 milhões); compensados pela redução (v) redução no parcelamento de PIS e COFINS (R\$ 9 milhões); e (vi) redução no valor de outros impostos, taxas e contribuições a recolher (R\$ 2 milhões).

Os diretores esclarecem que segregando o efeito da incorporação de saldo da antiga RGE, o saldo de taxas regulamentares em 31 de dezembro de 2018 foi de R\$ 90 milhões, apresentando uma redução de 5,2% (R\$ 5 milhões), comparado com 31 de dezembro de 2017.

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 95 milhões em 31 de dezembro de 2017, que representa 2,3% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou uma redução de 12,8% (R\$ 14 milhões) comparado com 31 de dezembro de 2016, devido à (i) redução no parcelamento de PIS e COFINS (R\$ 7 milhões); (ii) contribuição para financiamento da seguridade social – COFINS no valor (R\$ 5 milhões); (iii) queda no valor no programa de integração social – PIS (R\$ 2 milhões), compensado pelo aumento no valor de outros impostos, taxas e contribuições a recolher (R\$ 1 milhão).

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios (circulante e não circulante):

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 204 milhões em 31 de dezembro de 2019, que representa 2,1% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou uma redução de 11,7% (R\$ 27 milhões) comparado com 31 de dezembro de 2018, e decorre principalmente: (i) pagamentos de contingência (R\$ 100 milhões); (ii) reversões (R\$ 46 milhões); compensado por: (iii) adições de contingência (R\$ 96 milhões) e (iv) atualização monetária (R\$ 23 milhões).

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 231 milhões em 31 de dezembro de 2018, que representa 2,4% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 35,9% (R\$ 60 milhões) comparado com 31 de dezembro de 2017, é decorrente principalmente (i) saldo incorporado da antiga RGE (R\$ 88 milhões); (ii) adições de contingência (R\$ 80 milhões); (iii) atualização monetária (R\$ 27 milhões); compensados por: (iv) pagamentos (R\$ 72 milhões) e (v) reversões (R\$ 61 milhões).

Os diretores esclarecem que segregando o efeito da incorporação de saldo da antiga RGE, o saldo de provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios em 31 de dezembro de 2018 foi de R\$ 139 milhões, apresentando uma redução de 18,7% (R\$ 32 milhões), comparado com 31 de dezembro de 2017.

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 171 milhões em 31 de dezembro de 2017, que representa 4,1% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 96,6% (R\$ 84 milhões) comparado com 31 de dezembro de 2016, é decorrente principalmente (i) aumento das contingências cíveis (R\$ 40 milhões); (ii) aumento nas contingências trabalhistas (R\$ 36 milhões); e (iii) aumento das contingências fiscais (R\$ 8 milhões).

Dividendo e juros sobre o capital próprio:

Os diretores esclarecem que os comparativos em 31 de dezembro de 2019 e 31 de dezembro de 2018 não está descrito neste item porque não apresentou saldo de dividendos a pagar. Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 121 milhões em 31 de dezembro de 2018, que representa 4,1% do total do passivo e patrimônio líquido é devido ao saldo incorporado da antiga RGE, referente a dividendos e juros sobre capital próprio.

Os diretores esclarecem que os comparativos em 31 de dezembro de 2017 e 31 de dezembro de 2016 não está descrito neste item porque não apresentou saldo de dividendos a pagar.

Entidade de previdência privada:

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 178 milhões em 31 de dezembro de 2019, que representa 1,8% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 97,8% (R\$ 88 milhões) comparado com 31 de dezembro de 2018, é decorrente principalmente pelo reconhecimento dos laudos de avaliação das obrigações atuariais realizado por atuários independentes. Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 90 milhões em 31 de dezembro de 2018, que representa 0,9% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 15,4% (R\$ 12 milhões) comparado com 31 de dezembro de 2017, é decorrente principalmente pela redução das taxas de desconto conforme laudo realizado por atuários independentes.

Os diretores esclarecem que os comparativos em 31 de dezembro de 2017 e 31 de dezembro de 2016, não está descrito neste item por sua comparação ser materialmente irrelevante.

Passivo financeiro setorial (circulante e não circulante):

Os diretores esclarecem que as comparativos em (i) 31 de dezembro de 2019 e 31 de dezembro de 2018; (ii) 31 de dezembro de 2018 e 31 de dezembro de 2017 e (iii) 31 de dezembro de 2017 e 31 de dezembro de 2016, foram descritas juntamente com o Ativo financeiro setorial.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Outras contas a pagar (circulante e não circulante):

Os diretores esclarecem que os comparativos em 31 de dezembro de 2019 e 31 de dezembro de 2018, não está descrito neste item por sua comparação ser materialmente irrelevante.

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 438 milhões em 31 de dezembro de 2018, que representa 4,6% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 125,8%, (R\$ 244 milhões) comparado com 31 de dezembro de 2017, decorrente basicamente dos (i) acréscimo nas contas do programa de eficiência energética – PEE e pesquisa e desenvolvimento – P&D (R\$ 116 milhões); (ii) descontos tarifários – CDE (R\$ 56 milhões); (iii) consumidores e concessionárias (R\$ 27 milhões); (iv) convênios de arrecadação (R\$ 16 milhões); (v) participações nos lucros (R\$ 15 milhões), (vi) encargos EPE/FNDCT/PROCEL (R\$ 9 milhões); (vii) outros (R\$ 9 milhões); compensados pela redução em (viii) folha de pagamento (R\$ 4 milhões).

Os diretores esclarecem que segregando o efeito da incorporação de saldo da antiga RGE, o saldo de outras contas a pagar em 31 de dezembro de 2018 foi de R\$ 271 milhões, apresentando um aumento de 39,7% (R\$ 77 milhões), comparado com 31 de dezembro de 2017.

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 194 milhões em 31 de dezembro de 2017, que representa 4,7% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 38,64%, (R\$ 54 milhões) comparado com 31 de dezembro de 2016, decorrente basicamente dos (i) descontos tarifários – CDE (R\$ 24 milhões); (ii) acréscimo nas contas do programa de eficiência energética – PEE e pesquisa e desenvolvimento – P&D (R\$ 910 milhões); (iii) folha de pagamento (R\$ 3 milhões); (iv) encargos EPE/FNDCT/PROCEL (R\$ 2 milhões); parcialmente compensados pela redução em (v) convênio de devolução (R\$ 3 milhões); e (vi) outros (R\$ 3 milhões).

Patrimônio líquido:

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 3.951 milhões em 31 de dezembro de 2019, que representa 40,2% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 6,0% (R\$ 225 milhões) comparado com 31 de dezembro de 2018, decorrente basicamente por (i) lucro do exercício (R\$ 624 milhões); compensado pelas reduções em (ii) reconhecimento de dividendos intermediários (R\$ 169 milhões); (iii) pagamentos de dividendos no valor de (R\$ 156 milhões); (iv) perdas atuariais (R\$ 76 milhões) e (v) pelos ajustes de risco de crédito na marcação ao mercado de passivos financeiros (R\$ 1 milhão).

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 3.727 milhões em 31 de dezembro de 2018, que representa 39,3% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 132,1% (R\$ 2.121 milhão) comparado com 31 de dezembro de 2017, decorrente basicamente por (i) saldo incorporado da antiga RGE (R\$ 1.939); (ii) lucro do exercício (R\$ 300 milhões); (iii) pelos ajustes de risco de crédito na marcação ao mercado de passivos financeiros (R\$ 21 milhões); compensados pelas reduções em (iv) juros sobre capital próprio (R\$ 111 milhões); (v) perdas atuariais (R\$ 19 milhões) e (vi) efeito da aplicação inicial do CPC 48 (R\$ 9 milhões).

Os diretores esclarecem que segregando o efeito da incorporação de saldo da antiga RGE, o patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2018 foi de R\$ 1.824 milhões, apresentando um aumento de 13,6% (R\$ 218 milhões), comparado com 31 de dezembro de 2017.

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 1.606 milhões em 2017, que representa 38,7% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 12,9% (R\$ 183 milhão) comparado com 2016, decorrente basicamente por (i) aumento de capital (R\$ 108 milhões); (ii) benefício fiscal do ágio na incorporação da antiga controladora (CPFL Jaguariúna) (R\$ 100 milhões); compensado (iii) pela absorção do prejuízo do período de 2017 (R\$ 25 milhões).

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Comentários sobre as variações mais relevantes da Demonstração do Resultado:

	Demonstração do Resultado (em milhões de reais)									
	2019	AH%	AH-R\$	AV%	2018	AH%	AH-R\$	AV%	2017	AV%
Receita operacional bruta	12.955	84,9%	5.949	162,3%	7.006	28,4%	1.549	166,9%	5.457	161,9%
Fornecimento de energia elétrica	5.065	100,8%	2.542	63,5%	2.523	15,4%	336	60,1%	2.187	64,9%
Suprimento de energia elétrica	676	166,1%	422	8,5%	254	-24,4%	(82)	6,1%	336	10,0%
Receita de construção de infraestrutura da concessão	873	91,4%	417	10,9%	456	10,9%	45	10,9%	411	12,2%
Outras receitas operacionais	6.341	68,1%	2.568	79,5%	3.773	49,5%	1.249	89,9%	2.524	74,9%
Deduções da receita operacional	(4.975)	77,2%	(2.167)	-62,3%	(2.808)	34,5%	(721)	-66,9%	(2.087)	-61,9%
Receita operacional líquida	7.980	90,1%	3.782	100,0%	4.198	24,6%	828	100,0%	3.370	100,0%
Custo com energia elétrica	(4.787)	79,7%	(2.123)	-60,0%	(2.664)	19,2%	(429)	-63,5%	(2.235)	-66,3%
Energia comprada para revenda	(4.026)	82,1%	(1.815)	-50,5%	(2.211)	10,4%	(209)	-52,7%	(2.002)	-59,4%
Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição	(761)	68,0%	(308)	-9,5%	(453)	94,4%	(220)	-10,8%	(233)	-6,9%
Despesa operacional	(2.201)	85,0%	(1.011)	-27,6%	(1.190)	7,5%	(83)	-28,3%	(1.107)	-32,8%
Pessoal	(327)	71,2%	(136)	-4,1%	(191)	18,6%	(30)	-4,5%	(161)	-4,8%
Entidade de previdência privada	(10)	-	-	-0,1%	(10)	-	-	-0,2%	(10)	-0,3%
Material	(67)	116,1%	(36)	-0,8%	(31)	3,3%	(1)	-0,7%	(30)	-0,9%
Serviços de terceiros	(268)	82,3%	(121)	-3,4%	(147)	8,9%	(12)	-3,5%	(135)	-4,0%
Amortização	(312)	88,0%	(146)	-3,9%	(166)	12,9%	(19)	-4,0%	(147)	-4,4%
Custo de construção de infraestrutura da concessão	(873)	91,4%	(417)	-10,9%	(456)	10,9%	(45)	-10,9%	(411)	-12,2%
Amortização de intangível de concessão	(52)	62,5%	(20)	-0,7%	(32)	14,3%	(4)	-0,8%	(28)	-0,8%
Outros	(292)	84,8%	(134)	-3,7%	(158)	-14,6%	27	-3,8%	(185)	-5,5%
Resultado do serviço	992	188,4%	648	12,4%	344	1128,6%	316	8,2%	28	0,8%
Resultado financeiro	(109)	-3,5%	4	-1,4%	(113)	5,6%	(6)	-2,7%	(107)	-3,2%
Receitas financeiras	180	80,0%	80	2,3%	100	26,6%	21	2,4%	79	2,3%
Despesas financeiras	(289)	35,7%	(76)	-3,6%	(213)	14,5%	(27)	-5,1%	(186)	-5,5%
Resultado antes dos tributos	883	282,3%	652	11,1%	231	-392,4%	310	5,5%	(79)	-2,3%
Contribuição social	(69)	-463,2%	(88)	-0,9%	19	35,7%	5	0,5%	14	0,4%
Imposto de renda	(191)	-474,5%	(242)	-2,4%	51	27,5%	11	1,2%	40	1,2%
Lucro Líquido	624	108,0%	324	7,8%	300	-1300,0%	325	7,1%	(25)	-0,7%

Os diretores esclarecem que os dados abaixo são comparativos entre: (i) exercício de 2019 e exercício de 2018; (ii) exercício de 2018 e exercício de 2017 e (iii) exercício de 2017 e exercício de 2016.

Receita operacional líquida:

Os diretores esclarecem que a receita operacional líquida corresponde à receita de operações com energia elétrica, outras receitas operacionais e as deduções da receita operacional (impostos e contribuições setoriais). Abaixo demonstramos quadro comparativo das receitas em 2019, 2018 e 2017.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

	Receita Operacional Líquida (em milhões de reais)							
	2019			2018			2017	
	R\$	GWh	AH %	R\$	GWh	AH %	R\$	GWh
Receita operacional líquida								
Residencial	4.824	5.605	84,2%	2.619	3.191	39,0%	1.884	2.657
Industrial	1.238	1.844	78,9%	692	1.034	32,8%	521	893
Comercial	1.690	2.227	79,3%	1.054	1.298	33,1%	792	1.120
Rural	730	1.548	59,0%	459	1.255	20,2%	382	1.408
Poderes Públicos	303	370	61,2%	188	239	34,3%	140	203
Iluminação Pública	246	578	103,3%	121	292	51,3%	80	225
Serviço Público	324	472	90,6%	170	262	42,9%	119	211
(-) Transferência da receita de ultrapassagem e excedente de reativos	-	-	-	-	-	-	(19)	-
Fornecimento faturado	9.555	12.644	80,1%	5.304	7.570	36,0%	3.899	6.717
Consumo Próprio	-	7	-	-	3	-	-	2
Fornecimento não faturado (Líquido)	10	-	-33,3%	15	-	-	-	-
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo	(4.500)	-	-	(2.796)	-	-	-	-
Fornecimento de energia elétrica	5.065	12.651	100,8%	2.523	7.573	-35,3%	3.899	6.719
Outras concessionárias e permissionárias	562	1.922	295,8%	142	607	914,3%	14	52
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo	(99)	-	219,4%	(31)	-	-	-	-
Energia elétrica de curto prazo	213	950	50,0%	142	374	-55,9%	322	956
Suprimento de energia elétrica	676	2.872	167,2%	253	981	-24,7%	336	1.008
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor cativo	4.599	-	62,7%	2.826	-	-	-	-
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor livre	918	-	136,0%	389	-	62,8%	239	-
(-) Compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos	(54)	-	107,7%	(26)	-	-	-	-
Receita de construção da infraestrutura de concessão	873	-	91,4%	456	-	10,9%	411	-
Ativo e passivo financeiro setorial	(99)	-	-453,6%	28	-	-87,4%	222	-
Atualização do ativo financeiro da concessão	103	-	53,7%	67	-	-	-	-
Aporte CDE - baixa renda, demais subsídios tarifários e descontos tarifários - liminares	756	-	85,3%	408	-	35,1%	302	-
Outras receitas e rendas	118	-	45,7%	81	-	65,3%	49	-
Outras receitas operacionais	7.214	-	70,6%	4.229	-	245,8%	1.223	-
Receita operacional bruta	12.955	-	84,9%	7.006	-	28,4%	5.457	-
ICMS	(2.707)	-	88,6%	(1.435)	-	38,6%	(1.035)	-
PIS	(198)	-	81,7%	(109)	-	39,7%	(78)	-
COFINS	(912)	-	81,0%	(504)	-	41,2%	(357)	-
Conta de desenvolvimento energético - CDE	(1.014)	-	49,3%	(679)	-	50,9%	(450)	-
Programa de P & D e Eficiência Energética	(71)	-	91,9%	(37)	-	27,6%	(29)	-
PROINFA	(40)	-	90,5%	(21)	-	23,5%	(17)	-
Bandeiras tarifárias e outros	(22)	-	15,8%	(19)	-	-83,9%	(118)	-
Outros	(10)	-	100,0%	(5)	-	66,7%	(3)	-
Deduções das receitas	(4.975)	-	77,2%	(2.808)	-	34,5%	(2.087)	-
Receita operacional líquida	7.980	-	90,1%	4.198	-	24,6%	3.370	-

Principais variações da Receita Operacional Líquida de 2019, comparado a 2018:

Receita Operacional Bruta:

Os diretores esclarecem que a Receita operacional bruta de 2019 foi de R\$ 12.955 milhões, representando um aumento de 84,9% (5.949 milhões) quando comparado com 2018.

Os principais fatores desta variação foram:

- Aumento de 80,1% (R\$ 4.246 milhões) no fornecimento de energia elétrica faturado e não faturado, (considerando TUSD dos consumidores cativos) justificado basicamente pelo: (i) aumento de 66,8% (R\$ 3.832 milhões) na quantidade de energia vendida (considerando a quantidade de energia da receita não faturada); e (ii) aumento de 8,0% (R\$ 414 milhões) na tarifa média principalmente pelo reajuste tarifário de junho de 2019 em 10,05% (percepção do consumidor).
- Aumento de 166,1% (R\$ 422 milhões) na receita de suprimento de energia elétrica (considerando TUSD dos consumidores cativos), principalmente por: (i) aumento no volume de energia elétrica em outras concessionárias e permissionárias; e (ii) aumento de 154,0% no volume de energia elétrica comercializada no curto prazo, compensado pela redução no PLD em 2019.
- Aumento de 86,4% (R\$ 1.212 milhões) em outras receitas operacionais, (que excluem a receita de TUSD dos consumidores cativos), basicamente em função do: (i) aumento de 136,0% (R\$ 529 milhões) na receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD principalmente pelo aumento no volume vendido em função da migração de clientes livres para o ambiente de contratação livre; (ii) aumento de 91,4% (R\$ 417 milhões) de receita de construção de infraestrutura de concessão, sem impacto no resultado pois o mesmo valor é registrado no custo; (iii) aumento de 85,3% (R\$ 348 milhões) em subvenção de baixa renda e descontos tarifários a receber do CDE; (iv) aumento de 53,7% (R\$ 36 milhões) na atualização de ativo financeiro da concessão; compensado pelo (v) ativo e passivo financeiro setorial de 453,6% (R\$ 127 milhões) impactado pelas amortizações e diferimentos (vide nota explicativa nº 8 das nossas Demonstrações Financeiras de 2019).

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Dedução da Receita Operacional:

Os diretores esclarecem que as Deduções da Receita Operacional em 2019, foram de R\$ 4.975 milhões, apresentando um aumento de 77,2% (R\$ 2.167 milhões) comparado com 2018. Os principais fatores desta variação foram:

- Aumento de 88,6% (R\$ 1.272 milhões) no Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) devido ao aumento do faturamento;
- Aumento de 81,1% (R\$ 497 milhões) no PIS e COFINS, devido basicamente ao aumento do faturamento bruto da Companhia;
- Aumento de 49,3% (R\$ 335 milhões) da Conta de Desenvolvimento Energético, devido ao novo valor da cota, estabelecido pela ANEEL;
- Aumento de 91,9% (R\$ 34 milhões) no Programa de P&D e eficiência energética devido ao aumento na receita operacional líquida;
- Aumento de 90,5% (R\$ 19 milhões) referente ao PROINFA; e
- Aumento de 33,3% (R\$ 8 milhões) em bandeira tarifária e outros de deduções da receita operacional.

Principais variações da Receita Operacional Líquida de 2018, comparado a 2017:

Receita Operacional Bruta: Os diretores esclarecem que a Receita operacional bruta de 2018 foi de R\$ 7.006 milhões, representando um aumento de 28,4% (1.549 milhões) quando comparado com 2017. Os principais fatores desta variação foram:

- Aumento de 36,0% (R\$ 1.420 milhões) no fornecimento de energia elétrica, justificado basicamente pelo: (i) aumento de 12,7% (R\$ 600 milhões) na quantidade de energia vendida (considerando a quantidade de energia da receita faturada); (ii) aumento da tarifa média em 20,7% (R\$ 820 milhões) decorrente do reajuste tarifário de abril de 2018 de 22,47% da RGE Sul e 20,58% da RGE (incorporada pela RGE Sul), ambos relativos a percepção do consumidor;
- Aumento de 62,8% (R\$ 150 milhões) na receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD principalmente pelo aumento no volume vendido em função da migração de clientes livres para o ambiente de contratação livre;
- Aumento de 35,1% (R\$ 106 milhões) em subvenção de baixa renda e descontos tarifários a receber do CDE.
- Aumento de (R\$ 67 milhões), na atualização de ativo financeiro da concessão (vide nota nº10 das nossas Demonstrações Financeiras de 2018);
- Aumento de 10,9% (R\$ 45 milhões) de receita de construção de infraestrutura de concessão, sem impacto no resultado pois o mesmo valor é registrado no custo;
- Aumento de 65,3% (R\$ 32 milhões) de outras receitas e rendas;
- Compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos (R\$ 26 milhões);
- Redução de ativo e passivo financeiro setorial de 87,4% (R\$ 194 milhões) impactado pelas amortizações e diferimentos (vide nota explicativa nº 8 das nossas Demonstrações Financeiras de 2018); e
- Redução de 15,5% (R\$ 52 milhões) no suprimento de energia, principalmente pela redução no PLD em 2018, compensado pelo aumento no volume de energia elétrica comercializada no curto prazo.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Os diretores esclarecem que segregando o efeito do agrupamento da RGE, o saldo da Receita Operacional Bruta em 31 de dezembro de 2018 foi de R\$ 5.989 milhões, apresentando um aumento de 9,8% (R\$ 532 milhões), comparado com 31 de dezembro de 2017.

Dedução da Receita Operacional:

Os diretores esclarecem que as Deduções da Receita Operacional em 2018, foram de R\$ 2.808 milhões, apresentando um aumento de 34,5% (R\$ 721 milhões) comparado com 2017. Os principais fatores desta variação foram:

- Aumento de 38,6% (R\$ 400 milhões) no Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) devido ao aumento do faturamento;
- Aumento de 50,9% (R\$ 229 milhões) da Conta de Desenvolvimento Energético, devido ao novo valor da cota, estabelecido pela ANEEL;
- Aumento de 40,9% (R\$ 178 milhões) no PIS e COFINS, devido basicamente ao aumento do faturamento bruto da Companhia;
- Aumento de 27,6% (R\$ 8 milhões) no Programa de P&D e eficiência energética;
- Aumento de 23,5% (R\$ 4 milhões) referente ao PROINFA; e
- Redução de 83,9% (R\$ 99 milhões) nos encargos do consumidor, decorrente das Bandeiras Tarifárias.

Os diretores esclarecem que segregando o efeito do agrupamento da RGE, o saldo da Dedução da Receita Operacional em 31 de dezembro de 2018 foi de R\$ 2.393 milhões, apresentando um aumento de 14,7% (R\$ 306 milhões), comparado com 31 de dezembro de 2017.

Custo com Energia Elétrica:

Principais variações do Custo com Energia Elétrica em 2019, comparado com 2018:

Os diretores esclarecem que o custo de energia elétrica em 2019 totalizou R\$ 4.787 milhões, representando aumento de 79,7% (R\$ 2.123 milhões), comparado com 2018, apresentando as seguintes variações:

- Energia elétrica comprada para revenda:

Os diretores esclarecem que o aumento de 82,1% (R\$ 1.815 milhões), devido principalmente: (i) aumento 82,1% (R\$ 1.991 milhões) decorrente de: (a) aumento na compra de energia através de leilão no ambiente regulado, contratos bilaterais e energia de curto prazo (R\$ 1.583 milhões), (b) energia adquirida de Itaipu (R\$ 346 milhões) e (c) energia adquirida do PROINFA (R\$ 62 milhões), refletindo aumento no volume de energia comprada aliado ao aumento de 10,4% no preço médio de compra; compensados parcialmente: (ii) pelos créditos de PIS e COFINS 78 % no valor de (R\$ 166 milhões) relativos a compra de energia; e (iii) ressarcimentos pagos pelas Geradoras (R\$ 10 milhões).

- Encargos de uso do sistema de distribuição:

Os diretores esclarecem que o aumento de 68,0% (R\$ 308 milhões) devido principalmente: (i) encargo de rede básica 64,2% (R\$ 237 milhões); (ii) encargos de conexão 86,3% (R\$ 49 milhões); (iii) encargos de transportes de Itaipu 68,1% (R\$ 36 milhões); (iv) encargos de energia de reserva EER (R\$ 19 milhões); (v) encargos de serviço do sistema-ESS (R\$ 1 milhão); compensado por ;(vi) encargos de uso do sistema de distribuição (R\$ 4 milhões); e (vii) aumento de crédito de PIS e COFINS 58,6% (R\$ 30 milhões).

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Principais variações do Custo com Energia Elétrica em 2018, comparado com 2017:

Os diretores esclarecem que o custo de energia elétrica em 2018 totalizou R\$ 2.664 milhões, representando aumento de 19,2% (R\$ 429 milhões), comparado com 2017, apresentando as seguintes variações:

- Energia elétrica comprada para revenda:

Os diretores esclarecem que o aumento de 10,4% (R\$ 209 milhões), devido principalmente ao (i) aumento de 11,8% (R\$ 255 milhões) no volume de energia comprada, decorrente na energia de curto prazo e contratos bilaterais; sendo compensados parcialmente pela (ii) redução de 1,2% (R\$ 33 milhões) no preço médio de energia comprada justificado principalmente pelo preço de liquidação de diferenças ("PLD") e energia adquirida através leilão no ambiente regulado; (iii) aumento do crédito de PIS e COFINS 6,7% (R\$ 13 milhões).

- Encargos de uso do sistema de distribuição:

Os diretores esclarecem que o aumento de 94,4% (R\$ 220 milhões) devido principalmente: (i) encargo de rede básica 39,9% (R\$ 106 milhões); (ii) variação ao encargo de serviço de sistema – ESS líquido do repasse da CONER 96,7% (R\$ 65 milhões); (iii) encargos de transportes de Itaipu 92,6% (R\$ 25 milhões); (iv) encargos de energia de reserva EER (R\$ 20 milhões); (v) encargos de conexão 47,4% (R\$ 18 milhões); (vi) encargos de uso do sistema de distribuição (R\$ 5 milhões); e (vii) aumento de crédito de PIS e COFINS 58,6% (R\$ 19 milhões).

Os diretores esclarecem que segregando o efeito do agrupamento da RGE, o saldo da Custo com Energia Elétrica em 31 de dezembro de 2018 foi de R\$ 2.348 milhões, apresentando um aumento de 5% (R\$ 113 milhões), comparado com 31 de dezembro de 2017, sendo:

- Energia elétrica comprada para revenda: O saldo em 31 de dezembro de 2018 foi de R\$ 1.964 milhões, apresentando uma redução de 1,9% (R\$ 38 milhões) comparado com 31 de dezembro de 2017; e
- Encargos de uso do sistema de distribuição: O saldo em 31 de dezembro de 2018 foi de 384 milhões, apresentando um aumento de 64,7% (R\$ 151 milhões) comparado com 31 de dezembro de 2017.

Custos e Despesas operacionais:

Principais variações do Custo e Despesas Operacionais 2019, comparado a 2018:

Os diretores esclarecem que os custos e despesas operacionais foram de R\$ 2.201 milhões, em 2019, um aumento de 85,0% (R\$ 1.011 milhões) quando comparado com 2018. Esta variação se deve principalmente ao:

- Aumento de 91,4% (R\$ 417 milhões) em custos de construção de infraestrutura da concessão, decorrente dos investimentos em melhoria e expansão do sistema de distribuição, sem impactos no resultado da empresa, pois o mesmo valor é registrado na receita operacional;
- Aumento de 83,8% (R\$ 166 milhões) em despesas de amortização, basicamente em função do incremento de investimentos na base do ativo intangível;
- Aumento de 71,2% (R\$ 136 milhões) em custos e despesas com pessoal decorrente basicamente: (i) dos efeitos do acordo coletivo de trabalho; (ii) hora extra R\$ 2,2 milhões; (iii) desligamentos (R\$ 2,3 milhões); (iv) PLR (R\$ 7,9 milhões); (v) treinamentos (R\$ 2,6 milhões), associados ao agrupamento da RGE.
- Aumento de 84,8% (R\$ 134 milhões) em outros custos e despesas operacionais decorrente basicamente: (i) provisão para créditos de liquidação duvidosa (R\$ 50 milhões); (ii) perda/(ganho) alienação, desativação e outros de ativo não circulante (R\$ 32 milhões); (iii) provisões legais, judiciais e indenizações (R\$ 24 milhões); (iv) taxa de arrecadação (R\$ 15 milhões); (v) tributos (R\$ 1 milhões); (vi) arrendamentos e aluguéis (R\$ 4 milhões); e (vii) propaganda e publicidade, brindes e patrocínios (R\$ 3 milhões);

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

- Aumento de 82,3% (R\$ 121 milhões) em custos e despesas com serviços de terceiros principalmente em: (i) serviço de manutenção de linhas, redes e subestações (R\$ 24 milhões); (ii) poda de árvores (R\$ 20 milhões); (iii) manutenção de hardwares/software (R\$ 17 milhões); (iv) serviços terceirizados (R\$ 13 milhões); (v) serviços de call center (R\$ 8 milhões); (vi) serviços de reaviso, corte e religação (R\$ 7 milhões); (vii) transportes (R\$ 7 milhões); (viii) outros serviços (R\$ 6 milhões); e (ix) serviços de entrega/cobrança de faturas (R\$ 4 milhões);

Principais variações do Custo e Despesas Operacionais 2018, comparado a 2017:

Os diretores esclarecem que os custos e despesas operacionais foram de R\$ 1.190 milhões, em 2018, um aumento de 7,5% (R\$ 83 milhões) quando comparado com 2017. Esta variação se deve principalmente ao:

- Aumento de 10,9% (R\$ 45 milhões) em custos de construção de infraestrutura da concessão, decorrente dos investimentos em melhoria e expansão do sistema de distribuição, sem impactos no resultado da empresa, pois o mesmo valor é registrado na receita operacional;
- Aumento de 18,6% (R\$ 30 milhões) em custos e despesas com pessoal, principalmente em função dos efeitos do acordo coletivo de trabalho, associado ao agrupamento da RGE;
- Aumento de 12,9% (R\$ 19 milhões) em despesas de amortização, basicamente em função do incremento de investimentos na base do ativo intangível;
- Aumento de 8,9% (R\$ 12 milhões) em custos e despesas com serviços de terceiros principalmente em: (i) serviço de manutenção de linhas, redes e subestações (R\$ 24 milhões); (ii) manutenção de hardware e software (R\$ 14 milhões); compensados parcialmente por: (iii) despesas inter-empresas (R\$ 15 milhões); e (iv) manutenção de máquinas e equipamentos (R\$ 11 milhões); e
- Redução de 10,8% (23 milhões) em outros custos e despesas operacionais decorrente basicamente: (i) provisões legais, judiciais e indenizações (R\$ 51 milhões); (ii) provisão para créditos de liquidação duvidosa (R\$ 3 milhões); compensado parcialmente pelo aumento: (iii) amortização de intangível da concessão (R\$ 32 milhões).
- Os diretores esclarecem que segregando o efeito do agrupamento da RGE, o saldo da Custo e Despesas Operacionais em 31 de dezembro de 2018 foi de R\$ 979 milhões, apresentando uma redução de 0,1% (R\$ 128 milhões), comparado com 31 de dezembro de 2017.

Resultado financeiro:

Principais variações do Resultado Financeiro de 2019, comparado com 2018:

Os diretores esclarecem que o resultado financeiro líquido apresentou uma despesa líquida de R\$ 109 milhões em 2019, representando uma redução de 3,5% (R\$ 4 milhões) em comparação com 2018. Esta variação decorre basicamente da:

- Aumento nas receitas financeiras de 80,0% (R\$ 80 milhões), explicado: (i) acréscimos e multas moratórias (R\$ 38 milhões); (ii) atualização do ativo financeiro setorial (R\$ 22 milhões); (iii) atualizações monetária-faturas e parcelamentos (R\$ 10 milhões); (iv) rendas de aplicações financeiras (R\$ 4 milhões); (v) outras atualizações monetária e cambiais (R\$ 2 milhões); (vi) atualização de depósitos judiciais (R\$ 1 milhão); (vii) deságio na aquisição de créditos de ICMS (R\$ 1 milhão); e (viii) atualização de subsídios (1 milhão).
- Aumento nas despesas financeiras de 35,7% (R\$ 76 milhões), explicado: (i) encargos de dívidas e atualizações monetárias e cambiais dos empréstimos e financiamentos e debêntures (R\$ 73 milhões); (ii) negociações /parcelamento de débitos s (R\$ 12 milhões); compensado por: (iii) juros capitalizados (R\$ 8 milhões); e (iv) comissões, encargos e tarifárias bancárias (R\$ 1 milhão).

Principais variações do Resultado Financeiro de 2018, comparado com 2017:

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Os diretores esclarecem que o resultado financeiro líquido apresentou uma despesa líquida de R\$ 113 milhões em 2018, representando um aumento de 5,6% (R\$ 6 milhões) em comparação com 2017. Esta variação decorre basicamente da:

- Aumento nas receitas financeiras de 26,6% (R\$ 21 milhões), explicado: (i) atualização do ativo financeiro setorial (R\$ 9 milhões); (ii) atualizações monetárias e cambiais (R\$ 7 milhões); (iii) outras receitas financeiras (R\$ 6 milhões); (iv) atualizações de créditos fiscais (R\$ 3 milhões); (v) acréscimos e multas moratórias (R\$ 2 milhões); compensados pela redução: (vi) PIS e COFINS sobre outras receitas financeiras (R\$ 6 milhões).
- Aumento nas despesas financeiras de 14,5% (R\$ 27 milhões), explicado: (i) encargos de dívidas e atualizações monetárias e cambiais dos empréstimos e financiamentos e debêntures (R\$ 33 milhões); (ii) outras despesas financeiras (R\$ 12 milhões); compensado por: (iii) atualização do passivo financeiro setorial (R\$ 16 milhões) e (iv) IOF (R\$ 2 milhões).

Os diretores esclarecem que segregando o efeito do agrupamento da RGE, o saldo da Resultado Financeiro em 31 de dezembro de 2018 foi de R\$ 103 milhões, apresentando uma redução de 3,8% (R\$ 4 milhões), comparado com 31 de dezembro de 2017.

Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o resultado:

Principais variações do imposto de renda e contribuição social sobre o resultado de 2019, comparado a 2018:

Os diretores esclarecem que a apuração do imposto de renda e contribuição social sobre o resultado da empresa teve uma despesa de R\$ 260 milhões em 2019, representando um aumento de R\$ 330 milhões em comparação com 2018, que teve uma receita de R\$ 70 milhões.

Principais variações do imposto de renda e contribuição social sobre o resultado de 2018, comparado a 2017:

Os diretores esclarecem que a apuração do imposto de renda e contribuição social sobre o resultado da empresa teve uma receita de R\$ 70 milhões em de 2018, representando um aumento de R\$ 16 milhões em comparação com 2017.

Os diretores esclarecem que segregando o efeito do agrupamento da RGE, o saldo de imposto de renda e contribuição social em 31 de dezembro de 2018 foi de R\$ 56 milhões, apresentando um aumento de 3,7% (R\$ 2 milhões), comparado com 31 de dezembro de 2017.

10.2 - Resultado Operacional E Financeiro

10.2 Os diretores devem comentar:

(a) resultados das operações do emissor, em especial:

Os diretores esclarecem que nosso segmento 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.

(i) descrição de quaisquer componentes importantes da receita

Os diretores esclarecem que a receita operacional da Companhia é proveniente, em grande parte, de fornecimento de energia elétrica para clientes cativos, bem como recebimento da tarifa referente ao uso da rede de distribuição.

(ii) fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

Resultados das Operações - comparação entre os exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e em 31 de dezembro de 2018

Receita operacional líquida

- Os diretores esclarecem que em comparação a 2018, as receitas operacionais líquidas apresentaram aumento de 90,1% (R\$ 3.782 milhões) em 2019, totalizando R\$ 7.980 milhões. O aumento na receita operacional líquida refletiu principalmente a: **(i)** aumento de 80,1% (R\$ 4.246 milhões) no fornecimento de energia elétrica faturado e não faturado, (considerando TUSD dos consumidores cativos) justificado basicamente pelo: (a) aumento de 66,8% (R\$ 3.832 milhões) na quantidade de energia vendida (considerando a quantidade de energia da receita não faturada); e (b) aumento de 8,0% (R\$ 414 milhões) na tarifa média principalmente pelo reajuste tarifário de junho de 2019 em 10,05% (percepção do consumidor); **(ii)** aumento de 166,1% (R\$ 422 milhões) na receita de suprimento de energia elétrica (considerando TUSD dos consumidores cativos), principalmente por: (a) aumento no volume de energia elétrica em outras concessionárias e permissionárias; e (b) aumento de 154,0% no volume de energia elétrica comercializada no curto prazo, compensado pela redução no PLD em 2019; **(iii)** aumento de 86,4% (R\$ 1.212 milhões) em outras receitas operacionais, (que excluem a receita de TUSD dos consumidores cativos), basicamente em função do: (a) aumento de 136,0% (R\$ 529 milhões) na receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD principalmente pelo aumento no volume vendido em função da migração de clientes livres para o ambiente de contestação livre; (b) aumento de 91,4% (R\$ 417 milhões) de receita de construção de infraestrutura de concessão, sem impacto no resultado pois o mesmo valor é registrado no custo; (c) aumento de 85,3% (R\$ 348 milhões) em subvenção de baixa renda e descontos tarifários a receber do CDE; (d) aumento de 53,7% (R\$ 36 milhões), na atualização de ativo financeiro da concessão; compensado pelo: (e) ativo e passivo financeiro setorial de 453,6% (R\$ 127 milhões) impactado pelas amortizações e diferimentos (vide nota explicativa nº 8 das nossas Demonstrações Financeiras de 2019); compensado por: **(iv)** deduções da receita operacional em 2019, apresentando um aumento de 77,1% (R\$ 2.167 milhões) comparado com 2018, sendo que os principais fatores desta variação foram: (a) aumento de 88,6% (R\$ 1.272 milhões) no Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) devido ao aumento do faturamento; (b) aumento de 81,1% (R\$ 497 milhões) no PIS e COFINS, devido basicamente ao aumento do faturamento bruto da Companhia; (c) aumento de 49,3% (R\$ 335 milhões) da Conta de Desenvolvimento Energético, devido ao novo valor da cota, estabelecido pela ANEEL; (e) aumento de 91,9% (R\$ 34 milhões) no Programa de P&D e eficiência energética devido ao aumento na receita operacional líquida; (f) aumento de 90,5% (R\$ 19 milhões) referente ao PROINFA; e (h) aumento de 100,0% (R\$ 5 milhões) em outros de deduções da receita operacional.

Os diretores esclarecem que também estão incluídas na receita operacional líquida as receitas com construção de infraestrutura de concessão no valor de R\$ 873 milhões em 2019, que não afeta o

10.2 - Resultado Operacional E Financeiro

resultado, devido ao custo correspondente praticamente no mesmo montante, que apresentou aumento de 91,4% (R\$ 417 milhões) em comparação ao mesmo período do ano anterior.

Vendas a Consumidores Finais

Os diretores esclarecem que o fornecimento faturado a consumidores finais atingiu R\$ 9.555 milhões no ano de 2019, apresentando um aumento de 80,1% em comparação com 2018, refletindo, principalmente, as vendas para consumidores cativos nas áreas de concessão da Companhia, que estão sujeitas a reajuste tarifário conforme mostrado abaixo:

Os diretores esclarecem que as tarifas aplicadas pela Companhia (RGE Sul) são reajustadas a cada ano, sendo os percentuais específicos para cada classe de consumo. Em 11 de junho de 2019, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória ("REH") nº 2.557, relativo ao Reajuste Tarifário Anual ("RTA") que fixou o reajuste médio das tarifas da Companhia e da empresa incorporada a partir de 19 de junho de 2019, em 10,05%, sendo 0,05% referentes ao reajuste tarifário econômico e 10,00% relativos aos componentes financeiros pertinentes. O efeito médio total a ser percebido pelos consumidores da Companhia é de 1,72% e pelos consumidores da empresa incorporada é de 8,63%. As novas tarifas entraram em vigor em 19 de junho de 2019. (vide nota explicativa 24.2 de nossa Demonstração Financeira de 2019).

Os diretores esclarecem que o aumento de 67,0% na quantidade total de energia elétrica faturada aos consumidores finais, que era de 12.644 GWh em 2019, em comparação com 7.570 GWh no ano de 2018, estão explicadas a seguir:

- Consumidores residenciais. As quantidades vendidas a consumidores residenciais cativos aumentaram em 75,7% quando comparado com 2018, basicamente pelo reflexo de temperaturas mais altas em 2019, incremento de novos clientes.
- Consumidores industriais. As quantidades vendidas a consumidores industriais cativos aumentaram em 78,3% quando comparado com 2018, refletido pelo retorno de crescimento da atividade industrial do país.
- Consumidores comerciais. As quantidades vendidas a consumidores comerciais cativos aumentaram em 71,6% quando comparado com 2018, resultando no maior volume de vendas do comércio varejista.
- Consumidores rurais. As quantidades vendidas a consumidores rurais cativos aumentaram em 23,3% quando comparado com 2018, resultado da pouca chuva, gerando maior necessidade de irrigação.

Suprimento de energia elétrica

Os diretores esclarecem que no período, a Companhia, face às operações realizadas no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, registrou um aumento na receita de suprimentos comparado com 2018 para 2019,(considerando TUSD dos consumidores cativos) no montante de R\$ 422 milhões, devido principalmente pela aumento no volume de energia comercializada no curto prazo de 154,0% bem como pelo aumento de 216,6% no volume de energia elétrica em outras concessionárias e permissionárias.

Outras receitas operacionais

Os diretores esclarecem que, comparado com 2018, as outras receitas operacionais brutas (que excluem a receita de construção da infraestrutura da concessão, a atualização do ativo financeiro da concessão e ativos e passivos financeiros setoriais) apresentaram aumento de 72,3% (R\$ 2.659 milhões), principalmente devido a: (i) aumento em receita pela disponibilidade da rede elétrica – TUSD

10.2 - Resultado Operacional E Financeiro

consumidor cativo de 62,7% no valor de (R\$ 1.773 milhões); (ii) aumento de 136,0% (R\$ 529 milhões) na receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD principalmente pelo aumento no volume vendido em função da migração de clientes livres para o ambiente de contratação livre; (iii) aumento de 85,3% (R\$ 348 milhões) em subvenção de baixa renda e descontos tarifários a receber do CDE; (iv) aumento de 45,7% (R\$ 37 milhões) de outras receitas e rendas; compensado pelos valores de:(v) compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos (R\$ 28 milhões).

Deduções da receita operacional

Os diretores esclarecem que 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, enquanto outros encargos setoriais podem variar dependendo da tarifa ou da quota determinada pela ANEEL. Estas deduções representaram 38,4% de nossa receita operacional bruta em 2019 e 40,1% em 2018. Comparado com 2018, essas deduções totalizaram 77,2% (R\$ 2.167 milhões) atingindo R\$ 4.975 milhões em 2019, devido principalmente: (i) aumento de 88,6% (R\$ 1.272 milhões) no Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) devido ao aumento do faturamento; (ii) aumento de 81,1% (R\$ 497 milhões) no PIS e COFINS, devido basicamente ao aumento do faturamento bruto da Companhia; (iii) aumento de 49,3% (R\$ 335 milhões) da Conta de Desenvolvimento Energético, devido ao novo valor da cota, estabelecido pela ANEEL; (iv) aumento de 91,9% (R\$ 34 milhões) no Programa de P&D e eficiência energética devido ao aumento na receita operacional líquida; (v) aumento de 90,5% (R\$ 19 milhões) referente ao PROINFA; e (vi) aumento de de 33,3% (R\$ 8 milhões) em bandeira tarifária e outros de deduções da receita operacional.

Custo de energia elétrica

Os diretores esclarecem que a energia comprada para revenda comparado à 2018, nossos custos de compra de energia para revenda aumentaram 82,1% (R\$1.815 milhões) em 2019 para R\$ 4.026 milhões, basicamente pelo: (i) aumento 82,1% (R\$ 1.991 milhões) decorrente de: (a) aumento na compra de energia através de leilão no ambiente regulado, contratos bilaterais e energia de curto prazo (R\$ 1.583 milhões); (b) energia adquirida de Itaipu (R\$ 346 milhões); e (c) energia adquirida do PROINFA (R\$ 62 milhões), refletindo aumento no volume de energia comprada aliado ao aumento de 10,4% no preço médio de compra; compensados parcialmente: (ii) pelos créditos de PIS e COFINS 78 % no valor de (R\$ 166 milhões) relativos a compra de energia; e (iii) ressarcimentos pagos pelas Geradoras (R\$ 10 milhões).

Os diretores esclarecem que os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição comparado com 2018, apresentou um aumento de 68,0% (R\$ 308 milhões) para R\$ 761 milhões em 2019, devido principalmente ao aumento dos: (i) encargos de rede básica 64,2% (R\$ 237 milhões); (ii) encargos de conexão 86,3% (R\$ 49 milhões); (iii) encargos de transportes de Itaipu 68,1% (R\$ 36 milhões); (iv) encargos de energia de reserva EER (R\$ 19 milhões); (v) encargos de serviço do sistema-ESS (R\$ 1 milhão); compensado por ;(vi) encargos de uso do sistema de distribuição (R\$ 4 milhões); e (vii) aumento de crédito de PIS e COFINS 58,6% (R\$ 30 milhões).

Outros custos e despesas operacionais

Os diretores esclarecem que nossos outros custos e despesas operacionais abrangem nosso custo operacional, serviços prestados para terceiros, custos relacionados à construção da infraestrutura da concessão, despesas de vendas, despesas gerais e administrativas e outras despesas operacionais. Nossos outros custos e despesas operacionais foram de R\$ 2.201 milhões em 2019, apresentando aumento de 85,0% (R\$ 1.011 milhões) quando comparado com 2018. Esta variação deve-se principalmente aos aumentos de: **(i)** aumento de 91,4% (R\$ 417 milhões) em custos de construção de infraestrutura da concessão, decorrente dos investimentos em melhoria e expansão do sistema

10.2 - Resultado Operacional E Financeiro

de distribuição, sem impactos no resultado da empresa, pois o mesmo valor é registrado na receita operacional; **(ii)** Aumento de 83,8% (R\$ 166 milhões) em despesas de amortização, basicamente em função do incremento de investimentos na base do ativo intangível; **(iii)** aumento de 71,2% (R\$ 136 milhões) em custos e despesas com pessoal decorrente basicamente: (a) dos efeitos do acordo coletivo de trabalho; (b) hora extra R\$ 2,2 milhões; (c) desligamentos (R\$ 2,3 milhões); (d) PLR (R\$ 7,9 milhões); (e) treinamentos (R\$ 2,6 milhões), associados ao agrupamento da RGE; **(iv)** aumento de 84,8% (R\$ 134 milhões) em outros custos e despesas operacionais decorrente basicamente: (a) provisão para créditos de liquidação duvidosa (R\$ 50 milhões); (b) perda/(ganho) alienação, desativação e outros de ativo não circulante (R\$ 32 milhões); (c) provisões legais, judiciais e indenizações (R\$ 24 milhões); (d) taxa de arrecadação (R\$ 15 milhões); (e) tributos (R\$ 1 milhões); (f) arrendamentos e aluguéis (R\$ 4 milhões); e (g) propaganda e publicidade, brindes e patrocínios (R\$ 3 milhões); **(v)** aumento de 82,3% (R\$ 121 milhões) em custos e despesas com serviços de terceiros principalmente em: (a) serviço de manutenção de linhas, redes e subestações (R\$ 24 milhões); (b) poda de árvores (R\$ 20 milhões); (c) manutenção de hardwares/software (R\$ 17 milhões); (d) serviços terceirizados (R\$ 13 milhões); (e) serviços de call center (R\$ 8 milhões); (f) serviços de reaviso, corte e religação (R\$ 7 milhões); (g) transportes (R\$ 7 milhões); (h) outros serviços (R\$ 6 milhões); e (i) serviços de entrega/cobrança de faturas (R\$ 4 milhões).

Resultado do serviço de energia elétrica

Os diretores esclarecem que o resultado do serviço em 2019 totalizou R\$ 992 milhões, apresentando aumento de 12,4% (R\$ 648 milhões) em relação à 2018, em função do aumento na receita operacional líquida (R\$ 3.782 milhões) associado aos aumentos nos custos com energia (R\$ 2.123 milhões) e custos e despesas operacionais (R\$ 1.011 milhões).

Resultado financeiro:

Os diretores esclarecem que o Resultado Financeiro Líquido em 2019 apresentou uma despesa líquida de R\$ 109 milhões, representando uma redução de 3,5% (R\$ 4 milhões), comparado com 2018. Esta variação decorreu basicamente da:

- Aumento nas receitas financeiras de 80,0% (R\$ 80 milhões), explicado: (i) acréscimos e multas moratórias (R\$ 38 milhões); (ii) atualização do ativo financeiro setorial (R\$ 22 milhões); (iii) atualizações monetária-faturas e parcelamentos (R\$ 10 milhões); (iv) rendas de aplicações financeiras (R\$ 4 milhões); (v) outras atualizações monetária e cambiais (R\$ 2 milhões); (vi) atualização de depósitos judiciais (R\$ 1 milhão); (vii) deságio na aquisição de créditos de ICMS (R\$ 1 milhão); e (viii) atualização de subsídios (1 milhão).
- Aumento nas despesas financeiras de 35,7% (R\$ 76 milhões), explicado: (i) encargos de dívidas e atualizações monetárias e cambiais dos empréstimos e financiamentos e debêntures (R\$ 73 milhões); (ii) negociações /parcelamento de débitos s (R\$ 12 milhões); compensado por: (iii) juros capitalizados (R\$ 8 milhões); e (iv) comissões, encargos e tarifárias bancárias (R\$ 1 milhão).

Os diretores esclarecem que, em 31 de dezembro de 2019, nosso endividamento total (circulante e não circulante dos empréstimos e financiamentos, debêntures e respectivos encargos) somou R\$ 3.644 milhões (frente a R\$ 3.761 milhões em 31 de dezembro de 2018), sobre o qual incidem juros e inflação, calculados com base em diversas taxas e índices do mercado financeiro brasileiro. Possuíamos ainda o equivalente a R\$ 1.621 milhões de endividamento expressos em moeda estrangeira (R\$ 1.166 em dólares norte-americanos e R\$ 455 milhões em euro). A fim de reduzir o risco de perdas cambiais no que tange a este endividamento expressos em moeda estrangeira e variações nas taxas de juros, nós temos a 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

10.2 - Resultado Operacional E Financeiro

Os diretores esclarecem que nosso encargo líquido do imposto de renda e contribuição social passou de uma receita de R\$ 70 milhões em 2018 para uma despesa de R\$ 260 milhões em 2019, refletindo a base tributária do período.

Lucro líquido

Os diretores esclarecem que comparado com 2018 e devido aos fatores discutidos acima, a Companhia apresentou um lucro líquido (R\$ 324 milhões), totalizando R\$ 624 milhões.

Resultados das Operações - comparação entre os exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e em 31 de dezembro de 2017

Receita operacional líquida

Os diretores esclarecem que em comparação a 2017, as receitas operacionais líquidas apresentaram aumento de 24,6% (R\$ 828 milhões) em 2018, totalizando R\$ 4.198 milhões. O aumento na receita operacional líquida refletiu principalmente a: (i) aumento de 20,7% (R\$ 820 milhões) na tarifa média praticada, principalmente pelo reajuste tarifário de abril de 2018 na RGE Sul de 22,47% e 20,58% na RGE (percepção do consumidor), e aumento de 12,7% (R\$ 600 milhões) na quantidade de energia vendida (considerando a quantidade de energia da receita não faturada), (ii) aumento de 62,8% (R\$ 150 milhões) na receita pela disponibilidade da rede elétrica – TUSD, pelo decorrente do aumento de volume vendido em função da migração de clientes livres para o ambiente de contratação livre; (iii) aumento de 35,1% (R\$ 106 milhões) em aporte CDE (subvenção de baixa renda, demais subsídios tarifários, descontos tarifários e liminares), (iv) aumento (R\$ 67 milhões) na atualização do ativo financeiro da concessão; (v) aumento de 34,5% (R\$ 721 milhões) nas deduções à receita devido basicamente à: (a) ICMS (R\$ 400 milhões), (b) quota CDE (R\$ 229 milhões), (c) PIS e COFINS (R\$ 178 milhões), (d) programa de P&D e eficiência energética (R\$ 8 milhões), (e) PROINFA (R\$ 4 milhões), compensado por (f) bandeiras tarifárias (R\$ 99 milhões); compensados parcialmente pela (vii) redução de 87,4% (R\$ 194 milhões) do ativo e passivo financeiro setorial; (viii) redução de 15,5% (R\$ 52 milhões) na receita de suprimento de energia elétrica (considerando TUSD dos consumidores cativos), principalmente pela redução de energia elétrica comercializada no curto prazo, associado à redução no PLD em 2018 e redução de 2,6% na quantidade de energia comercializada.

Os diretores esclarecem que também estão incluídas na receita operacional líquida as receitas com construção de infraestrutura de concessão no valor de R\$ 456 milhões em 2018, que não afeta o resultado, devido ao custo correspondente praticamente no mesmo montante, que apresentou aumento de 10,9% (R\$ 45 milhões) em comparação ao mesmo período do ano anterior.

Os diretores esclarecem que segregando o efeito do agrupamento da RGE, o saldo da receita operacional líquida em 31 de dezembro de 2018 foi de R\$ 3.596 milhões, apresentando um aumento de 6,7% (R\$ 226 milhões), comparado com 31 de dezembro de 2017.

Vendas a Consumidores Finais

Os diretores esclarecem que o fornecimento faturado a consumidores finais atingiu R\$ 5.304 milhões no em 2018, apresentando um aumento de 36% em comparação com 2017, refletindo, principalmente, as vendas para consumidores cativos nas áreas de concessão da Companhia, que estão sujeitas a reajuste tarifário conforme mostrado abaixo:

Os diretores esclarecem que as tarifas aplicadas pela Companhia (RGE Sul) são reajustadas a cada ano, sendo os percentuais específicos para cada classe de consumo. 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 em 18,45%, sendo 11,57% relativos ao Reajuste Tarifário Econômico e 6,88% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de 22,47% percebido pelos consumidores. As novas tarifas entraram em vigor em 17 de abril de 2018. (vide nota explicativa 23.2 de nossa Demonstração Financeira de 2018), em abril de 2017, o reajuste aplicado foi de -6,43%.

Por conta do agrupamento da concessão da RGE, em 2018 está sendo considerado os efeitos da Revisão Tarifária Periódica de 2018 da incorporada, autorizada pela ANEEL em 12 de junho de 2018 por meio da Resolução Homologatória nº 2.218, reajustando as tarifas de energia elétrica da RGE em 21,27% sendo 15,56% referente ao Reajuste Tarifário Econômico e 5,71% relativos aos componentes financeiros

10.2 - Resultado Operacional E Financeiro

externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de 20,58% percebido pelos consumidores.

Os diretores esclarecem que o aumento de 12,7% na quantidade total de energia elétrica faturada aos consumidores finais, que era de 7.570 GWh em 2018, em comparação com 6.717 GWh no em 2017, estão explicadas a seguir:

- Consumidores residenciais. As quantidades vendidas a consumidores residenciais cativos aumentaram em 20,1% quando comparado com 2017, basicamente pelo incremento de 1.275 milhões de novos clientes, devido ao agrupamento das concessões.
- Consumidores industriais. As quantidades vendidas a consumidores industriais cativos aumentaram em 15,8% quando comparado com 2017, pelo incremento de 12 mil novos clientes, devido ao agrupamento das concessões, bem como refletindo retorno de crescimento da atividade industrial do país.
- Consumidores comerciais. As quantidades vendidas a consumidores comerciais cativos aumentaram em 15,9% quando comparado com 2017, resultando no maior volume de vendas do comércio varejista, bem como pelo incremento de 92 mil novos consumidores, devido ao agrupamento das concessões.
- Consumidores rurais. As quantidades vendidas a consumidores rurais cativos reduziram em 10,9% quando comparado com 2017, resultado da migração de consumidores para permissionárias.
- As demais classes de consumo, poderes públicos e serviços públicos não apresentaram variação expressiva de consumo no período.

Suprimento de energia elétrica

Os diretores esclarecem que no período, a Companhia, face às operações realizadas no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, registrou uma redução na receita de suprimentos comparado com 2017 para 2018 no montante de R\$ 52 milhões, devido principalmente pela redução no volume comercializado associado à redução do PLD em 2018.

Os diretores esclarecem que segregando o efeito do agrupamento da RGE, o suprimento de energia elétrica em 31 de dezembro de 2018 foi de R\$ 249 milhões, apresentando uma redução de 26,2% (R\$ 87 milhões), comparado com 31 de dezembro de 2017.

Outras receitas operacionais

Os diretores esclarecem que, comparado com 2017, as outras receitas operacionais brutas (que excluem a receita de construção da infraestrutura da concessão, a atualização do ativo financeiro da concessão e ativos e passivos financeiros setoriais) apresentaram aumento de 44,4% (R\$ 262 milhões), principalmente devido a (i) receita de TUSD pela disponibilização da rede elétrica a consumidores livres (R\$ 150 milhões), (ii) subvenção de baixa renda, subsídios tarifários e liminares (R\$ 106 milhões), e (iii) aumento de outras receitas e rendas (R\$ 32 milhões), compensado pela compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos (R\$ 26 milhões).

Os diretores esclarecem que segregando o efeito do agrupamento da RGE, as outras receitas operacionais brutas (que excluem a receita de construção da infraestrutura da concessão, a atualização do ativo financeiro da concessão e ativos e passivos financeiros setoriais) em 31 de dezembro de 2018 foi de R\$ 719 milhões, apresentando um aumento de 21,9% (R\$ 129 milhões), comparado com 31 de dezembro de 2017.

Deduções da receita operacional

Os diretores esclarecem que 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

10.2 - Resultado Operacional E Financeiro

eficiência energética e de pesquisa e desenvolvimento tecnológico do setor de energia elétrica (encargos regulatórios) são calculados com base na receita operacional líquida, enquanto outros encargos setoriais podem variar dependendo da tarifa ou da quota determinada pela ANEEL. Estas deduções representaram 40,1% de nossa receita operacional bruta em 2018 e 38,2% em 2017. Comparado com 2017, essas deduções totalizaram 34,5% (R\$ 721 milhões) atingindo R\$ 2.808 milhões em 2018, devido principalmente (i) aumento de R\$ 400 milhões referente a ICMS, (ii) aumento de R\$ 229 milhões das contribuições para a Conta CDE, como resultado das novas quotas definidas pela ANEEL em 2018 (iii) aumento de R\$ 178 milhões referente a PIS e COFINS, (iv) aumento de R\$ 8 milhões no Programa de P&D e eficiência contábil, (v) aumento de R\$ 4 milhões referente ao PROINFA, sendo compensado pela (iv) redução de R\$ 99 milhões em receitas de bandeira tarifária.

Os diretores esclarecem que segregando o efeito do agrupamento da RGE, as deduções da receita operacional em 31 de dezembro de 2018 foi de R\$ 2.393 milhões, apresentando um aumento de 14,7% (R\$ 306 milhões), comparado com 31 de dezembro de 2017.

Custo de energia elétrica

Os diretores esclarecem que a energia comprada para revenda comparado à 2017, nossos custos de compra de energia para revenda aumentaram 10,4% (R\$ 209 milhões) em 2018 para R\$ 2.211 milhões, basicamente pelo (i) aumento 11,8% (R\$ 255 milhões) no volume de energia comprada, decorrente da energia de curto prazo e contratos bilaterais; compensados parcialmente pela (ii) redução de 1,2% (R\$ 33 milhões) no preço médio de energia comprada justificado pela redução no preço de liquidação de diferenças ("PLD") e energia adquirida através de leilão no ambiente regulado e (iii) aumento do crédito de PIS e COFINS de R\$ 13 milhões.

Os diretores esclarecem que os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição comparado com 2017, apresentou um aumento de 94,6% (R\$ 220 milhões) para R\$ 453 milhões em 2018, devido principalmente ao aumento dos: (i) encargo de rede básica de R\$ 106 milhões, (ii) encargo serviço de sistema – ESS líquido do repasse da CONER de R\$ 65 milhões; (iii) encargos de transporte de Itaipu de R\$ 25 milhões, (iv) energia de reserva EER de R\$ 20 milhões, (v) encargos de conexão 47,4% (R\$ 18 milhões) (vi) encargo de uso do sistema de distribuição de R\$ 5 milhões, e (vii) crédito de PIS e COFINS de R\$ 19 milhões.

Os diretores esclarecem que segregando o efeito do agrupamento da RGE, o saldo da Custo com Energia Elétrica em 31 de dezembro de 2018 foi de R\$ 2.348 milhões, apresentando um aumento de 5% (R\$ 113 milhões), comparado com 31 de dezembro de 2017, sendo:

- Energia elétrica comprada para revenda: O saldo em 31 de dezembro de 2018 foi de R\$ 1.964 milhões, apresentando uma redução de 1,9% (R\$ 38 milhões) comparado com 31 de dezembro de 2017; e
- Encargos de uso do sistema de distribuição: O saldo em 31 de dezembro de 2018 foi de 384 milhões, apresentando um aumento de 64,7% (R\$ 151 milhões) comparado com 31 de dezembro de 2017.

Outros custos e despesas operacionais

Os diretores esclarecem que nossos outros custos e despesas operacionais abrangem nosso custo operacional, serviços prestados para terceiros, custos relacionados à construção da infraestrutura da concessão, despesas de vendas, despesas gerais e administrativas e outras despesas operacionais. Nossos outros custos e despesas operacionais foram de R\$ 1.191 milhões em 2018, apresentando aumento de 7,6% (R\$ 84 milhões) quando comparado com 2017. Esta variação deve-se principalmente aos aumentos de (i) R\$ 45 milhões em custos de construção de infraestrutura da concessão, decorrente dos investimentos em melhoria e expansão do sistema de distribuição; (ii) R\$ 30 milhões em custos e despesas com pessoal em função dos efeitos do acordo coletivo de trabalho, associado ao agrupamento da RGE, (iii) R\$ 19 milhões em despesas com amortização, basicamente pelo incremento de investimentos na base do ativo intangível, (iv) R\$ 12 milhões de custos e despesas com serviços de terceiros, principalmente em (a) serviços de manutenção de linhas, redes e subestações (R\$ 24 milhões), (b) manutenção de hardware e software (R\$ 14 milhões), compensados pela redução de despesas inter-empresas (R\$ 15 milhões) e (c) manutenção de máquinas e equipamentos (R\$ 11

10.2 - Resultado Operacional E Financeiro

milhões), compensados parcialmente pela redução: (iv) R\$ 23 milhões em outros custos e despesas operacionais decorrente (a) provisões legais, judiciais e indenizações (R\$ 51 milhões), (b) provisão para créditos de liquidação duvidosa (R\$ 3 milhões), compensado parcialmente por (d) compensado parcialmente pelo aumento com amortização de intangível da concessão (R\$ 32 milhões).

Os diretores esclarecem que segregando o efeito do agrupamento da RGE, o saldo da Custo e Despesas Operacionais em 31 de dezembro de 2018 foi de R\$ 979 milhões, apresentando uma redução de 0,1% (R\$ 128 milhões), comparado com 31 de dezembro de 2017.

Resultado do serviço de energia elétrica

Os diretores esclarecem que o resultado do serviço em 2018 totalizou R\$ 344 milhões, apresentando aumento de 8,2% (R\$ 316 milhões) em relação à 2017, em função do aumento na receita operacional líquida (R\$ 828 milhões) associado aos aumentos nos custos com energia (R\$ 429 milhões), compensados pela redução em custos e despesas operacionais (R\$ 84 milhões).

Os diretores esclarecem que segregando o efeito do agrupamento da RGE, o resultado do serviço em 31 de dezembro de 2018 foi de R\$ 270 milhões, apresentando um aumento de R\$ 241 milhões, comparado com 31 de dezembro de 2017.

Resultado financeiro:

Os diretores esclarecem que o Resultado Financeiro Líquido em 2018 apresentou uma despesa líquida de R\$ 113 milhões, representando aumento de 5,6% (R\$ 6 milhões), comparado com 2017. Esta variação decorreu basicamente da:

- Aumento nas receitas financeiras de 26,6% (R\$ 21 milhões), decorrente principalmente (i) atualização do ativo financeiro setorial (R\$ 9 milhões); (ii) atualizações monetárias e cambiais (R\$ 7 milhões); (iii) outras receitas financeiras (R\$ 6 milhões); (iv) atualizações de créditos fiscais (R\$ 3 milhões); (v) acréscimos e multas moratórias (R\$ 2 milhões), compensados pela redução: (vi) PIS e COFINS sobre outras receitas financeiras (R\$ 6 milhões).
- Aumento nas despesas financeiras de 14,5% (R\$ 27 milhões), principalmente pela redução dos (i) encargos de dívidas e atualizações monetárias e cambiais de empréstimos e financiamentos e debêntures no montante de (R\$ 33 milhões), (ii) outras despesas financeiras (R\$ 12 milhões), compensado pela (ii) redução na atualização do passivo financeiro setorial (R\$ 16 milhões), e (iii) IOF (R\$ 2 milhões).

Os diretores esclarecem que segregando o efeito do agrupamento da RGE, o saldo da Resultado Financeiro em 31 de dezembro de 2018 foi de R\$ 103 milhões, apresentando uma redução de 3,8% (R\$ 4 milhões), comparado com 31 de dezembro de 2017.

Os diretores esclarecem que, em 31 de dezembro de 2018, nosso endividamento total (circulante e não circulante dos empréstimos e financiamentos, debêntures e respectivos encargos) somou R\$ 3.761 milhões (frente a R\$ 1.374 milhões em 31 de dezembro de 2017), sobre o qual incidem juros e inflação, calculados com base em diversas taxas e índices do mercado financeiro brasileiro. Possuíamos ainda o equivalente a R\$ 1.668 milhões de endividamento expressos em moeda estrangeira (R\$ 1.220 em dólares norte-americanos e R\$ 447 milhões em euro). A fim de reduzir o risco de perdas cambiais no que tange a este endividamento expressos em moeda estrangeira e variações nas taxas de juros, nós temos a política de utilizar derivativos com o propósito de proteção (hedge) dos riscos de variação cambial e flutuação das taxas de juros. A variação da taxa média de CDI diminuiu para 6,42% em 2018, contra 9,93% em 2017; e a TJLP diminuiu para 6,7% em 2018, em comparação com 7,1% em 2017.

Imposto de Renda e Contribuição Social

Os diretores esclarecem que nosso encargo líquido do imposto de renda e contribuição social passou de R\$ 54 milhões em 2017 para R\$ 70 milhões em 2018, refletindo a base tributária do período.

Os diretores esclarecem que segregando o efeito do agrupamento da RGE, o saldo de imposto de renda e contribuição social em 31 de dezembro de 2018 foi de R\$ 56 milhões, apresentando um aumento de 3,7% (R\$ 2 milhões), comparado com 31 de dezembro de 2017.

10.2 - Resultado Operacional E Financeiro

Lucro líquido

Os diretores esclarecem que comparado com 2017 e devido aos fatores discutidos acima, a Companhia apresentou um lucro líquido (R\$ 325 milhões), totalizando R\$ 300 milhões.

Os diretores esclarecem que segregando o efeito do agrupamento da RGE, o lucro líquido em 31 de dezembro de 2018 foi de R\$ 222 milhões, apresentando um aumento de R\$ 248 milhões, comparado com 31 de dezembro de 2017.

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

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

(c) 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, quando relevante;

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

10.3 - Eventos Com Efeitos Relevantes, Ocorridos E Esperados, Nas Demonstrações Financeiras

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

(a) introdução ou alienação de segmento operacional

Os diretores esclarecem que este item não é aplicável em razão da Companhia não ter introduzido ou alienado segmento operacional.

(b) constituição, aquisição ou alienação de participação societária

Os diretores esclarecem que este item não é aplicável em razão de não ter havido constituição, aquisição ou alienação de participação societária no exercício.

(c) eventos ou operações não usuais

Os diretores esclarecem que este item não é aplicável em razão de não ter havido eventos ou operações não usuais no exercício.

10.4 - Mudanças Significativas Nas Práticas Contábeis - Ressalvas e Ênfases no Parecer do Auditor

10.4 Os diretores devem comentar:

(a) mudanças significativas nas práticas contábeis

- **demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2019**

Os diretores esclarecem que as demonstrações financeiras de 2019 estão de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, seguindo as orientações emitidas pelo CPC, contemplando os efeitos de mudanças em pronunciamentos aplicáveis a partir de 2019, sendo os mais relevantes o CPC 06 (R2) Operações de arrendamento mercantil e ICPC 22 Incerteza sobre tratamento de tributos sobre lucro.

A Companhia também se utiliza das orientações contidas no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico Brasileiro e das normas definidas pela ANEEL, quando estas não são conflitantes com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

a) CPC 06 (R2) – Operações de Arrendamento Mercantil

Emitida em 13 de janeiro de 2016, estabelece, na visão do arrendatário, nova forma de registro contábil para os arrendamentos atualmente classificados como arrendamentos operacionais, cujo registro contábil passa a ser realizado de forma similar aos arrendamentos classificados como financeiros. No que diz respeito aos arrendadores, praticamente mantém os requerimentos do CPC 06 (R1), incluindo apenas alguns aspectos adicionais de divulgação. O CPC 06 (R2) é aplicável para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2019.

O CPC 06 (R2) introduz um modelo único de contabilização de arrendamentos no balanço patrimonial para arrendatários, eliminando a antiga classificação entre arrendamentos mercantis financeiros e operacionais. O arrendatário reconhece um ativo referente ao direito de uso de utilizar o ativo arrendado e, um passivo de arrendamento, que representa a obrigação de efetuar pagamentos do arrendamento. Isenções estão disponíveis para arrendamentos de curto prazo (contratos com duração máxima de 12 meses) e itens de baixo valor (valor justo do ativo identificado arrendado seja inferior a US\$ 5 mil).

Para os contratos nos quais a Companhia atua como arrendatária, como resultado da aplicação inicial do CPC 06 (R2), em relação aos arrendamentos que anteriormente eram classificados como operacionais, os valores resultantes do ativo de direito de uso, bem como do passivo de arrendamento foram imateriais e não foram registrados.

b) ICPC 22 – Incerteza sobre tratamento de tributos sobre o lucro

Emitida em maio de 2017, surge com o intuito de esclarecer a contabilização de posições fiscais que poderão não ser aceitas pelas autoridades fiscais relativos às matérias de IRPJ e CSLL. Em linhas gerais, o principal ponto de análise da interpretação refere-se à probabilidade de aceitação do Fisco sobre o tratamento fiscal escolhido pela Companhia.

O ICPC 22 é aplicável para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2019. A Companhia avaliou a interpretação e constatou que não houve impactos pela adoção da mesma (nota 20).

- **Demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2018**

Os diretores esclarecem que as demonstrações financeiras de 2018 estão 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 CPC 48

10.4 - Mudanças Significativas Nas Práticas Contábeis - Ressalvas e Ênfases no Parecer do Auditor

Instrumentos Financeiros e o CPC 47 Receita de Contrato com Cliente.

A Companhia também se utiliza das orientações contidas no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico Brasileiro e das normas definidas pela ANEEL, quando estas não são conflitantes com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

- CPC 48 – Instrumentos Financeiros

Os diretores esclarecem que a Companhia possui ativos relevantes registrados na rubrica de ativo financeiro da concessão, anteriormente classificados como “disponíveis para venda”, de acordo com os requerimentos do CPC 38. Estes ativos representam o direito à indenização ao final do prazo de concessão da Companhia. A designação destes instrumentos como disponíveis para venda ocorreu em função da não classificação nas outras três categorias descritas no 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 (CPC 48) e os efeitos da mensuração subsequente deste ativo são registrados no resultado do exercício. No exercício de 2018 o valor registrado referente a este ativo era de R\$ 3.229.980 mil (R\$ 1.198.822 mil em 2017) e não houve impactos nos saldos decorrentes da mudança de classificação proveniente da adoção do CPC 48.

Os ativos financeiros setoriais registrados na Companhia relativos ao mecanismo de definição de tarifa, quanto à 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 CPC 38. Após a aplicação do CPC 48, estes ativos financeiros passaram a ser classificados como custo amortizado de acordo com os critérios apresentados pela nova norma. No exercício de 2018 o valor registrado referente a estes ativos era de R\$ 408.813 mil (R\$ 72.129 mil 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 da Companhia em função da adoção inicial relacionada à classificação de ativos financeiros.

Adicionalmente, a Companhia não aplica a contabilização de hedge, a Administração concluiu que não houve impacto relevante nas informações divulgadas ou valores registrados em suas demonstrações financeiras 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\$ 24.932 mil (R\$ 16.454 mil 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\$ 6.623 mil (R\$ 4.371 mil líquido dos efeitos tributários) em lucros acumulados, cuja contrapartida foi a conta de outros resultados abrangentes.

- CPC 47 – Receita de Contratos com Clientes

Os diretores esclarecem que a partir de 1º de janeiro de 2018, a Administração da Companhia avaliou os efeitos em suas demonstrações financeiras contemplando o novo modelo das cinco etapas mencionadas acima e a compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos 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\$ 25.560 mil.

10.4 - Mudanças Significativas Nas Práticas Contábeis - Ressalvas e Ênfases no Parecer do Auditor

A Companhia possui 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 CPC 47. Esta mudança não apresentou impactos materiais nas demonstrações financeiras da Companhia.

- **Demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2017**

Os diretores esclarecem que as demonstrações financeiras de 2017 foram preparadas em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil, que compreendem aquelas incluídas na legislação societária brasileira e os pronunciamentos técnicos, as orientações e as interpretações técnicas emitidos pelo CPC e aprovados pela CVM. A Companhia também se utiliza das orientações contidas no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico Brasileiro e das normas definidas pela ANEEL, quando estas não são conflitantes com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

- (b) **efeitos significativos das alterações em práticas contábeis**

Os diretores esclarecem que as mudanças nas práticas contábeis em 2019 e de 2018 e seus efeitos estão divulgadas no item 10.4.a.

Os diretores esclarecem que não houve alterações significativas nas práticas contábeis adotadas pela Companhia, no exercício findo em 31 de dezembro de 2017.

- (c) **ressalvas e ênfases presentes no relatório do auditor**

- **Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019**

Os diretores esclarecem que no Relatório dos Auditores Independentes, referente ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2019, datado de 5 de março de 2020, emitido pela KPMG Auditores Independentes, não contém parágrafos de ênfases ou ressalvas.

- **Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018**

Os diretores esclarecem que no Relatório dos Auditores Independentes, referente ao exercício social em 31 de dezembro de 2018, datado 11 de março de 2019, emitido pela KPMG Auditores Independentes, não contém parágrafos de ênfase ou ressalvas.

- **Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2017**

Os diretores esclarecem que no Relatório dos Auditores Independentes, referente ao exercício social em 31 de dezembro de 2017, datado 7 de março de 2017, emitido pela Ernst & Young Auditores Independentes, não contém parágrafos de ênfase ou ressalvas.

10.5 - Políticas Contábeis Críticas

10.5 Os diretores devem indicar e comentar políticas contábeis críticas adotadas pelo emissor, explorando, em especial, estimativas contábeis feitas pela administração sobre questões incertas e relevantes para a descrição da situação financeira e dos resultados, que exijam julgamentos subjetivos ou complexos, tais como: provisões, contingências, reconhecimento da receita, créditos fiscais, ativos de longa duração, vida útil de ativos não-circulantes, planos de pensão, ajustes de conversão em moeda estrangeira, custos de recuperação ambiental, critérios para teste de recuperação de ativos e instrumentos financeiros

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

10.6 - Itens Relevantes Não Evidenciados Nas Demonstrações Financeiras

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

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

(i) 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;

Os diretores esclarecem que em 31 de dezembro de 2019, não há itens que não constem em nosso balanço patrimonial que tenham, ou possam vir a ter um efeito relevante em nossa condição financeira, receitas ou despesas, resultados operacionais, liquidez, investimentos ou recursos de capital.

Os diretores esclarecem que a Companhia possui obrigações contratuais e compromissos, tais como os compromissos relacionados a contratos de longo prazo para compra e venda de energia, que estão apresentados em forma de tabela no item 10.1.c deste Formulário de Referência.

(b) outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras.

Os diretores esclarecem que 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;

De acordo com as normas contábeis vigentes, a Companhia divulga em suas demonstrações financeiras todas as transações relevantes de que é parte, ou em que retenha qualquer risco por conta de participação societária ou contrato. Não há transações ou operações não evidenciadas nas demonstrações financeiras que possam impactar a Companhia significativamente.

(b) natureza e o propósito da operação;

Os diretores esclarecem que 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.

Os diretores esclarecem que 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 diretores esclarecem que os principais investimentos nos últimos anos têm sido destinados à manutenção e ao aprimoramento da nossa rede de distribuição.

Os diretores esclarecem que em 2019, o montante de R\$ 884 milhões foi aplicado na ampliação, manutenção, melhoria, automação, modernização e reforço do sistema elétrico para atendimento ao crescimento de mercado e melhoria de eficiência e qualidade, em infraestrutura operacional, nos serviços de atendimento aos clientes e em programas de pesquisa e desenvolvimento, entre outros.

A tabela a seguir apresenta os investimentos da Companhia nos três anos encerrados em 31 de dezembro de 2019, 2018 e 2017 e a projeção para os anos de 2020 a 2024:

Exercício encerrado em 31 de dezembro - (em milhões)							
2017	2018	2019	2020	2021*	2022*	2023*	2024*
412	473	884	897	1.094	1.144	1.003	1.067

* *Investimento planejado*

Planejamos investir aproximadamente R\$ 897 milhões em 2020, R\$ 1.094 milhões em 2021, R\$ 1.144 milhões em 2022, R\$ 1.003 milhões em 2023 e R\$ 1.067 milhões em 2024.

(ii) fontes de financiamento dos investimentos;

As principais fontes de recursos da Companhia são provenientes da geração de caixa operacional e de financiamentos. Para o biênio de 2020 e 2021, a Companhia pretende 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;

Os diretores esclarecem que este item não é aplicável em razão de não estar em andamento qualquer desinvestimento relevante, bem como não haver previsão de desinvestimentos futuros.

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

Os diretores esclarecem que este item não é aplicável, tendo em vista que a Companhia não adquiriu plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos capazes de influenciar materialmente a sua capacidade produtiva.

(c) novos produtos e serviços:

(i) descrição das pesquisas em andamento já divulgadas;

Os diretores esclarecem que não há novos produtos ou serviços em desenvolvimento.

10.8 - Plano de Negócios

(ii) montantes totais gastos pelo emissor em pesquisas para desenvolvimento de novos produtos ou serviços;

Os diretores esclarecem que não há novos produtos ou serviços em desenvolvimento.

(iii) projetos em desenvolvimento já divulgados;

Os diretores esclarecem que não há novos produtos ou serviços em desenvolvimento.

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

Os diretores esclarecem que não há novos produtos ou serviços em desenvolvimento.

10.9 - Outros Fatores Com Influência Relevante

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

Os diretores esclarecem que 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.

(b) período projetado e o prazo de validade da projeção;

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

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

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

(d) Valores dos indicadores que são objeto de previsão (em milhões de reais)

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

11.2 - 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.

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

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

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

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

12.1 - 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, indicando:

ÓRGÃOS DA COMPANHIA E SUAS ATRIBUIÇÕES

A Companhia é administrada por um Conselho de Administração e por uma Diretoria Executiva, que são compostos e funcionam em conformidade com o Estatuto Social.

(a.1.) Conselho de Administração

O Conselho de Administração da Companhia é um órgão colegiado, eleito pela Assembleia Geral, é constituído por três membros titulares, todos eleitos pela Assembleia Geral, com mandato unificado de 2 anos, sendo permitida a reeleição.

O Conselho de Administração terá um Presidente e um Vice-Presidente, nomeados por seus membros na primeira reunião que ocorrer após a eleição dos conselheiros, bem como um integrante indicado pelos empregados da Companhia.

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, bem como no Art. 18 e respectivas alíneas do Estatuto Social da Companhia, destacando-se, dentre elas, o estabelecimento das políticas gerais de negócios, a eleição da Diretoria e a supervisão do exercício de suas funções, a manifestação sobre o Relatório da Administração e as contas da Diretoria, a aprovação da contratação de instituição depositária para prestação de serviços de ações escriturais, a deliberação sobre aquisição, alienação ou oneração de ativos fixos, a autorização para celebração de contratos de qualquer natureza, contratos com acionistas e com pessoas por eles controladas ou a eles coligadas ou relacionadas, a seleção e/ou a destituição dos auditores externos da Companhia, a constituição de garantias em negócios relacionados aos interesses da Companhia, a deliberação sobre a criação de Comitês de assessoramento; a aprovação de alteração em contratos de concessão firmados pela Companhia.

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

A Diretoria Executiva compor-se-á de até 08 (oito) membros, sendo: um Diretor Presidente, um Diretor de Assuntos Regulatórios, um Diretor Financeiro e de Relações com Investidores, um Diretor Financeiro e de Relações com Investidores Adjunto, um Diretor Administrativo, um Diretor Administrativo Adjunto, um Diretor Comercial, um Diretor Comercial Adjunto e um Diretor de Operações, eleitos pelo Conselho de Administração, com mandato de 2 (dois) anos, sendo permitida a reeleição. As atribuições da Diretoria Executiva estão descritas no item 5.1.iii acima.

(a.3.) Auditoria Interna

12.1 - Descrição da Estrutura Administrativa

A Companhia não tem instalado auditoria interna no âmbito da sua administração.

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.

O Conselho de Administração e seus Comitês de assessoria possuem regimentos internos próprios, ambos aprovados pelo Conselho de Administração, tendo sido as últimas atualizações aprovadas em 26 de junho de 2019 (Regimento dos Comitês e Comissões de Assessoria ao Conselho de Administração) e 08 de outubro de 2019 (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.

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 da Companhia e do Conselho Fiscal da CPFL Energia, 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

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

(c) data de instalação do conselho fiscal, se este não for permanente, informando se possui regimento interno próprio, e indicando, em caso positivo, data da sua aprovação pelo conselho fiscal e, caso o emissor divulgue o regimento, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado

A Companhia não tem instalado o conselho fiscal, bem como não criou nenhum comitê ou comissão no âmbito da sua Administração

(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

12.1 - Descrição da Estrutura Administrativa

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.

ii. metodologia adotada e os principais critérios utilizados na avaliação

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.

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

A Companhia realiza também uma avaliação da Diretoria Executiva, de acordo com metas corporativas e individuais estabelecidas nos termos do 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.

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.

iv. se foram contratados serviços de consultoria ou assessoria externos

Não aplicável, tendo em vista que não foram contratados serviços de consultoria ou assessoria externos referente ao exercício de 2018 e 2019.

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;**
- (b) competências;**
- (c) endereços (físico ou eletrônico) nos quais os documentos relativos à assembleia geral estarão à disposição dos acionistas para análise;**
- (d) identificação e administração de conflitos de interesses;**
- (e) solicitação de procurações pela administração para o exercício do direito de voto**
- (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;**
- (g) formalidades necessárias para aceitação do boletim de voto a distância, quando enviados diretamente à Companhia, indicando se o emissor exige ou dispensa reconhecimento de firma, notariação e consularização;**
- (h) se a Companhia disponibiliza sistema eletrônico de recebimento do boletim de voto a distância ou de participação a 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;**
- (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; e**
- (k) Outras informações necessárias à participação a distância e ao exercício do direito de voto a distância.**

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

12.3 - Regras, Políticas E Práticas Relativas ao Conselho de Administração

12.3. Descrever as regras, políticas e práticas relativas ao conselho de administração, indicando:

- (a) número de reuniões realizadas no último exercício social, discriminando entre número de reuniões ordinárias e extraordinárias**
- (b) se existirem, as disposições do acordo de acionistas que estabeleçam restrição ou vinculação ao exercício do direito de voto de membros do conselho**
- (c) regras de identificação e administração de conflitos de interesses**
- (d) se o emissor possui política de indicação e de preenchimento de cargos do conselho de administração formalmente aprovada, informando, em caso positivo:
 - (i) órgão responsável pela aprovação da política, data da aprovação e, caso o emissor divulgue a política, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado**
 - (ii) principais características da política, incluindo regras relativas ao processo de indicação dos membros do conselho de administração, à composição do órgão e à seleção de seus membros****

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

12.4 - 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.

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

12.5/6 - 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			
Osvanil Oliveira Pereira	03/12/1972	Pertence apenas à Diretoria	04/05/2021	2 anos – até a data da 1ª RCA que se realizar posteriormente à AGO do exercício social de 2022	0
158.322.888-82	Engenheiro Eletrecista	19 - Outros Diretores Diretor de Operações	04/05/2021	Não	0.00%
André Luiz Gomes da Silva	10/08/1976	Pertence apenas à Diretoria	04/05/2021	2 anos – até a data da 1ª RCA que se realizar posteriormente à AGO do exercício social de 2022	2
246.744.258-67	Engenheiro Eletricista	19 - Outros Diretores Diretor de assuntos Regulatórios	04/05/2021	Não	0.00%
Flávio Henrique Ribeiro	02/06/1979	Pertence apenas à Diretoria	04/05/2021	2 anos – até a data da 1ª RCA que se realizar posteriormente à AGO do exercício social de 2022	1
276.489.428-79	Administrador	19 - Outros Diretores Diretor Administrativo	04/05/2021	Não	0.00%
Rafael Lazzaretti	30/11/1983	Pertence apenas à Diretoria	04/05/2021	2 anos – até a data da 1ª RCA que se realizar posteriormente à AGO do exercício social de 2022	1
312.219.028-14	Engenheiro de controle e automação	13 - Diretor Presidente / Diretor de Relações com Investidores	04/05/2021	Não	0.00%
Li Zhang	11/06/1983	Pertence apenas à Diretoria	04/05/2021	2 anos – até a data da 1ª RCA que se realizar posteriormente à AGO do exercício social de 2022	2
239.777.658-84	Especialista em tecnologia da automação	19 - Outros Diretores Diretor Administrativo Adjunto	04/05/2021	Não	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			
Marco Antonio Villela de Abreu	09/10/1966	Pertence apenas à Diretoria	04/05/2021	2 anos – até a data da 1ª RCA que se realizar posteriormente à AGO do exercício social de 2022	2
061.482.368-42	Engenheiro Eletricista	10 - Diretor Presidente / Superintendente	04/05/2021	Não	0.00%
Luis Henrique Ferreira Pinto	23/06/1961	Pertence apenas ao Conselho de Administração	29/04/2021	2 anos - até a AGO que se realizar em 2023	5
029.352.408-47	Engenheiro Eletricista	20 - Presidente do Conselho de Administração	29/04/2021	Sim	0.00%
Fabrcio Manganelli Klafke	17/10/1976	Pertence apenas ao Conselho de Administração	29/04/2021	2 anos - Até AGO que se realizar em 2023	0
910.912.090-49	Eletrotécnico	29 - Outros Conselheiros	29/04/2021	Não	0.00%
Yuehui Pan	18/07/1981	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	29/04/2021	2 anos - Até a AGO que se realizar em 2023	1
061.539.517-16	Contador	33 - Conselheiro(Efetivo) e Dir. Presidente	29/04/2021	Sim	0.00%

Experiência profissional / Critérios de Independência

Osvanil Oliveira Pereira - 158.322.888-82

Graduado em Engenharia Elétrica, formado pela Universidade Estadual Paulista (UNESP Ilha Solteira), mestre em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) e tem especialização em Liderança e Gestão Organizacional pela Franklin Covey.

Com 21 anos de experiência em empresas do setor elétrico nacional, nas áreas de Operação do Sistema Elétrico, Obras de Distribuição, Gestão de Ativos, Operação de Campo, Regulação e Planejamento do Sistema Elétrico. Osvanil iniciou sua carreira no Grupo CPFL Energia em 2007, como líder de Serviços de Distribuição da CPFL Santa Cruz, quando a Votorantim Santa Cruz passou a integrar o Grupo CPFL. Foi gerente de Gestão de Ativos Noroeste na CPFL Paulista (Bauru), gerente de Serviços da Distribuição na CPFL Piratininga (Sorocaba) e, desde 2015, ocupa a posição de gerente de Operações SP.

André Luiz Gomes da Silva - 246.744.258-67

Formado em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Engenharia de Itajubá - UNIFEI em 1999. Cursou programa de desenvolvimento de liderança na Darden School of Business, University of Virginia, em 2010. Atuou como Engenheiro de Comissionamento de Relés Digitais em Subestações de Transmissão e Distribuição pela Agnus Engenharia (empresa terceirizada da General Electric do Brasil Ltda.) em 2000, como Engenheiro de Aplicação pela Nexans Brasil S.A. de 2000 a 2005, como Coordenador do Processo de Revisão Tarifária das Distribuidoras e Transmissoras de Energia pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) de 2005 a 2008, e como Diretor de Regulação, Gestão de Energia e Gestão de Ativos pela AES Eletropaulo de 2008 a 2018. Foi Conselheiro Titular do Conselho de Orientação de Energia do Estado de São Paulo (COE-ARSESP) e como Vice-Presidente do Sindicato das Indústrias de Energia do Estado de São Paulo (SindiEnergia). Em maio de 2019, foi reeleito o Diretor de Assuntos Regulatórios da Companhia.

Flávio 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. Em janeiro de 2020, foi eleito Diretor Administrativo das empresas de Distribuição e Geração do Grupo CPFL.

Rafael Lazzaretti - 312.219.028-14

Graduado em Engenharia de Controle e Automação pela UNICAMP (Universidade Estadual de Campinas) em 2006 e em Administração de Empresas pela FACAMP (Faculdades de Campinas) em 2005. Possui especialização em Inovação Estratégica pela HSM, em 2013. Atuou como consultor de estratégia na Roland Berger de 2006 a 2009. Desde 2009 está Grupo CPFL, tendo atuado como Gerente de Estratégia, Gerente de Inovação e posteriormente como Diretor de Estratégia e Inovação. Desde 2017 atua também como Conselheiro Fiscal do Instituto CPFL. Em setembro de 2019, foi eleito como Diretor Comercial das distribuidoras do Grupo CPFL.

Li Zhang - 239.777.658-84

Entre 2012 e 2016 foi Gerente de Recursos Humanos da State Grid Shaanxi Electric Power Company. Responsável pelos funcionários da empresa, necessidades de desenvolvimento a longo prazo e configuração de pessoal, desenvolvimento e avaliação de pessoal, recompensas, gestão de relações de trabalho, desenvolvimento da estrutura organizacional e salarial para a empresa. Entre 2011 e 2012 foi Assistente de Treinamento da State Grid Shaanxi Electric Power Company, responsável pelo apoio na administração diária, incluindo investigação das necessidades do empregado e melhoria do plano de treinamento. Em maio de 2019, foi eleito Diretor Administrativo Adjunto da Companhia.

Marco Antonio Villela de Abreu - 061.482.368-42

Graduado em Engenharia Elétrica pela EFEI (Escola Federal de Engenharia de Itajubá) (1990), tendo cursado MBA em Gestão Empresarial pela Fundação Getúlio Vargas (FGV) (2001), MBA Executivo pela Fundação Instituto de Administração (FIA) (2008) e especialização de melhores práticas para o conselho de administração pelo Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC) (2016). Na CPFL no período de 2012 a 2015 foi Diretor de Operações das distribuidoras do grupo e no período de 2015 a 2019 ocupou o cargo de Diretor Presidente da CPFL Santa Cruz. Em maio de 2019, foi eleito Diretor Presidente da RGE.

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 de 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/ELETROBRAS (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.

Fabrizio Manganelli Klafke - 910.912.090-49

Eletrotécnico formado pela Escola Técnica Liceu, Rio Grande do Sul. Na empresa AES Sul, ingressou na função de eletricitista em 1998, e foi eleito neste ano pela primeira vez como Conselheiro de Administração da RGE. Atualmente, ocupa a função de Diretor do Senergisul, eleito em setembro de 2018, o qual não é organização pertencente ao Grupo CPFL. O administrador não ocupa o cargo de diretor em nenhuma outra sociedade do Grupo CPFL. O administrador é um conselheiro independente e o critério para determinar sua independência segue o disposto no Parágrafo 1º do artigo 14 do estatuto social da Companhia, ou seja, os empregados possuem o direito de indicar um membro ao Conselho de Administração, nos termos do item 4.3 III, do Edital nº COD-05/97. As experiências do administrador ocorreram no setor de energia elétrica.

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. Começou sua trajetória no Departamento de Finanças na China Power Technology Import and Export Company (2007-2009), Vice-Diretor do Departamento de Ativos Financeiros da State Grid International Development Co., Ltd. (2009-2010). Ocupou, no Departamento Financeiro da State Grid Brazil Holding S.A., os cargos de Gerente (2011-2013) e de Vice-Diretor (2013-2016). Também atuou como Presidente do Conselho Fiscal da Belo Monte Transmissora de Energia S.A. e Presidente do Conselho Fiscal da CPFL Energia nos anos de 2017 e 2018. É certificado pelo American Institute of the Chartered Financial Analyst e pelo China Institute of the Certified Public Accountants. Em 2018 assumiu o cargo de Diretor Vice-Presidente Financeiro Adjunto da CPFL Energia, terminando seu mandato em 31 de janeiro de 2019, assumindo então, o cargo de Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da Companhia. Em abril de 2019, foi eleito membro efetivo do Conselho de Administração da Companhia. Em maio de 2019, foi reeleito para o cargo de Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da Companhia.

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
Osvanil Oliveira Pereira - 158.322.888-82	N/A
André Luiz Gomes da Silva - 246.744.258-67	N/A
Flávio Henrique Ribeiro - 276.489.428-79	N/A
Rafael Lazzaretti - 312.219.028-14	N/A
Li Zhang - 239.777.658-84	N/A
Marco Antonio Villela de Abreu - 061.482.368-42	N/A
Luis Henrique Ferreira Pinto - 029.352.408-47	N/A
Fabrício Manganelli Klafke - 910.912.090-49	N/A
Yuehui Pan - 061.539.517-16	N/A

12.7/8 - Composição Dos Comitês

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

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

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:

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

12.10 - Relações de Subordinação, Prestação de Serviço ou Controle Entre Administradores E Controladas, Controladores E Outros

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

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

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.

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

12.12 - Outras informações relevantes**12.12. Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.****Informações complementares relacionadas ao item 12.6**

Em complemento as informações divulgadas no item 12.6, demonstramos abaixo o percentual de participação nas reuniões realizadas pelo Conselho de Administração durante o exercício de 2019:

Conselho de Administração		
Membros	Total de reuniões realizadas pelo respectivo órgão desde a posse do membro	% de participação do membro nas reuniões realizadas após a posse
Luis Henrique Ferreira Pinto	9	100%
Yuehui Pan	9	100%
Mario Antonio Costa Caldas	9	100%

Conforme ata da RCA realizada em 01/03/2021, o cargo de diretor de operações que se encontrava vago até a presente data passou a ser ocupado pelo Osvanil Oliveira Pereira para cumprimento do restante do mandato, permanecendo o mandato vigente até a primeira RCA que ocorrer após a AGO de 2021.

Conforme ata da RCA realizada em 01/03/2021, o Sr. Zhili Lei, renunciou ao cargo de Diretor Comercial Adjunto conforme carta recebida em 01 de março de 2021, com efeitos a partir do dia 01 de março de 2021. O cargo permanecerá vago até futura deliberação do Conselho de Administração da Companhia.

13.1 - Descrição da Política ou Prática de Remuneração, Inclusive da Diretoria Não Estatutária

13. Remuneração de Administradores

13.1. Descrever a política ou prática de remuneração do conselho de administração, da diretoria estatutária e não estatutária, do conselho fiscal, dos comitês estatutários e dos comitês de auditoria, de risco, financeiro e de remuneração, abordando os seguintes aspectos:

(a) objetivos da política ou prática de remuneração, informando se a política de remuneração foi formalmente aprovada, órgão responsável por sua aprovação, data da aprovação e, caso o emissor divulgue a política locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado

(b) composição da remuneração indicando:

- (i) descrição dos elementos da remuneração e os objetivos de cada um deles
- (ii) em relação aos 3 últimos exercícios sociais, qual a proporção de cada elemento da remuneração total
- (iii) metodologia de cálculo e de reajuste de cada um dos elementos da remuneração
- (iv) razões que justificam a composição da remuneração
- (v) a existência de membros não remunerados pelo emissor e a razão para esse fato

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

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

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

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

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

(h) Práticas e procedimento 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
- (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;
- (iii)** Com que frequência e de que forma o conselho de administração avalia a adequação da política de remuneração do emissor.

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

13.2 - Remuneração Total do Conselho de Administração, Diretoria Estatutária E Conselho Fiscal**Remuneração total prevista para o Exercício Social corrente 31/12/2020 - Valores Anuais**

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	3,00	8,00		11,00
Nº de membros remunerados	1,00	8,00		9,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	102.000,00	3.163.000,00		3.265.000,00
Benefícios direto e indireto	0,00	369.000,00		369.000,00
Participações em comitês	0,00	0,00		0,00
Outros	20.000,00	886.000,00		906.000,00
Descrição de outras remunerações fixas	Refere-se a INSS	Refere-se a INSS e FGTS		
Remuneração variável				
Bônus	0,00	1.589.000,00		1.589.000,00
Participação de resultados	0,00	0,00		0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00		0,00
Comissões	0,00	0,00		0,00
Outros	0,00	774.000,00		774.000,00
Descrição de outras remunerações variáveis		Refere-se a INSS e ILP. Contempla a reversão de provisão do ILP.		
Pós-emprego	0,00	241.000,00		241.000,00
Cessação do cargo	0,00	0,00		0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00		0,00
Observação				
Total da remuneração	122.000,00	7.022.000,00		7.144.000,00

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

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	3,00	7,33		10,33
Nº de membros remunerados	1,00	6,00		7,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	98.000,00	2.560.000,00		2.658.000,00
Benefícios direto e indireto	0,00	144.000,00		144.000,00
Participações em comitês	0,00	0,00		0,00
Outros	19.000,00	1.163.000,00		1.182.000,00

Descrição de outras remunerações fixas	Refere-se a INSS	Refere-se a INSS e FGTS		
Remuneração variável				
Bônus	0,00	1.165.000,00		1.165.000,00
Participação de resultados	0,00	0,00		0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00		0,00
Comissões	0,00	0,00		0,00
Outros	0,00	976.000,00		976.000,00
Descrição de outras remunerações variáveis		Refere-se a INSS e ILP. Contempla a reversão de provisão do ILP.		
Pós-emprego	0,00	185.000,00		185.000,00
Cessação do cargo	0,00	0,00		0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00		0,00
Observação				
Total da remuneração	117.000,00	6.193.000,00		6.310.000,00

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2018 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	4,00	0,00	5,92	9,92
Nº de membros remunerados	2,00	4,83	0,00	6,83
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	175.488,15	1.270.242,47	0,00	1.445.730,62
Benefícios direto e indireto	0,00	14.934,84	0,00	14.934,84
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	819.484,37	314.856,41	0,00	1.134.340,78
Descrição de outras remunerações fixas	Encargos	Encargos		
Remuneração variável				
Bônus	0,00	899.347,77	0,00	899.347,77
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	805.481,14	0,00	805.481,14

Descrição de outras remunerações variáveis		Refere-se a INSS e ILP.		
Pós-emprego	0,00	97.028,25	0,00	97.028,25
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 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 e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício Circular CVM nº 03/2019	
Total da remuneração	994.972,52	3.401.890,88	0,00	4.396.863,40

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2017 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	3,00	0,00	5,33	8,33
Nº de membros remunerados	1,00	0,00	0,00	1,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	92.184,00	0,00	0,00	92.184,00
Benefícios direto e indireto	0,00	0,00	0,00	0,00
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	18.436,80	0,00	0,00	18.436,80
Descrição de outras remunerações fixas	Encargos	Encargos		
Remuneração variável				
Bônus	0,00	0,00	0,00	0,00
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	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações variáveis		Refere-se a INSS e ILP.		
Pós-emprego	0,00	0,00	0,00	0,00
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 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 e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício Circular CVM nº 03/2019.		
Total da remuneração	110.620,80	0,00	0,00	110.620,80

13.3 - Remuneração Variável do Conselho de Administração, Diretoria Estatutária E Conselho Fiscal

13.3. Em relação à remuneração variável dos 3 últimos exercícios sociais e à prevista para o exercício social corrente do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal, elaborar tabela com o seguinte conteúdo:

- (a) órgão**
- (b) número total de membros**
- (c) número de membros remunerados**
- (d) em relação ao bônus:**
 - (i) valor mínimo previsto no plano de remuneração**
 - (ii) valor máximo previsto no plano de remuneração**
 - (iii) valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas**
 - (iv) valor efetivamente reconhecido no resultado dos 3 últimos exercícios sociais**
- (e) em relação a participação no resultado:**
 - (i) valor mínimo previsto no plano de remuneração**
 - (ii) valor máximo previsto no plano de remuneração**
 - (iii) valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas**
 - (iv) valor efetivamente reconhecido no resultado dos 3 últimos exercícios sociais**

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

13.4 - Plano de Remuneração Baseado em Ações do Conselho de Administração E Diretoria Estatutária

13.4. Em relação ao plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária, em vigor no último exercício social e previsto para o exercício social corrente, descrever:

- (a) termos e condições gerais;**
- (b) principais objetivos do plano;**
- (c) forma como o plano contribui para esses objetivos;**
- (d) como o plano se insere na política de remuneração do emissor;**
- (e) como o plano alinha os interesses dos administradores e do emissor a curto, médio e longo prazo;**
- (f) número máximo de ações abrangidas;**
- (g) número máximo de opções a serem outorgadas;**
- (h) condições de aquisição de ações;**
- (i) critérios para fixação do preço de aquisição ou exercício;**
- (j) critérios para fixação do prazo de exercício;**
- (k) forma de liquidação;**
- (l) restrições à transferência das ações;**
- (m) critérios e eventos que, quando verificados, ocasionarão a suspensão, alteração ou extinção do plano;**
- (n) efeitos da saída do administrador dos órgãos do emissor sobre seus direitos previstos no plano de remuneração baseado em ações.**

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

13.5 - Remuneração Baseada em Ações

13.5. Em relação à 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, elaborar tabela com o seguinte conteúdo:

- (a) órgão**
- (b) número total de membros**
- (c) número de membros remunerados**
- (d) em relação a cada outorga de opções de compra de ações:**
 - (i) data de outorga;
 - (ii) quantidade de opções outorgadas;
 - (iii) prazo para que as opções se tornem exercíveis;
 - (iv) prazo máximo para exercício das opções;
 - (v) prazo de restrição à transferência das ações;
 - (vi) preço médio ponderado de exercício de cada um dos seguintes grupos de opções:
 - em aberto no início do exercício social;
 - perdidas durante o exercício social;
 - exercidas durante o exercício social;
 - expiradas durante o exercício social;
- (e) valor justo das opções na data de outorga;**
- (f) diluição potencial em caso de exercício de todas as opções outorgadas.**

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

13.6 - Opções em Aberto

13.6. Em relação às opções em aberto do conselho de administração e da diretoria estatutária ao final do último exercício social, elaborar tabela com o seguinte conteúdo:

- (a) órgão**
- (b) número de membros**
- (c) número de membros remunerados**
- (d) em relação às opções ainda não exercíveis**
 - (i) quantidade
 - (ii) data em que se tornarão exercíveis
 - (iii) prazo máximo para exercício das opções
 - (iv) prazo de restrição à transferência das ações
 - (v) preço médio ponderado de exercício
 - (vi) valor justo das opções no último dia do exercício social
- (e) em relação às opções exercíveis**
 - (i) quantidade
 - (ii) prazo máximo para exercício das opções
 - (iii) prazo de restrição à transferência das ações
 - (iv) preço médio ponderado de exercício
 - (v) valor justo das opções no último dia do exercício social
 - (vi) valor justo do total das opções no último dia do exercício social

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

13.7 - Opções Exercidas E Ações Entregues

13.7. Em relação às opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária, nos 3 últimos exercícios sociais elaborar tabela com o seguinte conteúdo:

- (a) órgão**
- (b) número de membros**
- (c) número de membros remunerados**
- (d) em relação às opções exercidas, informar:**
 - (i) número de ações;
 - (ii) preço médio ponderado de exercício;
 - (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;
 - (ii) preço médio ponderado de aquisição;
 - (iii) valor total da diferença entre o valor de aquisição e o valor de mercado das ações adquiridas.

Não há plano de remuneração baseado em ações para os administradores da Companhia nos últimos três exercícios sociais.

13.8 - Precificação Das Ações/opções

13.8. Descrição sumária das 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, indicando, no mínimo:

- (a) modelo de precificação**
- (b) dados e premissas utilizadas no modelo de precificação, incluindo o preço médio ponderado das ações, preço de exercício, volatilidade esperada, prazo de vida da opção, dividendos esperados e a taxa de juros livre de risco**
- (c) método utilizado e as premissas assumidas para incorporar os efeitos esperados de exercício antecipado**
- (d) forma de determinação da volatilidade esperada**
- (e) se alguma outra característica da opção foi incorporada na mensuração de seu valor justo**

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

13.9 - Participações Detidas Por Órgão

13.9. Informar a quantidade de ações ou cotas direta ou indiretamente detidas, no Brasil ou no exterior, e outros valores mobiliários conversíveis em ações ou cotas, emitidos pelo emissor, seus controladores diretos ou indiretos, sociedades controladas ou sob controle comum, por membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal, agrupados por órgão.

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

13.10 - Informações Sobre Planos de Previdência Conferidos Aos Membros do Conselho de Administração E Aos Diretores Estatutários

13.10. Em relação aos planos de previdência em vigor conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários, fornecer as seguintes informações em forma de tabela:

- (a) órgão;**
- (b) número de membros;**
- (c) número de membros remunerados;**
- (d) nome do plano;**
- (e) quantidade de administradores que reúnem condições para se aposentar;**
- (f) condições para se aposentar antecipadamente;**
- (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;**
- (h) valor total acumulado das contribuições realizadas durante o último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores**
- (i) se há a possibilidade de resgate antecipado e quais as condições.**

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

13.11 - Remuneração Individual Máxima, Mínima E Média do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária E do Conselho Fiscal

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

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

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, indicando quais as consequências financeiras para o emissor

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

13.13 - 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 2017			
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Percentual da remuneração total	0%	0%	0%

EXERCÍCIO DE 2018			
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Percentual da remuneração total	0%	0%	42%

EXERCÍCIO DE 2019			
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Percentual da remuneração total	0%	0%	13%

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, indicar os valores reconhecidos no resultado do emissor como remuneração de membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal, agrupados por órgão, por qualquer razão que não a função que ocupam, como por exemplo, comissões e serviços de consultoria ou assessoria prestados.

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

13.15 - 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, indicar os valores reconhecidos no resultado de controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas do emissor, como remuneração de membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal do emissor, agrupados por órgão, especificando a que títulos tais valores foram atribuídos a tais indivíduos

EXERCÍCIO DE 2017 ⁽¹⁾ - DEMAIS REMUNERAÇÕES RECEBIDAS, ESPECIFICANDO A QUE TÍTULO FORAM ATRIBUÍDAS				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
	(Em R\$ mil)			
Controladores diretos e indiretos	-	-	4.818	4.818
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	5.651	5.651

⁽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
	(Em R\$ mil)			
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

EXERCÍCIO DE 2018 ⁽¹⁾ - DEMAIS REMUNERAÇÕES RECEBIDAS, ESPECIFICANDO A QUE TÍTULO FORAM ATRIBUÍDAS				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
	(Em R\$ mil)			
Controladores diretos e indiretos	-	-	4.561	4.561
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	4.562	4.562

⁽¹⁾ Remuneração a título de honorário. No valor estão incluídos todos os encargos e provisões para atendimento ao regime de competência do exercício.

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

EXERCÍCIO DE 2019 ⁽¹⁾ - DEMAIS REMUNERAÇÕES RECEBIDAS, ESPECIFICANDO A QUE TÍTULO FORAM ATRIBUÍDAS				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
	(Em R\$ mil)			
Controladores diretos e indiretos	-	-	4.717	4.717
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	2.873	2.873

(1) Remuneração a título de honorário. No valor estão incluídos todos os encargos e provisões para atendimento ao regime de competência do exercício.

EXERCÍCIO DE 2019 - REMUNERAÇÃO RECEBIDA EM FUNÇÃO DO EXERCÍCIO DO CARGO NO EMISSOR				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
	(Em R\$ mil)			
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 02/2020, conforme detalhado nas planilhas abaixo em cada exercício social:

EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017			
Mês	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutário
Janeiro	4	0	5
Fevereiro	4	0	6
Março	4	0	6
Abril	4	0	6
Maio	4	0	6
Junho	4	0	6
Julho	4	0	6
Agosto	4	0	6
Setembro	4	0	6
Outubro	4	0	6
Novembro	4	0	6
Dezembro	4	0	6

EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018			
Mês	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutário
Janeiro	4	0	5
Fevereiro	4	0	6
Março	4	0	6
Abril	4	0	6
Maio	4	0	6
Junho	4	0	6
Julho	4	0	6
Agosto	4	0	6
Setembro	4	0	6
Outubro	4	0	6
Novembro	4	0	6
Dezembro	4	0	6

13.16 - Outras Informações Relevantes

EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019			
Mês	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutário
Janeiro	3	0	6
Fevereiro	3	0	6
Março	3	0	6
Abril	3	0	6
Mai	3	0	8
Junho	3	0	8
Julho	3	0	8
Agosto	3	0	8
Setembro	3	0	8
Outubro	3	0	8
Novembro	3	0	8
Dezembro	3	0	8

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 localidades atendidas pela RGE Sul:

Localização Geográfica	Atividade Desempenhada	Numero de Colaboradores 2019	Numero de Colaboradores 2018	Numero de Colaboradores 2017
São Paulo	Corporativo	54	31	5
	Distribuição	4	0	0
	Total São Paulo	58	31	5
Rio Grande do Sul	Corporativo	347	332	0
	Distribuição	3255	3362	2299
	Total Rio Grande do Sul	3602	3694	2299
Total Geral		3660	3725	2.304

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

A RGE Sul terceiriza algumas atividades inerentes à concessão do serviço público de energia elétrica por meio de contrato de prestação de serviços medido em unidades por atividades. Não há, assim, controle das pessoas envolvidas e nem o controle quantitativo de homem/hora (Hh).

(c) índice de rotatividade;

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

14.2 - Alterações Relevantes - Recursos Humanos

14.2. Comentar qualquer alteração relevante ocorrida com relação aos números divulgados no item 14.1 acima.

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

14.3 - 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

(b) política de benefícios

(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.

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

14.4 - 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 3 últimos exercícios sociais

A RGE Sul mantém relacionamento com 3 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 RGE Sul o instrumento fundamental a reger as relações de trabalho e suas disposições serão integralmente cumpridas no período de sua vigência.

A RGE Sul 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. A empresa 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 da empresa nos últimos 29 anos.

A empresa garante aos seus colaboradores a livre associação sindical em conformidade com disposto no Artigo 8º da Constituição Federal.

Atualmente a empresa possui instrumentos de acordo coletivo com os sindicatos abaixo listados:

- **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.
- **SENGE** – Sindicato dos Engenheiros no Rio Grande do Sul.
- **STIEEC** – Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias de Energia Elétrica de Campinas

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 demais informações relevantes sobre recursos humanos foram divulgadas nos itens 14.1 e 14.4 deste Formulário de Referência.

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 %				
CPFL COMERCIALIZAÇÃO BRASIL S.A.						
04.973.790/0001-42	Brasileira-SP	Não	Não	31/12/2018		
Não						
	123.676	10,990%	0	0,000%	123.676	10,990%
CPFL Energia						
02.429.144/0001-93	Brasileira-SP	Não	Sim	31/12/2018		
Não						
	1.001.751	89,010%	0	0,000%	1.001.751	89,010%
OUTROS						
	0	0,000%	0	0,000%	0	0,000%
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:						
	0	0,000%	0	0,000%	0	0,000%
TOTAL						
	1.125.427	100,000%	0	0,000%	1.125.427	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
CPFL Energia				02.429.144/0001-93	
ESC Energia S.A.					
15.146.011/0001-51		Não	Sim	27/06/2019	
Não					
234.086.204	20,315	0	0,000	234.086.204	20,315
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000			
OUTROS					
187.732.538	16,293	0	0,000	187.732.538	16,293
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
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	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/Li Hong/Li Lequan		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						
	Ilhas Virgens Britânicas	Não	Não	28/03/2017		
Sim	Jiang Xiaojun/Li Hong/Li Lequan		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	Hong Kong	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						
OUTROS						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
State Grid International Development Limited						
12.906.328/0001-50	Hong Kong	Não	Sim	31/07/2017		
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
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	Física		
21.429.327.845	100,000	0	0,000	21.429.327.845	21,320
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	Física		
0	0,000	79.091.019.116	100,000	79.091.019.116	78,680
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						
Sim	China	Não	Sim	31/07/2017		
7.131.288.000	100,000	0	0,000	7.131.288.000	100,000	
Classe ação		Qtde. de ações (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	29/04/2019
Quantidade acionistas pessoa física (Unidades)	0
Quantidade acionistas pessoa jurídica (Unidades)	1
Quantidade investidores institucionais (Unidades)	0

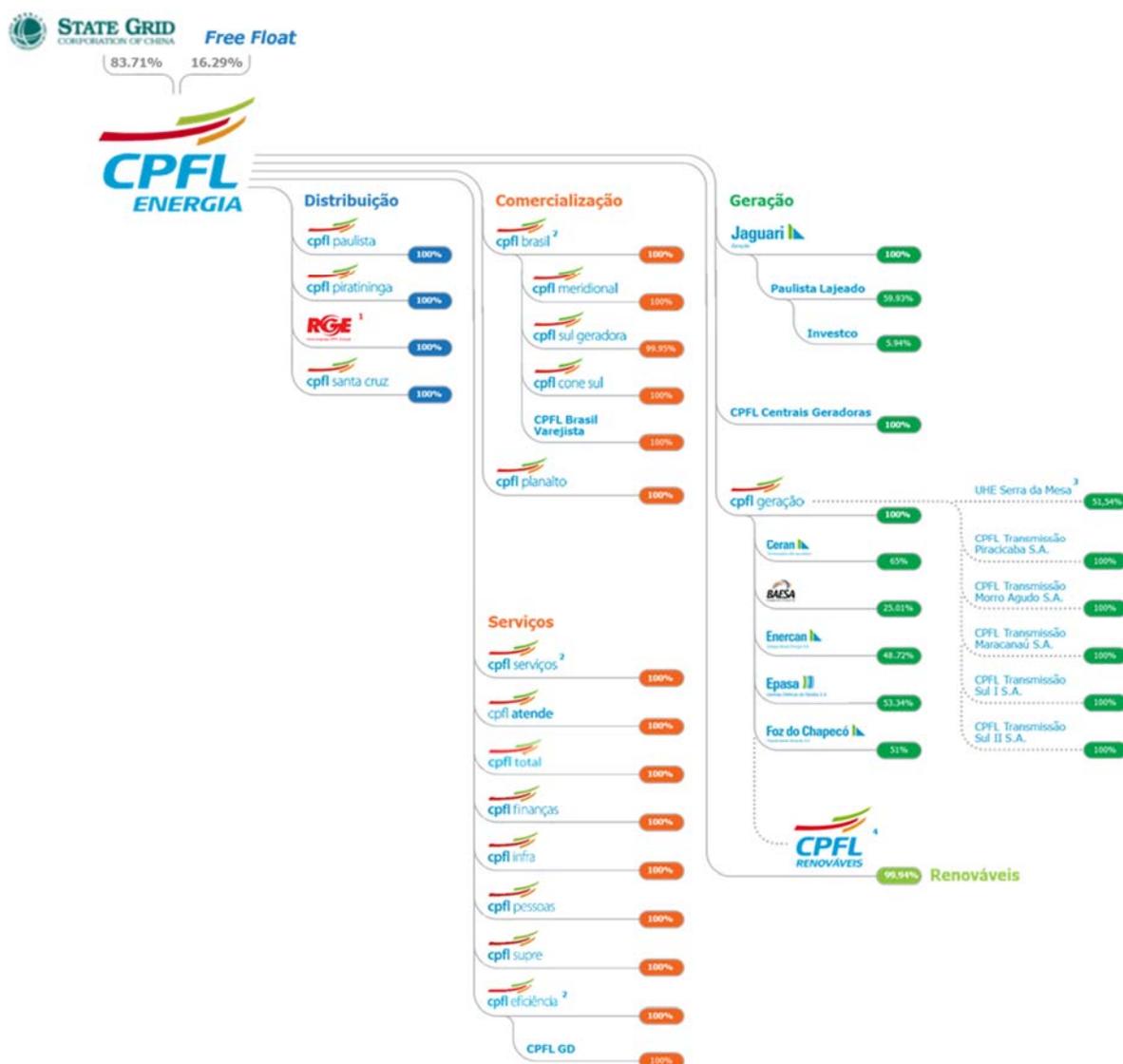
Ações em Circulação

Ações em circulação correspondente a todas ações do emissor com exceção das de titularidade do controlador, das pessoas a ele vinculadas, dos administradores do emissor e das ações mantdas em tesouraria

Quantidade ordinárias (Unidades)	0	0,000%
Quantidade preferenciais (Unidades)	0	0,000%
Preferencial Classe A	0	0,000000%
Total	0	0,000%

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: 31/03/2020

Notas:

- (1) RGE é detida pela CPFL Energia (89,0107%) e CPFL Brasil (10,9893%).
- (2) CPFL Soluções = CPFL Brasil + CPFL Serviços + CPFL Eficiência.
- (3) 51,54% da disponibilidade da potência e de energia da UHE Serra da Mesa, nos termos do Contrato de Compra de Energia e PPA entre a CPFL Geração e Furnas Centrais Elétricas S.A. ou Furnas,
- (4) CPFL Renováveis é detida pela CPFL Energia (46,7609%) e pela CPFL Geração (53,1831%).

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 e, caso o emissor deseje, os acionistas com participação igual ou superior a 5% de uma classe ou espécie de ações;

A CPFL Energia é a controladora da Companhia, e tem 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.

15.4 - Organograma Dos Acionistas E do Grupo Econômico

Mais informações sobre a composição acionária da Companhia, bem como a indicação de todos os nossos controladores diretos e indiretos, vide itens 15.1 e 15.2 deste Formulário de Referência.

(b) principais controladas e coligadas do emissor;

A Companhia não possui controladas e ou coligadas.

(c) participações do emissor em sociedades do grupo;

A Companhia não possui participação em outras empresas.

(d) participações de sociedades do grupo no emissor;

A participação dos acionistas no patrimônio da Companhia em 31 de dezembro de 2019 está assim distribuída:

Acionistas	Ordinárias	%
CPFL Energia S/A	1.001.751	89,01
CPFL Comercialização Brasil S/A	123.676	10,99
Total	1.125.427	100,00

(e) principais sociedades sob controle comum;

Apresentamos abaixo sociedades sob controle comum, controladas da CPFL Energia, por segmento de atuação, em 31 de março de 2020:

Distribuidoras

- ✓ Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL Paulista
- ✓ Companhia Jaguari de Energia - CPFL Santa Cruz
- ✓ Companhia Piratininga de Força e Luz – CPFL Piratininga

Geradoras e Transmissoras

- ✓ 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 constituídas em março de 2019.

15.4 - Organograma Dos Acionistas E do Grupo Econômico

Comercializadoras

- ✓ CPFL Comercialização Brasil S.A. – CPFL Brasil
- ✓ Clion Assessoria e Comercialização de Energia Elétrica Ltda. – CPFL Meridional
- ✓ CPFL 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 de Suprimentos e Logística Ltda. – CPFL Supre
- ✓ NECT Serviços Administrativos Financeiros Ltda. – CPFL Finanças
- ✓ NECT Serviços Administrativos de Recursos Humanos Ltda. – CPFL Pessoas
- ✓ NECT Serviços Administrativos de Infraestrutura Ltda. – CPFL Infra
- ✓ CPFL Total Serviços Administrativos Ltda. – CPFL Total
- ✓ CPFL Eficiência Energética 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

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 outros órgãos de fiscalização e controle.**

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

15.6 - 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.

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

15.7 - Principais Operações Societárias

15.7. Descrever as principais operações societárias 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, indicando, quando envolver o emissor ou qualquer de suas controladas ou coligadas:

- (a) evento
- (b) principais condições do negócio
- (c) sociedades envolvidas
- (d) 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 do emissor
- (e) quadro societário antes e depois da operação
- (f) mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas

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 CPFL Energia.</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 CPFL Energia	<p>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.</p>

15.7 - Principais Operações Societárias

Quadro societário antes e depois da operação	<p>Antes: <u>Controladores:</u> Camargo Corrêa S.A. e ESC Energia S.A. 239.983.515 ações ordinárias (23,6%) Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – PREVI 299.787.559 ações ordinárias (29,5%) Fundação CESP 51.048.952 ações ordinárias (5,0%) Fundação SISTEL de Seguridade Social 37.070.292 ações ordinárias (3,6%) Fundação Petrobrás de Seguridade Social – PETROS 28.056.260 ações ordinárias (2,8%) Fundação SABESPREV de Seguridade Social 696.561 ações ordinárias (0,1%)</p> <p>Depois: <u>Controlador:</u> 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.

2017:

Evento	Incorporação da controladora CPFL Jaguariúna Participações Ltda.
Principais Condições do Negócio	<p>Em 15 de dezembro de 2017 foi realizado a celebração do “Instrumento Particular de Protocolo e Justificação da Incorporação”, no qual foram estabelecidas as justificativas e condições da incorporação da CPFL Jaguariúna pela RGE Sul.</p> <p>Como consequência da Incorporação, a CPFL Jaguariúna foi extinta, passando a RGE Sul à condição de sucessora a título universal da CPFL Jaguariúna, no que tange a todos os seus bens, direitos e obrigações.</p>

15.7 - Principais Operações Societárias

Sociedades Envolvidas	(i) CPFL Jaguariúna Participações Ltda., (ii) RGE Sul Distribuidora de 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 CPFL Energia	Houve alteração do quadro de controle da RGE Sul, alterando o controlador CPFL Jaguariúna para CPFL Energia.
Quadro societário antes e depois da operação	<p>Antes: <u>Controladores:</u> CPFL Jaguariúna Participações Ltda. 403.644 ações ordinárias 122.807 ações preferenciais</p> <p>Depois: <u>Controlador:</u> CPFL Energia 308.818 ações ordinárias 93.957 ações preferenciais CPFL Brasil 64.826 ações ordinárias 28.850 ações preferenciais</p>
Mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	Foi utilizado laudo de avaliação independente para apuração do acervo a ser transferido.

15.7 - Principais Operações Societárias**2018:**

Evento	Incorporação Rio Grande Energia S/A.
Principais Condições do Negócio	<p>Em 31 de dezembro de 2018 foi aprovado em Assembleia Geral Extraordinária a incorporação da RGE, a qual será incluída na RGE Sul, sendo refletida em contas de resultado quando aplicável, com contrapartida em contas patrimoniais. Em decorrência da incorporação, a RGE é extinta e sucedida pela RGE Sul, no que tange a todos os seus direitos e obrigações.</p> <p>Também foi aprovado o cancelamento de 815 (oitocentas e quinze) ações ordinárias que estão em tesouraria com a utilização de uma parcela da reserva de capital existente na RGE Sul no montante de R\$ 8.055.878,21 (oito milhões, cinquenta e cinco mil, oitocentos e setenta e oito reais e vinte e um centavos).</p>
Sociedades Envolvidas	<p>(i) RGE Sul Distribuidora de Energia S.A., (ii) Rio Grande Energia S.A</p>
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário, especialmente, sobre a participação do controlador, de acionistas com mais de 5% do capital social e dos administradores da CPFL Energia	<p>Como a incorporação da RGE se deu via aporte de recursos pela controladora CPFL Energia, a participação da controladora CPFL Energia na RGE Sul aumentou de 76,5% para 89,01%, com a consequente redução de participação acionária da CPFL Brasil de 23,5% para 10,99%.</p> <p>Adicionalmente ocorreu o cancelamento das ações em tesouraria.</p>
Quadro societário antes e depois da operação	<p>Antes: <u>Controladores:</u> CPFL Energia 402.775 ações ordinárias CPFL Brasil 123.676 ações ordinárias</p> <p>Depois: <u>Controlador:</u> CPFL Energia 1.001.751 ações ordinárias CPFL Brasil 123.676 ações ordinárias</p>
Mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	Foi utilizado laudo de avaliação independente para apuração do acervo a ser transferido.

15.8 - Outras Informações Relevantes - Controle E Grupo Econômico**15.8. Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.**

Complemento às informações dos itens 15.1/2 e 15.4 deste Formulário de Referência:

Conforme ordenamento jurídico chinês, a população da República Democrática da China é a proprietária da State Grid Corporation of China, de forma que a entidade não possui acionistas.

16.1 - 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.

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

16.2 - 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
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	14/10/2016	185.008.673,21	693.283,48	34.522.953,70	16/05/2024	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	OBRAS EM LINHAS DE TRANSMISSÃO (LT)						
Garantia e seguros	Multas por atrasos na conclusão dos serviços e em caso de rescisão						
Rescisão ou extinção	Inobservância contratual; inadimplência; requerimento de falência, recuperação judicial, dissolução, liquidação judicial ou extrajudicial; ocorrência de fatos que desabonem a idoneidade das partes; dentre outras						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	05/03/2018	29.541.315,68	117.263,24	27.593.000,00	13/10/2020	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	PROJETO - LINHAS DE TRANSMISSÃO						
Garantia e seguros	Multas por atrasos na conclusão dos serviços e em caso de rescisão						
Rescisão ou extinção	Inobservância contratual; inadimplência; requerimento de falência, recuperação judicial, dissolução, liquidação judicial ou extrajudicial; ocorrência de fatos que desabonem a idoneidade das partes; dentre outras						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	31/07/2019	30.100.000,00	1.084.943,08	31.777.959,85	30/01/2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	OBRAS EM SUBESTAÇÕES (SE)						

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	Multas por atrasos na conclusão dos serviços e em caso de rescisão						
Rescisão ou extinção	Inobservância contratual; inadimplência; requerimento de falência, recuperação judicial, dissolução, liquidação judicial ou extrajudicial; ocorrência de fatos que desabonem a idoneidade das partes; dentre outras						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	01/12/2016	218.268.871,92	1.513.341,14	78.120.309,96	01/12/2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	AUTO ATENDIMENTO VIA INTERNET						
Garantia e seguros	Service Level Agreement (SLA) e multas por descumprimento de índices e outras não conformidades						
Rescisão ou extinção	Inobservância contratual; inadimplência; requerimento de falência, recuperação judicial, dissolução, liquidação judicial ou extrajudicial; ocorrência de fatos que desabonem a idoneidade das partes; dentre outras						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Nect Serviços Administrativos Ltda.	01/03/2019	74.718.976,21	560.105,19	13.259.329,09	28/02/2024	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	CENTRO DE SERVIÇOS						
Garantia e seguros	Multas por atrasos na conclusão dos serviços e em caso de rescisão						
Rescisão ou extinção	Inobservância contratual; inadimplência; requerimento de falência, recuperação judicial, dissolução, liquidação judicial ou extrajudicial; ocorrência de fatos que desabonem a idoneidade das partes; dentre outras						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						

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							
TI Nect Serviços de Informática Ltda.	01/11/2016	26.923.969,22	284.363,88	46.096.075,07	01/03/2020	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	CENTRO DE SERVIÇOS						
Garantia e seguros	Multas por atrasos na conclusão dos serviços e em caso de rescisão						
Rescisão ou extinção	Inobservância contratual; inadimplência; requerimento de falência, recuperação judicial, dissolução, liquidação judicial ou extrajudicial; ocorrência de fatos que desabonem a idoneidade das partes; dentre outras						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
CPFL Eficiência Energética Ltda.	28/02/2019	8.117.192,00	397.782,15	674.000,00	03/12/2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	EFICIÊNCIA ENERGÉTICA						
Garantia e seguros	Multas por atrasos na conclusão dos serviços e em caso de rescisão						
Rescisão ou extinção	Inobservância contratual; inadimplência; requerimento de falência, recuperação judicial, dissolução, liquidação judicial ou extrajudicial; ocorrência de fatos que desabonem a idoneidade das partes; dentre outras						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
CPFL Eficiência Energética Ltda.	21/03/2019	1.500.000,00	0,00	674.000,00	21/03/2022	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	P&D						

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	Multas por atrasos na conclusão dos serviços e em caso de rescisão						
Rescisão ou extinção	Inobservância contratual; inadimplência; requerimento de falência, recuperação judicial, dissolução, liquidação judicial ou extrajudicial; ocorrência de fatos que desabonem a idoneidade das partes; dentre outras						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
CPFL Eficiência Energética Ltda.	05/01/2018	674.000,00	15.304,42	674.000,00	05/01/2020	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	OBJETO GENÉRICO RGE SUL						
Garantia e seguros	Multas por atrasos na conclusão dos serviços e em caso de rescisão						
Rescisão ou extinção	Inobservância contratual; inadimplência; requerimento de falência, recuperação judicial, dissolução, liquidação judicial ou extrajudicial; ocorrência de fatos que desabonem a idoneidade das partes; dentre outras						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Instituto CPFL	01/01/2019	1.272.613,20	0,00	1.272.613,20	31/12/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades de terceiro setor						
Objeto contrato	Contribuições Associativas						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
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
Marechal Rondon Transmissora de Energia S.A.	01/01/2019	112.363,91	0,00	112363,91	31/12/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Xingu Rio Transmissora de Energia S.A.	01/01/2019	7.491.651,76	0,00	7.491.651,76	31/12/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Paranaíta Ribeirãozinho Transmissora de Energia S.A.	01/01/2019	7.811.888,63	0,00	7.811.888,63	31/12/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão						
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							
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda.	11/05/2019	400.975,81	0,00	400.975,81	10/05/2023	NÃO	0,000000
Relação com o emissor							
Entidades sob controle comum							
Objeto contrato							
COMUNICAÇÃO / PROPAGANDA / MARKETING							
Garantia e seguros							
Service Level Agreement (SLA) e multas por descumprimento de índices e outras não conformidades							
Rescisão ou extinção							
Inobservância contratual; inadimplência; requerimento de falência, recuperação judicial, dissolução, liquidação judicial ou extrajudicial; ocorrência de fatos que desabonem a idoneidade das partes; dentre outras							
Natureza e razão para a operação							
N/A							
Posição contratual do emissor							
Credor							
Especificar							
Pedra Cheirosa I Energia	07/04/2015	3.544.747,20	0,00	3.544.747,20	31/12/2037	NÃO	0,000000
Relação com o emissor							
Entidades sob controle comum							
Objeto contrato							
Compra de energia							
Garantia e seguros							
Contrato de Constituição de Garantia							
Rescisão ou extinção							
Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.							
Natureza e razão para a operação							
N/A							
Posição contratual do emissor							
Devedor							
Especificar							
Pedra Cheirosa I Energia	07/04/2015	2.881.663,20	8.637,80	2.881.663,20	31/12/2037	NÃO	0,000000
Relação com o emissor							
Entidades sob controle comum							

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	Compra de energia						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Pedra Cheirosa II Energia	07/04/2015	3.270.916,80	0,00	3.270.916,80	31/12/2037	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Compra de energia						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Pedra Cheirosa II Energia	07/04/2015	2.659.068,00	7.970,56	2.659.068,00	31/12/2037	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Compra de energia						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação	N/A						
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
Companhia Paulista de Força e Luz	01/01/2019	581.339,99	267.267,35	3.959.329,15	Indefinido	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Alocação de despesas de RH - Recuperação de custo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Companhia Paulista de Força e Luz	01/01/2019	18.292.811,31	1.697.967,15	13.720.737,67	Indefinido	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Alocação de despesas de RH - Absorção de custo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Companhia Paulista de Força e Luz	24/03/2019	74.525,13	0,00	114.037,78	23/03/2024	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Alocação de despesas de Condomínio - Absorção de custo						
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							
Companhia Piratininga de Força e Luz	01/01/2019	104.966,28	134.585,96	1.517.057,07	Indefinido	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Alocação de despesas de RH - Recuperação de custo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Companhia Piratininga de Força e Luz	01/01/2019	15.919.767,17	1.405.845,86	10.623.525,31	Indefinido	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Alocação de despesas de RH - Absorção de custo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Companhia Jaguari de Energia	01/01/2019	157.836,12	41.980,67	702.876,90	Indefinido	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						

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	Alocação de despesas de RH - Recuperação de custo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Companhia Jaguari de Energia	01/01/2019	447.437,52	58.603,41	758.520,03	Indefinido	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Alocação de despesas de RH - Absorção de custo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
CPFL Energia S.A.	01/01/2019	151.698,86	12.020,13	0,00	Indefinido	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Alocação de despesas de RH - Recuperação de custo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							

16.2 - 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
Companhia Paulista de Força e Luz	24/03/2019	789.275,35	17.439,41	789.275,35	23/03/2024	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Aluguel de imóvel - Sede						
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	01/01/2019	531.201,77	0,00	531.201,77	31/12/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Atlântico - Concessionária de Transmissão de Energia Do Brasil S.A	01/01/2019	112.179,17	0,00	112.179,17	31/12/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão						
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							
Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A.	01/01/2019	13.084.276,01	0,00	13.084.276,01	31/12/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Canarana Transmissoras de Energia S.A.	01/01/2019	1.374.499,49	0,00	1.374.499,49	31/12/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão						
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.	01/01/2019	1.355.905,97	0,00	1.355.905,97	31/12/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						

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						
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 Eletrica S.A.	01/01/2019	2.176.947,92	0,00	2.176.947,92	31/12/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão						
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 Trans. Itumbiara Marimbondo	01/01/2019	1.364.988,09	0,00	1.364.988,09	31/12/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
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
Guaraciaba Transmissora de Energia (TP Sul) S.A.	01/01/2019	1.976.520,18	0,00	1.976.520,18	31/12/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão						
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.	01/01/2019	522.064,20	0,00	522.064,20	31/12/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Itumbiara Transmissora de Energia Ltda	01/01/2019	5.080.948,01	0,00	5.080.948,01	31/12/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão						
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							
Linhas de Transmissão de Montes Claros S.A	01/01/2019	762.327,89	0,00	762.327,89	31/12/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão						
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 do Itatim S .A.	01/01/2019	1.101.955,90	0,00	1.101.955,90	31/12/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão						
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.	01/01/2019	95.961,13	0,00	95.961,13	31/12/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						

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						
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.	01/01/2019	4.130.315,12	0,00	4.130.315,12	31/12/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão						
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.	01/01/2019	2.923.520,01	0,00	2.923.520,01	31/12/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						

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							
Poços de Caldas Transmissora de Energia S.A.	01/01/2019	887.795,22	0,00	887.795,22	31/12/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão						
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 Ltda	01/01/2019	2.038.973,92	0,00	2.038.973,92	31/12/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Ribeirão Preto Transmissora de Energia S.A.	01/01/2019	793.068,56	0,00	793.068,56	31/12/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão						
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							
Serra da Mesa Transmissora de Energia S. A.	01/01/2019	2.865.979,77	0,00	2.865.979,77	31/12/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão						
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.	01/01/2019	789.598,55	0,00	789.598,55	31/12/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Paulista Lajeado Energia S.A.	26/01/2006	2.631.259,11	0,00	2.631.259,11	31/12/2037	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	Compra de energia						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, inadimplência.						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
CERAN-Companhia Energética Rio das Antas	10/02/2010	72.760.497,67	276.347,31	72.760.497,67	31/12/2039	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Compra de energia						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, inadimplência.						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
BAESA-Energética Barra Grande S.A.	29/06/2006	27.175.397,12	101.115,59	27.175.397,12	31/12/2038	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas em conjunto						
Objeto contrato	Compra de energia						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						

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							
Foz do Chapecó Energia S.A.	25/02/2008	1.111.467.010,48	1.010.717,06	1.111.467.010,48	31/12/2041	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas em conjunto						
Objeto contrato	Compra de energia						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
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.	14/01/2008	40.376.187,45	310.594,16	40.376.187,45	31/12/2024	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas em conjunto						
Objeto contrato	Compra de energia						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, inadimplência.						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Sul Centrais Elétricas	01/01/2019	95.494,68	0,00	95.494,68	31/12/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD						
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	Credor						
Especificar							
SPE Arvoredo Energia S.A.	17/12/2014	1.832.896,20	5.347,37	1.832.896,20	31/12/2039	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Compra de energia						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
SPE Varginha Energia S.A.	17/12/2014	1.047.369,00	3.055,90	1.047.369,00	31/12/2039	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Compra de energia						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Santa Luzia Energética S.A.	01/09/2012	3.665.802,51	10.695,26	3.665.802,51	01/01/2039	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	Compra de energia						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
CPFL Bio Ester Ltda.	13/01/2015	966.223,80	4.898,15	966.223,80	31/12/2024	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Compra de energia						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
DESA MORRO DOS VENTOS II S.A.	24/09/2013	41.185.737,60	9.514,48	41.185.737,60	31/12/2035	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Compra de energia						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						

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							
MATA VELHA ENERGÉTICA S.A.	05/09/2014	9.791.565,83	26.224,25	9.791.565,83	31/12/2047	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Compra de energia						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
CPFL Transmissão Piracicaba S.A.	01/01/2019	58.738,34	0,00	58.738,34	31/10/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
CPFL Transmissão Morro Agudo S.A.	01/01/2019	57.592,21	0,00	57.592,21	31/10/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão						
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							
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	11/12/2018	82.231.904,43	603.947,10	289.181,80	08/12/2023	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	REFORMA DE EQUIPAMENTOS						
Garantia e seguros	Multas por atrasos na conclusão dos serviços e em caso de rescisão						
Rescisão ou extinção	Inobservância contratual; inadimplência; requerimento de falência, recuperação judicial, dissolução, liquidação judicial ou extrajudicial; ocorrência de fatos que desabonem a idoneidade das partes; dentre outras						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	27/03/2019	3.351.217,37	1.248,45	4.171.458,42	31/12/2023	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	REFORMA DE EQUIPAMENTOS						
Garantia e seguros	Multas por atrasos na conclusão dos serviços e em caso de rescisão						
Rescisão ou extinção	Inobservância contratual; inadimplência; requerimento de falência, recuperação judicial, dissolução, liquidação judicial ou extrajudicial; ocorrência de fatos que desabonem a idoneidade das partes; dentre outras						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Credor						
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
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	12/12/2018	5.246.434,86	43.627,10	2.581.520,48	01/12/2023	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	INSPEÇÃO, RADIOGRAFIA E AUDITORIA DE MAT						
Garantia e seguros	Multas por atrasos na conclusão dos serviços e em caso de rescisão						
Rescisão ou extinção	Inobservância contratual; inadimplência; requerimento de falência, recuperação judicial, dissolução, liquidação judicial ou extrajudicial; ocorrência de fatos que desabonem a idoneidade das partes; dentre outras						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
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. 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

A controladora CPFL Energia, preservando seu compromisso com a defesa e a criação de valor em sintonia com as melhores práticas de governança corporativa e com o Regulamento de Listagem do Novo Mercado da B3, 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 controladora CPFL Energia, previa, em seu o Art. 17 alínea "m", que o Conselho de Administração da controladora CPFL Energia tem por atribuição autorizar prévia e expressamente a celebração de seus contratos 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 CPFL Energia 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 da nossa controladora CPFL Energia 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 da controladora CPFL Energia são deliberadas previamente pelo seu Conselho de Administração, submetidas ao seu 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 Companhia, sua controladora CPFL Energia e outras sociedades controladas ou coligadas de controle comum, evitando eventuais conflitos de interesse, o acionista da controladora da CPFL Energia forneceu uma lista atualizada de empresas afiliadas consideradas Partes Relacionadas. Com base nessa lista, a controladora CPFL Energia identifica as transações com Partes Relacionadas e previamente à submissão para deliberação do seu Conselho de Administração, o Comitê de Partes Relacionadas se manifesta sobre o atendimento às práticas usuais de mercado.

Adicionalmente, na condição de concessionária do serviço público de distribuição de energia, a Companhia esta sujeita 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 prévios 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.

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

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. Os contratos são negociados individualmente, sendo analisadas as condições usuais do mercado de cada região, respeitadas as particularidades de cada operação (exemplo: valores, prazos, sigilo das informações, qualidade dos serviços e produtos, etc.). Ainda, conforme Resolução Normativa ANEEL nº 699/2016, todos os atos e negócios jurídicos entre agentes do setor elétrico e suas partes relacionadas devem ser estabelecidos em condições estritamente comutativas, incluindo, quando couber, processos licitatórios, de forma a não onerar as partes desproporcionalmente.

Ademais, todas as transações, inclusive aquelas com Partes Relacionadas, devem ser pactuadas por escrito, especificando-se as suas principais características (preços, prazos, direitos, responsabilidades, etc.).

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

Informações adicionais sobre o item 16.2

A Companhia esclarece que as partes (i) Araraquara Transmissora de Energia S.A.; (ii) Atlântico - Concessionária de Transmissão de Energia Do Brasil S.A.; (iii) Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A.; (iv) Canarana Transmissoras de Energia S.A.; (v) Catxere Transmissora de Energia S.A.; (vi) Expansion Transmissão de Energia Elétrica S.A.; (vii) Expansion Transmissão Itumbiara Marimbondo S.A.; (viii) Guaraciaba Transmissora de Energia S.A.; (ix) Iracema Transmissora de Energia S.A.; (x) Itumbiara Transmissora de Energia S.A.; (xi) Linha de Transmissão de Montes Claros S.A.; (xii) Linha de Transmissão do Itatim S.A.; (xiii) Luziânia Niquelândia Transmissora S.A.; (xiv) Marechal Rondon Transmissora de Energia S.A.; (xv) Matrincha Transmissora de Energia S.A.; (xvi) Paranaíba Transmissora de Energia S.A.; (xvii) Paranaita Ribeirãozinho Transmissora de Energia S.A.; (xviii) Poços de Caldas Transmissora de Energia S.A.; (xix) Porto Primavera Transmissora de Energia S.A.; (xx) Ribeirão Preto Transmissora de Energia S.A.; (xxi) Serra da Mesa Transmissora de Energia S.A.; e (xxii) Serra Paracatu Transmissora de Energia S.A.; (xxiii) Xingu Rio Transmissora de Energia S.A., são sociedades pertencentes ao grupo econômico da State Grid, porém não fazem parte do Grupo CPFL.

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				
29/04/2021	2.831.534.168,58		1.125.427	0	1.125.427
Tipo de capital	Capital Subscrito				
29/04/2021	2.831.534.168,58		1.125.427	0	1.125.427
Tipo de capital	Capital Integralizado				
29/04/2021	2.831.534.168,58		1.125.427	0	1.125.427

17.2 - Aumentos do Capital Social

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

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

17.3 - Informações Sobre Desdobramentos, Grupamentos E Bonificações de Ações

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

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

17.4 - Informações Sobre Reduções do Capital Social

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

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

17.5 - Outras Informações Relevantes

17.5. Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Todas as informações relevantes sobre Capital Social foram divulgadas nos itens anteriores deste Formulário de Referência.

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.

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

18.3 - 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.

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

18.4 - Volume de Negociações E Maiores E Menores Cotações Dos Valores Mobiliários Negociados

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

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

18.5 - Outros Valores Mobiliários Emitidos no Brasil

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	Debêntures - 7° emissão (RGE)
Data de emissão	05/02/2013
Data de vencimento	05/02/2021
Quantidade (Unidades)	17.000
Valor total (Reais)	170.000.000,00
Saldo Devedor em Aberto	0,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	Detalhes no item 18.12
Características dos valores mobiliários de dívida	<ul style="list-style-type: none"> - Juros: CDI + 0,83% a.a. - Garantia e, se real, descrição do bem objeto: Fiança da CPFL Energia - Na ausência de garantia, se o crédito é quirografário ou subordinado: Quirografário - Eventuais restrições impostas ao emissor em relação: (i) à distribuição de dividendos; (ii) à alienação de determinados ativos; (iii) à contratação de novas dívidas; e (iv) à emissão de novos valores mobiliários: Restrição de pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio pela Emissora e/ou pela Garantidora caso a Emissora e/ou a Garantidora esteja inadimplente com as suas obrigações pecuniárias contidas na escritura. - Agente fiduciário: Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Detalhes no item 18.12
Outras características relevantes	Detalhes no item 18.12

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	Debêntures - 8° emissão (RGE)
Data de emissão	15/02/2017
Data de vencimento	15/02/2024
Quantidade (Unidades)	380.000
Valor total (Reais)	380.000.000,00
Saldo Devedor em Aberto	401.310.000,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	Detalhes no item 18.12

18.5 - Outros Valores Mobiliários Emitidos no Brasil

Características dos valores mobiliários de dívida	- Juros: 1ª Série: IPCA+ 5,3473% 2ª Série: 111,25% CDI - Garantia e, se real, descrição do bem objeto: Fiança da CPFL Energia - Na ausência de garantia, se o crédito é quirografário ou subordinado: Quirografário - Eventuais restrições impostas ao emissor em relação: (i) à distribuição de dividendos; (ii) à alienação de determinados ativos; (iii) à contratação de novas dívidas; e (iv) à emissão de novos valores mobiliários: Restrição de pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio pela Emissora e/ou pela Garantidora caso a Emissora e/ou a Garantidora esteja inadimplente com as suas obrigações pecuniárias contidas na escritura. - Agente fiduciário: Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Detalhes no item 18.12
Outras características relevantes	Detalhes no item 18.12

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	Debêntures - 9º emissão (RGE)
Data de emissão	09/01/2018
Data de vencimento	09/01/2021
Quantidade (Unidades)	220.000
Valor total (Reais)	220.000.000,00
Saldo Devedor em Aberto	0,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	Detalhes no item 18.12
Características dos valores mobiliários de dívida	Juros: CDI + 0,48% Garantia e, se real, descrição do bem objeto: Fiança da CPFL Energia Na ausência de garantia, se o crédito é quirografário ou subordinado: subordinada; Eventuais restrições impostas ao emissor em relação: (i) à distribuição de dividendos; (ii) à alienação de determinados ativos; (iii) à contratação de novas dívidas; e (iv) à emissão de novos valores mobiliários; Não há. Agente fiduciário: Pentágono S.A.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Detalhes no item 18.12
Outras características relevantes	Detalhes no item 18.12

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	Debêntures – 10ª emissão
Data de emissão	28/05/2019
Data de vencimento	28/05/2024

18.5 - Outros Valores Mobiliários Emitidos no Brasil

Quantidade (Unidades)	740.000
Valor total (Reais)	740.000.000,00
Saldo Devedor em Aberto	743.133.000,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	Detalhes no item 18.12
Características dos valores mobiliários de dívida	Remuneração: 107,00% do CDI; Garantia e, se real, descrição do bem objeto: Fiança da CPFL Energia; Na ausência de garantia, se o crédito é quirografário ou subordinado: Quirografário; Eventuais restrições impostas ao emissor em relação: (i) à distribuição de dividendos; (ii) à alienação de determinados ativos; (iii) à contratação de novas dívidas; e (iv) à emissão de novos valores mobiliários: Não há e Agente fiduciário: Pentágono S.A.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Detalhes no item 18.12
Outras características relevantes	Detalhes no item 18.12

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	Debêntures-6ª emissão
Data de emissão	21/12/2017
Data de vencimento	21/12/2020
Quantidade (Unidades)	520.000
Valor total (Reais)	520.000.000,00
Saldo Devedor em Aberto	0,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	Detalhes no item 18.12
Características dos valores mobiliários de dívida	Juros: CDI + 0,48% Garantia e, se real, descrição do bem objeto: Fiança da CPFL Energia Na ausência de garantia, se o crédito é quirografário ou subordinado: subordinada; Eventuais restrições impostas ao emissor em relação: (i) à distribuição de dividendos; (ii) à alienação de determinados ativos; (iii) à contratação de novas dívidas; e (iv) à emissão de novos valores mobiliários; Não há Agente fiduciário: Pentágono S.A.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Detalhes no item 18.12
Outras características relevantes	Para maiores detalhes sobre as condições de vencimento antecipado, vide texto anexo ao item 18.12 - Outras inf.relevantes.

18.5 - Outros Valores Mobiliários Emitidos no Brasil

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	Debêntures-7ª emissão
Data de emissão	06/09/2018
Data de vencimento	15/08/2025
Quantidade (Unidades)	219.600
Valor total (Reais)	219.600.000,00
Saldo Devedor em Aberto	234.538.000,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Não
Características dos valores mobiliários de dívida	Juros: IPCA + 5,80% Garantia e, se real, descrição do bem objeto: Fiança da CPFL Energia Na ausência de garantia, se o crédito é quirografário ou subordinado: Quirografária; Eventuais restrições impostas ao emissor em relação: (i) à distribuição de dividendos; (ii) à alienação de determinados ativos; (iii) à contratação de novas dívidas; e (iv) à emissão de novos valores mobiliários; Não há Agente fiduciário: Pentágono S.A.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	As seguintes deliberações relativas às características das Debêntures, que poderão ser propostas exclusivamente pela Emissora, dependerão da aprovação por Debenturistas que representem pelo menos 75% (setenta e cinco) das Debêntures em Circulação, seja em primeira convocação da Assembleia Geral de Debenturistas ou em qualquer convocação subsequente: (i) a Remuneração ou repactuação programada; (ii) a Data de Pagamento da Remuneração; (iii) o prazo de vencimento das Debêntures; (iv) os valores e datas de amortização do principal das Debêntures; (v) a alteração, substituição ou o reforço da garantia; (vi) destinação de recursos; (vii) resgate antecipado; e/ou (viii) modificação dos quóruns de deliberação estabelecidos nesta Cláusula 7.
Outras características relevantes	Para maiores detalhes sobre as condições de vencimento antecipado, vide texto anexo ao item 18.12 - Outras inf.relev. - Val. mobiliários
<hr/>	
Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	Debêntures - 11º emissão
Data de emissão	15/05/2021
Data de vencimento	15/05/2031
Quantidade (Unidades)	680.000
Valor total (Reais)	680.000.000,00
Saldo Devedor em Aberto	0,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	Para maiores detalhes , vide texto anexo ao item 18.12 - Outras inf.relev. - Val. mobiliários

18.5 - Outros Valores Mobiliários Emitidos no Brasil

Características dos valores mobiliários de dívida	Garantia e, se real, descrição do bem objeto: Fiança da CPFL Energia Na ausência de garantia, se o crédito é quirografário ou subordinado: Quirografária com garantia adicional Fidejussória; Eventuais restrições impostas ao emissor em relação: (i) à distribuição de dividendos; (ii) à alienação de determinados ativos; (iii) à contratação de novas dívidas; e (iv) à emissão de novos valores mobiliários: Não há Agente fiduciário: Pentágono S.A.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	As seguintes deliberações relativas às características das Debêntures, que poderão ser propostas exclusivamente pela Emissora, dependerão da aprovação por Debenturistas que representem pelo menos 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em Circulação, seja em primeira convocação da Assembleia Geral de Debenturistas ou em qualquer convocação subsequente: (i) alteração da Remuneração ou repactuação programada; (ii) alteração da Data de Pagamento da Remuneração; (iii) alteração do prazo de vencimento das Debêntures; (iv) alteração dos valores e datas de amortização do principal das Debêntures; (v) a alteração, substituição ou o reforço da garantia; (vi) destinação de recursos; (vii) resgate antecipado; e/ou (viii) modificação dos quóruns de deliberação estabelecidos em Escritura.
Outras características relevantes	Para maiores detalhes sobre as condições de vencimento antecipado, vide texto anexo ao item 18.12 - Outras inf.relev. - Val. mobiliários

18.5.a - Número de Titulares de Valores Mobiliários**Justificativa para o não preenchimento do quadro:**

Pela impossibilidade de preenchimento detalhado no quadro 18.5-A as informações referentes os titulares dos valores mobiliários emitidos pela Companhia foram disponibilizadas no item 18.12.

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

18.7 - Informação Sobre Classe E Espécie de Valor Mobiliário Admitida À Negociação em Mercados Estrangeiros

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Todas as debêntures foram emitidas unicamente em mercado nacional.

18.8 - Títulos Emitidos no Exterior

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

A Companhia não possui títulos emitidos no exterior.

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.

No exercício social de 2019 houve a emissão da 10ª emissão de debêntures em 28 de maio de 2019, no exercício social de 2018 houve a 7ª emissão de debêntures em 06 de setembro de 2018 e a 9ª emissão de debêntures em 09 de janeiro de 2018, no exercício social de 2017 houve a 6ª emissão de debêntures em 21 de dezembro de 2017, cujos detalhes estão descritos nos itens 18.5, 18.10 e 18.12 deste Formulário de Referência.

Nos últimos três exercícios sociais, não ocorreu nenhuma oferta pública de ações do emissor, seja ela primária ou secundária.

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

Em 09 de janeiro 2018, foram subscritas e integralizadas 300.000 debêntures, nominativas e escriturais em uma única série, da espécie quirografária, não conversíveis em ações, com valor nominal unitário de R\$ 1.000 (mil reais) com correção referente ao período da primeira integralização até esta data, o que gerou uma captação total de R\$ 300.000 (acrescido da correção citada) com vencimento em janeiro de 2021. Os juros serão pagos semestralmente a partir de julho de 2018, ao custo de 100% do CDI + 0,48%. Os recursos líquidos obtidos serão destinados para refinanciamento de dívidas e reforço do capital de giro.

No primeiro trimestre de 2018 foram subscritas e integralizadas 220.000 debentures simples, nominativas e escriturais, da espécie quirografária, não conversíveis em ações, da 9ª emissão, em série única com valor nominal unitário de R\$ 1.000,00(mil reais), que gerou uma captação total de R\$ 220.000 (R\$ 219.733 líquida de gastos de emissão). Os recursos líquidos obtidos serão destinados para o reforço do capital de giro.

Em 06 de setembro de 2018, foram emitidas 219.600 debêntures, não conversíveis em ações, da 7ª Emissão, em série única, da espécie quirografária, com garantia adicional fidejussória. As debêntures são no valor nominal unitário na data da emissão de R\$ 1.000,00 gerando uma captação total de R\$ 219.600.000,00. A remuneração será paga no dia 15 dos meses de fevereiro e agosto de cada ano, a partir da Data de Emissão, sendo o primeiro pagamento em 15 de fevereiro de 2019 e o último pagamento na Data de Vencimento (ou na data em que ocorrer o vencimento antecipado ou oferta de resgate antecipado das Debêntures). Os recursos oriundos da captação por meio desta Emissão serão destinados para: (i) implementação e desenvolvimento do projeto de investimento enquadrado como prioritário nos termos das Portarias do MME ("Projeto de Investimento") que: (a) compreende valores anuais de investimentos limitados aos constantes da última versão do Plano de Desenvolvimento da Distribuição ("PDD") apresentado à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL no Ano Base (A) denominado PDD de referência, correspondentes às obras classificadas como expansão, renovação ou melhoria, de acordo com Módulo 2 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional ("PRODIST"); (b) não inclui os investimentos em obras classificadas como Programa "LUZ PARA TODOS" ou Participação Financeira de Terceiros, de acordo com Módulo 2 do PRODIST; (c) não contempla investimentos em projetos aprovados como prioritários sob a égide da Portaria do MME nº 505, de 24 de outubro de 2016; e (d) poderá contemplar investimentos anuais realizados no ano anterior (A-1) e previstos para os dois primeiros anos (A e A+1), apresentados no PDD de referência, não coincidentes com projeto de investimento aprovado anteriormente nos termos da Portaria MME 245; (ii) o pagamento futuro de gastos, despesas e/ou dívidas a serem incorridas a partir da data de integralização da Oferta e relacionados ao Projeto de Investimento, nos termos da Lei 12.431; ou (iii) reembolso de gastos, despesas e/ou dívidas relacionadas ao Projeto de Investimento ocorrido em prazo igual ou inferior a 24 (vinte e quatro) meses contados da publicação do comunicado de encerramento da Oferta Restrita.

No dia 28 de maio de 2019 foram emitidas 740.000 debêntures, não conversíveis em ações, da 10ª Emissão, em série única, da espécie quirografária, com garantia adicional fidejussória. As debêntures são no valor nominal unitário na data da emissão de R\$ 1.000,00 gerando uma captação total de R\$ 740.000.000,00 (setecentos e quarenta milhões de reais). O vencimento das Debêntures ocorrerá ao final de 5 (cinco) anos

18.10 - Destinação de Recursos de Ofertas Públicas

contados da Data de Emissão, vencendo-se, portanto, em 28 de maio de 2024. A CPFL Energia, é garantidora de todas as obrigações, principais e acessórias destas emissões.

Os recursos obtidos pelas emissoras serão utilizados exclusivamente para o resgate antecipado das 6ª e 9ª Emissão de debêntures. A referida debênture já foi emitida, restando apenas a conclusão do processo de registro na Junta Comercial e Cartório de Títulos e Documentos, sendo que o desembolso está estimado para ocorrer até 11 de junho de 2019.

No dia 15 de maio de 2021 foram emitidas 680.000 debêntures, não conversíveis em ações, da 11ª Emissão, em série única, da espécie quirografária, com garantia adicional fidejussória. As debêntures são no valor nominal unitário na data da emissão de R\$ 1.000,00 gerando uma captação total de R\$ 680.000.000,00 (seiscentos e oitenta milhões de reais). O vencimento das Debêntures ocorrerá ao final de 10 (dez) anos contados da Data de Emissão, vencendo-se, portanto, em 15 de maio de 2031. A CPFL Energia, é garantidora de todas as obrigações, principais e acessórias destas emissões.

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 houve nenhuma oferta pública de aquisição feitas pela Companhia relativas a ações de emissão de terceiro, seja ela primária ou secundária, nos últimos três exercícios sociais.

18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários**18.12. Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.**

A Companhia esclarece que o item 18.1 não foi preenchido por ser facultativo em função da mesma ser uma empresa classificada como categoria B. Seguem abaixo as informações referentes às condições de vencimento antecipado de cada Emissão de Debêntures da Companhia:

7ª Emissão da RGE**Hipótese e cálculo do valor de resgate:**

A partir do 37º (trigésimo sétimo) mês contado da Data de Emissão, a Emissora poderá, a seu exclusivo critério, realizar o resgate antecipado total ou parcial das Debêntures ("Resgate Antecipado"). O Resgate Antecipado será operacionalizado da seguinte forma:

(i) por meio de comunicação enviada pela Emissora ao Agente Fiduciário e aos Debenturistas com antecedência de 10 (dez) dias úteis da data prevista para o Resgate Antecipado ("Comunicação de Resgate Antecipado"), a qual deverá descrever os termos e condições do Resgate Antecipado, incluindo: (a) se o resgate será total ou parcial e, se for parcial, a adoção do critério de sorteio, nos termos do parágrafo 2º do artigo 55 da Lei das Sociedades por Ações, a ser coordenado pelo Agente Fiduciário, sendo que todas as etapas desse processo, tais como habilitação dos Debenturistas, qualificação, sorteio, apuração, definição do rateio e validação das quantidades de Debêntures a serem resgatadas serão realizadas fora do âmbito da CETIP, (b) a data prevista para o efetivo resgate das Debêntures e o efetivo pagamento aos Debenturistas; (c) o Preço de Resgate, conforme abaixo definido; e (d) as demais informações consideradas relevantes pela Emissora para conhecimento dos Debenturistas;

(ii) o valor a ser pago aos Debenturistas a título de Resgate Antecipado será equivalente ao Valor Nominal Unitário não amortizado, acrescido da Remuneração devida e ainda não paga até a data de Resgate Antecipado, calculada nos termos do item 4.9 da Escritura de Emissão, devendo ainda incidir sobre este valor, prêmio a ser calculado de acordo com a seguinte fórmula ("Prêmio de Resgate"):

$$\text{Prêmio de Resgate} = P \times \text{PU}$$

Onde:

$$P = \text{DD} \times 0,50\%, \text{ flat}; \text{ e } \text{DT}$$

PU = Valor Nominal Unitário das Debêntures (já descontadas eventuais amortizações do Valor Nominal Unitário das Debêntures em Circulação ocorridas na forma do item 4.8 da Escritura de Emissão, inclusive na data do Resgate Antecipado), acrescido da Remuneração calculada pro rata temporis desde a Data de Emissão ou Data de Pagamento da Remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento do Resgate Antecipado.

Onde:

DD Dias a decorrer entre a data de resgate da operação e a data de vencimento da operação;

DT Dias a decorrer entre a primeira data possível de resgate e a data de vencimento da operação.

(iii) o pagamento do Prêmio de Resgate deverá ser realizado de acordo com o disposto no item 4.17 da Escritura de Emissão, sendo certo que todas as Debêntures objeto do resgate serão liquidadas em uma única data e canceladas pela Emissora.

Para as Debêntures custodiadas eletronicamente no CETIP21, a operacionalização do resgate seguirá os procedimentos adotados pela CETIP, a qual deverá ser notificada pela Emissora e pelo Agente Fiduciário, com antecedência mínima de 2 (dois) dias úteis de sua realização. Adicionalmente, a Comunicação de Resgate deverá ser enviada ao Banco Liquidante, com antecedência mínima de 1 (um) dia útil da data do Resgate Antecipado.

Os valores relativos ao Prêmio de Resgate serão devidos aos respectivos Debenturistas e serão pagos simultaneamente ao pagamento do Resgate Antecipado.

18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários

Condições de vencimento antecipado:

Observado o disposto abaixo, as Debêntures e todas as obrigações constantes da Escritura de Emissão serão consideradas antecipadamente vencidas, tornando-se imediatamente exigível da Emissora o pagamento do Valor Nominal Unitário das Debêntures em Circulação, acrescido da Remuneração, calculada pro rata temporis, desde a Data de Emissão, ou da data do último pagamento da Remuneração, conforme o caso, até a data do seu efetivo pagamento, a partir de aviso, notificação ou interpelação judicial ou extrajudicial na ocorrência das seguintes hipóteses:

(a) vencimento antecipado ou inadimplemento, pela Emissora e/ou pela Garantidora ou por qualquer de suas subsidiárias, de quaisquer obrigações financeiras a que estejam sujeitas, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado superior a R\$50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), sendo este valor atualizado mensalmente, a partir da Data de Emissão, pelo Índice Geral de Preços de Mercado, calculado pela Fundação Getúlio Vargas ("IGP-M"), no prazo de até 30 (trinta) dias corridos da data para pagamento, ressalvada a hipótese da Emissora e/ou da Garantidora ou qualquer de suas subsidiárias, conforme o caso, por meio de qualquer medida judicial ou arbitral cabível, contestar e evitar a formalização do referido vencimento antecipado ou inadimplemento, sem que para tanto tenha que garantir o juízo com pecúnia ou outros bens em valor correspondente ao montante acima destacado;

(b) alteração do atual controle da Emissora ou da Garantidora sem prévia aprovação dos titulares das Debêntures, excetuada a hipótese de alteração do controle da Emissora ou Garantidora desde que, após a conclusão da referida operação, ao menos um dos seguintes acionistas: Camargo Corrêa S.A. ou Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – Previ, permaneça, direta ou indiretamente, no bloco de controle da Garantidora ou da Emissora¹;

(c) liquidação, dissolução, cisão, fusão, incorporação ou qualquer forma de reorganização societária da Emissora e/ou da Garantidora, exceto se após a conclusão da referida operação ao menos um dos seguintes acionistas: Camargo Corrêa S.A. ou Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – Previ permaneça, direta ou indiretamente, no bloco de controle da Garantidora ou da Emissora²;

(d) realização de redução de capital social da Emissora e/ou da Garantidora, após a data de assinatura da Escritura de Emissão, sem que haja anuência prévia dos titulares das Debêntures, conforme disposto no artigo 174 da Lei das Sociedades por Ações;

(e) proposta pela Emissora e/ou Garantidora, ou por qualquer de suas subsidiárias, a qualquer credor ou classe de credores de plano de recuperação judicial ou extrajudicial, independentemente de ter sido requerida ou obtida homologação judicial do referido plano; requerimento pela Emissora e/ou Garantidora ou por qualquer de suas subsidiárias, de recuperação judicial, independentemente de deferimento do processamento da recuperação ou de sua concessão pelo juiz competente ou, ainda, pedido de autofalência pela Emissora ou pela Garantidora;

(f) protesto legítimo de títulos contra a Emissora, suas subsidiárias, e/ou Garantidora, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado, superior a R\$50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), sendo este valor atualizado mensalmente, a partir da Data de Emissão, pelo IGP-M, no prazo de até 30 (trinta) dias corridos da data para pagamento, salvo se, no prazo de 30 (trinta) dias corridos contados do referido protesto, seja validamente comprovado pela Emissora, suas subsidiárias e/ou pela Garantidora que (i) o protesto foi efetuado por erro ou má fé de terceiros; (ii) o protesto foi cancelado; ou (iii) foram prestadas garantias em juízo;

¹ Visando obter anuência prévia dos debenturistas para a alteração do controle da Companhia, foi realizada uma Assembleia Geral de Debenturistas em 17 de outubro de 2016 para alteração das cláusulas de vencimento antecipado, de forma que tal cláusula não seja ativada caso a State Grid Corporate of China ou quaisquer entidades por ela controladas ou controladas em conjunto façam parte do bloco de controle majoritário da CPFL Energia.

² Idem

18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários

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

(h) pedido de falência formulado por terceiros em face da Emissora, suas subsidiárias, e/ou da Garantidora e não devidamente elidido pela Emissora, suas subsidiárias, e/ou pela Garantidora no prazo de 30 (trinta) dias corridos;

(i) não pagamento pela Emissora e/ou pela Garantidora das obrigações pecuniárias devidas aos titulares das Debêntures nas datas previstas nesta Escritura de Emissão;

(j) pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio pela Emissora e/ou pela Garantidora caso a Emissora e/ou a Garantidora esteja inadimplente com as suas obrigações pecuniárias descritas na Escritura de Emissão;

(k) não cumprimento de qualquer decisão ou sentença judicial transitada em julgado contra a Emissora e/ou a Garantidora em valor individual ou agregado, igual ou superior a R\$50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), sendo este valor atualizado mensalmente, a partir da Data de Emissão pelo IGP-M, ou seu valor equivalente em outras moedas, no prazo de até 30 (trinta) dias corridos da data estipulada para pagamento;

(l) não observância pela Garantidora, até o pagamento integral dos valores devidos em virtude das Debêntures, ao final de 2 (dois) semestres consecutivos, dos seguintes índices e limites financeiros, os quais serão acompanhados pelo Agente Fiduciário, com base em demonstrativo elaborado pela Garantidora ao final de cada semestre do ano civil, referente aos 12 (doze) meses imediatamente anteriores à data do cálculo, devendo tal demonstrativo ser entregue ao Agente Fiduciário em até 15 (quinze) dias após a divulgação à CVM das demonstrações financeiras da Garantidora, relativas ao respectivo semestre ("Índices Financeiros"):

(i) relação entre a Dívida Líquida verificada ao final de cada semestre do ano civil da Garantidora e o EBITDA da Garantidora dos 12 (doze) meses imediatamente anteriores ao final de cada semestre do ano civil menor ou igual a 3,75 vezes. Para os fins deste item (i), considera-se como "Dívida Líquida" a soma dos valores relativos a (1) empréstimos e financiamentos; (2) saldo líquido de operações swaps, futuros e opções relacionadas a taxas de juros e de câmbio; e (3) dívidas resultantes de quaisquer emissões ainda em circulação de debêntures, notas promissórias comerciais e/ou bonds ou notes da Garantidora no Brasil ou no exterior, menos as disponibilidades em caixa e aplicações financeiras da Garantidora, estando excluída deste cálculo a dívida com a Fundação Cesp ("Funcesp") e considera-se como "EBITDA" (Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization) da Garantidora, (1) o lucro da Garantidora antes de juros, tributos, amortização e depreciação, ajustados com os ativos e passivos de CVA – Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela "A" – Sobrecontratação e Neutralidade dos Encargos Setoriais, divulgados em Nota explicativa das demonstrações financeiras da Garantidora (mas não nas informações financeiras trimestrais), calculados conforme regulamentação do setor, no período de 12 (doze) meses anteriores ao final de cada semestre do ano civil, e (2) em caso de aquisição(ões), será(ão) considerado(s) para fins de cálculo do EBITDA da Garantidora, de acordo com a definição do item (i) acima, o(s) EBITDA(s) gerado(s) no período de 12 (doze) meses imediatamente anteriores ao final de cada semestre do ano civil pela(s) empresa(s) adquirida(s) ("EBITDA Histórico"); e (ii) relação entre EBITDA da Garantidora e Resultado Financeiro da Garantidora, maior ou igual a 2,25 vezes. Para os fins deste item (ii), considera-se como "Resultado Financeiro" da Garantidora, a diferença entre receitas e despesas financeiras no período de 12 (doze) meses anteriores ao final de cada semestre do ano civil, das quais deverão ser excluídos, para efeito da apuração dos compromissos financeiros, os juros sobre capital próprio. O Resultado Financeiro será apurado em módulo se for negativo e, se for positivo, não será considerado para cálculo. Estão excluídos destes cálculos os juros efetivamente desembolsados e/ou provisionados por conta de confissão de dívida junto à Funcesp, bem como as variações cambiais e monetárias sobre as dívidas e caixa, e por fim as despesas oriundas de provisões que não tiveram impacto no fluxo de caixa da Garantidora, mas apenas registro contábil. Para fins do cálculo a que se referem os itens (i) e (ii) acima, a Garantidora deverá (a) consolidar, em seus números, os resultados e os itens do balanço patrimonial de todas as sociedades em que detenha participação acionária igual ou superior a 10% (dez por cento), de forma proporcional à participação por ela detida no capital das referidas sociedades, independentemente da forma de apresentação das demonstrações financeiras do respectivo semestre da

18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários

Garantidora à CVM, e (b) apresentar relatório contendo memória de cálculo de tais números, devidamente auditado por empresa de auditoria independente registrada na CVM, até a liquidação de todas as obrigações assumidas nesta Escritura de Emissão; e

(m) transformação da Emissora ou da Garantidora em sociedade limitada.

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários:

Os Debenturistas poderão, a qualquer tempo, reunir-se em assembleia geral, de acordo com o disposto no artigo 71 da Lei das Sociedades por Ações, a fim de deliberarem sobre matéria de interesse da comunhão dos Debenturistas. A Assembleia Geral de Debenturistas poderá ser convocada pelo Agente Fiduciário, pela Emissora, por titulares de Debêntures que representem, no mínimo, 10% (dez por cento) das Debêntures em Circulação ou pela CVM. Aplicar-se-á à Assembleia Geral de Debenturistas, no que couber, o disposto na Lei das Sociedades por Ações a respeito das assembleias gerais de acionistas. A Assembleia Geral de Debenturistas instalar-se-á, em primeira convocação, com a presença de titulares de Debêntures que representem, no mínimo, metade das Debêntures em Circulação e, em segunda convocação, com qualquer número. Cada Debênture conferirá a seu titular o direito a um voto nas Assembleias Gerais de Debenturistas, sendo admitida a constituição de mandatários, titulares de Debêntures ou não. Para efeito da constituição do quórum de instalação e/ou deliberação a que se refere da Cláusula Sétima da Escritura de Emissão, serão consideradas "Debêntures em Circulação" todas as Debêntures em circulação no mercado, excluídas as Debêntures que a Emissora possuir em tesouraria, ou que sejam de propriedade de seus controladores (inclusive da Garantidora) ou de qualquer de suas controladas ou coligadas, bem como dos respectivos diretores ou conselheiros e respectivos cônjuges. Para efeitos de quórum de deliberação não serão computados, ainda, os votos em branco. Será facultada a presença dos representantes legais da Emissora e da Garantidora nas Assembleias Gerais de Debenturistas, exceto quando formalmente solicitado pelo Agente Fiduciário, hipótese em que será obrigatória. O Agente Fiduciário deverá comparecer à Assembleia Geral de Debenturistas e prestar aos Debenturistas as informações que lhe forem solicitadas. A presidência da Assembleia Geral de Debenturistas caberá ao debenturista eleito pelos demais Debenturistas ou àquele que for designado pela CVM. Exceto conforme estabelecido nesta Escritura de Emissão, as deliberações serão tomadas por Debenturistas que representem 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em Circulação, inclusive: (i) com relação a alterações nas cláusulas ou condições previstas na Escritura de Emissão que não apresentem outro quórum específico; (ii) alteração, perdão e/ou renúncia temporária a qualquer das hipóteses de vencimento antecipado estabelecidas no item 4.13 da Escritura de Emissão; (iii) modificação dos quóruns de deliberação estabelecidos na Cláusula Sétima da Escritura de Emissão; (iv) alteração das obrigações adicionais da Emissora estabelecidas na Cláusula Quinta da Escritura de Emissão; (v) alteração das obrigações do Agente Fiduciário, estabelecidas na Cláusula Sexta da Escritura de Emissão; e/ou (vi) alterações nos procedimentos aplicáveis às Assembleias Gerais de Debenturistas, estabelecidas na Cláusula Sétima da Escritura de Emissão. As seguintes deliberações relativas às características das Debêntures, que poderão ser propostas exclusivamente pela Emissora, dependerão da aprovação por Debenturistas que representem pelo menos 90% (noventa por cento) das Debêntures em Circulação, seja em primeira convocação da Assembleia Geral de Debenturistas ou em qualquer convocação subsequente: (i) a Remuneração das Debêntures; (ii) a Data de Pagamento da Remuneração; (iii) o prazo de vencimento das Debêntures; (iv) os valores e datas de amortização do principal das Debêntures; e/ou (v) a alteração, substituição ou o reforço das garantias. As deliberações tomadas pelos Debenturistas em Assembleias Gerais de Debenturistas, no âmbito de sua competência legal, observados os quóruns estabelecidos nesta Escritura de Emissão, serão existentes, válidas e eficazes perante a Emissora e obrigarão a todos os titulares de Debêntures em Circulação, independentemente de terem comparecido à Assembleia Geral de Debenturistas ou do voto proferido nas respectivas Assembleias Gerais de Debenturistas. Independentemente das formalidades previstas na Lei das Sociedades por Ações e nesta Escritura de Emissão serão consideradas regulares as deliberações tomadas pelos Debenturistas em Assembleia Geral de Debenturistas a que comparecerem os titulares de todas as Debêntures em Circulação.

Em abril de 2019, antecipamos o pagamento da 7ª emissão de debentures, sendo totalmente liquidada.

18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários

8ª Emissão da RGE

Condições de vencimento antecipado:

Observado o disposto abaixo, as Debêntures e todas as obrigações constantes desta Escritura de Emissão serão consideradas antecipadamente vencidas, tornando-se imediatamente exigível da Emissora e/ou da Garantidora, conforme o caso, o pagamento do Valor Nominal Unitário Atualizado, acrescido da Remuneração da Primeira Série e saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures da Segunda Série, calculada pro rata temporis, desde a data da primeira integralização das Debêntures da Primeira Série e das Debêntures da Segunda Série, ou da última Data de Pagamento da Remuneração das Debêntures da Primeira Série e das Debêntures da Segunda Série, conforme o caso, até a data do seu efetivo pagamento:

(a) vencimento antecipado ou inadimplemento, pela Emissora e/ou pela Garantidora ou por qualquer de suas subsidiárias, de quaisquer obrigações financeiras a que estejam sujeitas, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado superior a R\$75.000.000,00 (setenta e cinco milhões de reais), sendo este valor atualizado mensalmente, pelo Índice Geral de Preços de Mercado, calculado pela Fundação Getúlio Vargas ("IGP-M"), não sanado no prazo de até 05 (cinco) dias corridos da data para pagamento, ressalvada a hipótese da Emissora, Garantidora e/ou qualquer de suas subsidiárias, conforme o caso, por meio de qualquer medida judicial ou arbitral cabível, contestar e evitar a formalização do referido vencimento antecipado ou inadimplemento, sem que para tanto tenha que garantir o juízo com pecúnia ou outros bens em valor correspondente ao montante acima destacado;

(b) alteração do atual controle da Garantidora e/ou da Emissora sem prévia aprovação dos Debenturistas, excetuada a hipótese de alteração do controle da Emissora e/ou da Garantidora, conforme o caso, na qual, após a conclusão da alteração de controle da Emissora e/ou da Garantidora, ao menos um dos seguintes acionistas permaneça, ou passe a fazer parte, individual ou coletivamente, direta ou indiretamente, do bloco de controle da Emissora e/ou da Garantidora: (i) Camargo Corrêa S.A.; (ii) Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – Previ; ou (iii) quaisquer empresas direta ou indiretamente controladoras, controladas ou sob controle comum da State Grid International Development Limited ou qualquer entidade controlada direta ou indiretamente pela State Grid Corporation of China;

(c) liquidação, dissolução, cisão, fusão, incorporação, inclusive incorporação de ações, ou qualquer forma de reorganização societária da Emissora e/ou da Garantidora, exceto se após a conclusão da referida operação que resultar na alteração de controle da Emissora ao menos um dos seguintes acionistas permaneça, ou passe a fazer parte, individual ou coletivamente, direta ou indiretamente, no bloco de controle da Emissora e/ou da Garantidora: (i) Camargo Corrêa S.A.; (ii) Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – Previ; ou (iii) quaisquer empresas direta ou indiretamente controladoras, controladas ou sob controle comum da State Grid International Development Limited ou qualquer entidade controlada direta ou indiretamente pela State Grid Corporation of China;

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

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

(f) protesto legítimo de títulos contra a Emissora e/ou a Garantidora ou suas subsidiárias, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado, superior a R\$75.000.000,00 (setenta e cinco milhões de reais), sendo estes valores atualizados mensalmente, pelo IGP-M, salvo se, no prazo de 30 (trinta) dias corridos contados do referido protesto, seja validamente comprovado pela Emissora e/ou pela Garantidora, e/ou pelas suas subsidiárias, ao Agente Fiduciário que (i) o protesto foi efetuado por erro ou má fé de terceiros; (ii) o protesto foi suspenso ou cancelado, ou (iii) foram prestadas garantias e aceitas em juízo;

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

18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários

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

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

(j) pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio pela Emissora caso a Emissora esteja inadimplente com as suas obrigações pecuniárias descritas nesta Escritura de Emissão;

(k) não cumprimento de qualquer decisão ou sentença judicial e/ou de qualquer decisão arbitral ou administrativa não sujeita a recurso contra a Emissora e/ou contra a Garantidora ou suas subsidiárias em valor individual ou agregado igual ou superior a R\$75.000.000,00 (setenta e cinco milhões de reais), sendo este valor atualizado mensalmente a partir da Data de Emissão pelo IGP-M, ou seu valor equivalente em outras moedas, no prazo estipulado na respectiva decisão;

(l) não observância pela Garantidora, até o pagamento integral dos valores devidos em virtude das Debêntures, ao final de 2 (dois) semestres consecutivos, dos seguintes índices e limites financeiros, os quais serão verificados pelo Agente Fiduciário com base em demonstrativo elaborado pela Garantidora ao final de cada semestre do ano civil, referente aos 12 (doze) meses imediatamente anteriores à data do cálculo ("Índices Financeiros"):

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

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

Para fins do cálculo a que se referem os itens (i) e (ii) deste item "(l)", a Garantidora deverá (a) consolidar, em seus números, os resultados e os itens do balanço patrimonial de todas as sociedades em que detenha participação acionária igual ou superior a 10% (dez por cento), de forma proporcional à participação por ela detida no capital das referidas sociedades, independentemente da forma de apresentação das demonstrações financeiras do respectivo semestre da Garantidora à CVM; (b) apresentar relatório contendo memória de cálculo dos Índices Financeiros, baseado nos números auditados ou objeto de revisão por empresa de auditoria independente registrada na CVM, até a liquidação de todas as obrigações assumidas nesta Escritura de Emissão; (c) Os Índices Financeiros serão calculados a partir de 31 de dezembro de 2017;

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

(n) comprovada violação de qualquer dispositivo legal ou regulatório relativo à prática de corrupção ou de atos lesivos à administração pública, incluindo, sem limitação, a Lei nº 12.846, de 1º de agosto de 2013 ("Lei

18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários

nº 12.846”), o Decreto nº 8.420/15 e desde que aplicável, a US Foreign Corrupt Practices Act of 1977 (em conjunto, as “Leis Anticorrupção”) pela Emissora ou pela Garantidora; e

(o) descumprimento da obrigação de destinar os recursos captados por meio das Debêntures conforme estabelecido no item 3.12 desta Escritura de Emissão.

4.6.2. As referências a “controle” encontradas neste item 4.6 deverão ser entendidas como tendo o sentido conferido pelo artigo 116 da Lei das Sociedades por Ações.

4.6.2.1. Os eventos a que se referem os subitens (f), (g) e (i) acima somente serão considerados eventos de vencimento antecipado para os fins desta Escritura de Emissão, ensejando a adoção dos procedimentos descritos nos itens abaixo, após o final do prazo neles mencionado.

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

(i) ocorrendo qualquer dos eventos previstos nas alíneas (a), (c), (e), (h), (i), (j), (k) e/ou (m) acima do item 4.6.1 acima, a data de vencimento antecipado das Debêntures será a data em que o Agente Fiduciário tomar conhecimento do fato e imediatamente declarar o vencimento antecipado das Debêntures, por meio de notificação enviada à Emissora e à Garantidora, nos termos da Cláusula 9 abaixo; e

(ii) ocorrendo os eventos previstos nas alíneas (b), (d), (f), (g), (l), (n) e/ou (o) acima, a data de vencimento antecipado das Debêntures será a data em que se realizar a Assembleia Geral de Debenturistas, se tal Assembleia Geral aprovar o vencimento antecipado das Debêntures.

A ocorrência de quaisquer dos eventos indicados nas alíneas (a), (c), (e), (h), (i), (j), (k) e/ou (m) acima acarretará o vencimento antecipado automático das Debêntures, independentemente de qualquer consulta aos Debenturistas. Na ocorrência dos demais eventos previstos no item acima, deverá ser convocada, pelo Agente Fiduciário, em até 05 (cinco) Dias Úteis contados da data em que o Agente Fiduciário tomar conhecimento do evento, Assembleia Geral de Debenturistas, para que os Debenturistas da Primeira Série e/ou os Debenturistas da Segunda Série deliberem, cada qual em relação à sua Série, sobre o eventual vencimento antecipado das Debêntures da Primeira Série e/ou das Debêntures da Segunda Série, conforme o caso, observado o quórum estabelecido. A Assembleia Geral de Debenturistas da respectiva Série a que se refere este item deverá ser realizada no prazo de 15 (quinze) dias corridos, a contar da data de publicação do edital relativo à primeira convocação, ou no prazo de 8 (oito) dias corridos, a contar da data de publicação do edital relativo à segunda convocação, se aplicável, sendo que, na hipótese de segunda convocação o edital deverá ser publicado no primeiro Dia Útil imediatamente posterior à data indicada para a realização da Assembleia Geral de Debenturistas da respectiva Série nos termos da primeira convocação.

Na Assembleia Geral de Debenturistas da respectiva Série, que será instalada de acordo com os procedimentos previstos na Escritura de Emissão, os Debenturistas da Primeira Série poderão optar por não declarar antecipadamente vencidas as Debêntures da Primeira Série e os Debenturistas da Segunda Série poderão optar por não declarar antecipadamente vencidas as Debêntures da Segunda Série, observado o quórum estabelecido na Escritura.

A não instalação da referida Assembleia Geral de Debenturistas por falta de quórum será interpretada pelo Agente Fiduciário como uma opção dos Debenturistas da respectiva Série em não declarar antecipadamente vencidas as respectivas Debêntures.

Em caso de declaração do vencimento antecipado das Debêntures de qualquer uma das Séries, a Emissora obriga-se a efetuar o pagamento do respectivo Valor Nominal Unitário, acrescido da Remuneração calculada pro rata temporis desde a data da primeira integralização das Debêntures ou da última Data de Pagamento da Remuneração até a Data de Vencimento Antecipado, e de quaisquer outros valores eventualmente devidos pela Emissora nos termos desta Escritura de Emissão, fora do âmbito da CETIP, em até 5 (cinco) Dias Úteis contados do recebimento, pela Emissora, de comunicação por escrito a ser enviada pelo Agente Fiduciário à Emissora por meio de carta protocolizada ou encaminhada com aviso de recebimento no endereço constante na Escritura de Emissão, sob pena de, em não o fazendo, ficar obrigada, ainda, ao pagamento dos encargos moratórios previstos na Escritura.

18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários:

Os Debenturistas poderão deliberar, a qualquer tempo, em sede de assembleia geral, de acordo com o disposto no artigo 71 da Lei das Sociedades por Ações, sobre matérias de seu interesse.

A Assembleia Geral de Debenturistas de cada Série poderá ser convocada pelo Agente Fiduciário, pela Emissora, pelos Debenturistas da respectiva Série que representem 10% (dez por cento), no mínimo, das Debêntures em Circulação, ou pela CVM.

A Assembleia Geral dos titulares das Debêntures da Primeira Série poderá ser realizada de forma separada da Assembleia Geral dos titulares das Debêntures da Segunda Série, exceto quando tratar de matérias de interesse comum dos Debenturistas de ambas séries, tais como, mas não se limitando, a substituição do Agente Fiduciário e a alteração dos prazos de obrigações previstas na presente Escritura de Emissão (para os quais não haja quórum específico).

A convocação das Assembleias Gerais de Debenturistas dar-se-á mediante anúncio publicado pelo menos 3 (três) vezes, nos órgãos de imprensa nos quais a Emissora deve efetuar suas publicações, respeitadas outras regras relacionadas à publicação de anúncio de convocação de assembleias gerais constantes da Lei das Sociedades por Ações, da regulamentação aplicável e desta Escritura de Emissão, ficando dispensada a convocação no caso da presença da totalidade dos Debenturistas.

Aplicar-se-á à Assembleia Geral de Debenturistas, no que couber, o disposto na Lei das Sociedades por Ações a respeito das assembleias gerais de acionistas.

As Assembleias Gerais de Debenturistas de cada uma das Séries deverão ser realizadas em prazo mínimo de 15 (quinze) dias, contados da data da primeira publicação da convocação. A Assembleia Geral de Debenturistas em segunda convocação somente poderá ser realizada em, no mínimo, 8 (oito) dias após a data marcada para a instalação da Assembleia Geral de Debenturistas de cada uma das Séries em primeira convocação.

As deliberações tomadas pelos Debenturistas, no âmbito de sua competência legal, observados os quóruns estabelecidos nesta Escritura, serão existentes, válidas e eficazes perante a Emissora e obrigarão a todos os titulares das Debêntures em Circulação da respectiva Série, independentemente de terem comparecido à Assembleia Geral de Debenturistas ou do voto proferido na respectiva Assembleia Geral de Debenturistas.

Será obrigatória a presença dos representantes legais da Emissora e da Garantidora nas Assembleias Gerais de Debenturistas convocadas pela Emissora, enquanto que nas assembleias convocadas pelos Debenturistas ou pelo Agente Fiduciário, a presença dos representantes legais da Emissora e da Garantidora será facultativa, a não ser quando ela seja solicitada pelos Debenturistas ou pelo Agente Fiduciário, conforme o caso, hipótese em que será obrigatória.

O Agente Fiduciário deverá comparecer à Assembleia Geral de Debenturistas e prestar ao Debenturista as informações que lhe forem solicitadas.

As deliberações tomadas pelos respectivos Debenturistas, no âmbito de sua competência legal, observados os quóruns estabelecidos na Escritura de Emissão, serão existentes, válidas e eficazes perante a Emissora.

A Assembleia Geral de Debenturistas da respectiva Série instalar-se-á, em primeira convocação, com a presença de Debenturistas que representem a metade, no mínimo, das Debêntures em Circulação da respectiva Série, e, em segunda convocação, com qualquer quórum.

Nas deliberações da Assembleia Geral de Debenturistas, a cada Debênture caberá um voto, admitida a constituição de mandatário, Debenturista ou não. Exceto conforme estabelecido na Escritura de Emissão, as deliberações serão tomadas por Debenturistas que representem, no mínimo, a maioria das Debêntures em Circulação da Primeira Série e/ou pelo menos 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em Circulação da Segunda Série, inclusive com relação a alterações nas cláusulas ou condições previstas na Escritura de Emissão que não apresentem outro quórum específico.

As seguintes deliberações relativas às características das Debêntures, que poderão ser propostas exclusivamente pela Emissora, dependerão da aprovação por Debenturistas que representem pelo menos 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em Circulação da Primeira Série e/ou pelo menos 90% (noventa por cento) das Debêntures em Circulação da Segunda Série, seja em primeira convocação da Assembleia Geral de Debenturistas ou em qualquer convocação subsequente: (i) a Remuneração ou repactuação programada da respectiva Série; (ii) a Data de Pagamento da Remuneração da respectiva Série; (iii) o prazo de vencimento das Debêntures da respectiva Série; (iv) os valores e datas de amortização do principal das Debêntures da

18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários

respectiva Série; (v) a alteração, substituição ou o reforço das garantias da respectiva Série; (vi) destinação de recursos da respectiva Série; (vii) resgate antecipado da respectiva Série; e/ou (viii) modificação dos quóruns de deliberação estabelecidos nesta Cláusula Sétima.

Para efeito de fixação de quórum da Escritura de Emissão, definem-se como "Debêntures em Circulação" todas as Debêntures de cada Série subscritas e integralizadas, e ainda não resgatadas, excluídas (i) aquelas mantidas em tesouraria pela Emissora; e (ii) exclusivamente para os fins de realização de Assembleia Geral de Debenturistas, as de titularidade de (a) empresas controladas, direta ou indiretamente, pela Emissora; (b) acionistas controladores da Emissora; e (c) administradores da Emissora, incluindo cônjuges e parentes até 2º grau.

Hipótese e cálculo do valor de resgate:

Resgate Antecipado Facultativo. Sujeito ao atendimento das condições abaixo, a Emissora poderá realizar o resgate antecipado facultativo total das Debêntures da Segunda Série, a seu exclusivo critério e independentemente da anuência dos Debenturistas da Segunda Série, a partir do 3º (terceiro) ano contado da Data de Emissão das Debêntures da Segunda Série, ou seja, a partir de 15 de fevereiro de 2020, mediante o envio de comunicado individual a cada um dos Debenturistas da Segunda Série, com cópia ao Agente Fiduciário, ou mediante a publicação (na forma da Cláusula 4.12.1 abaixo) da Comunicação de Resgate Antecipado Facultativo Total (conforme definido abaixo), com antecedência mínima de 5 (cinco) Dias Úteis contados da data prevista para realização do referido resgate ("Resgate Antecipado Facultativo Total").

O Resgate Antecipado Facultativo Total, com o consequente cancelamento das Debêntures da Segunda Série, será realizado mediante o pagamento (i) do Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário, conforme o caso, (ii) da Remuneração Segunda Série, calculada pro rata temporis desde a primeira data de integralização (ou desde a última Data de Pagamento da Remuneração Segunda Série, conforme o caso) até a data do efetivo Resgate Antecipado Facultativo Total, (iii) de eventuais Encargos Moratórios e (iv) de prêmio de resgate correspondente a 0,30% (trinta centésimos por cento) ao ano incidente sobre os valores indicados nos itens (i) e (ii) ("Prêmio de Resgate Antecipado Facultativo Total" e "Valor de Resgate Antecipado Facultativo Total"). O percentual do Prêmio de Resgate Antecipado Facultativo Total será aplicado de acordo com a fórmula abaixo e pago integralmente na Data do Resgate Antecipado Facultativo Total:

$$\text{Prêmio} = 0,30\% \times (\text{DU})/252$$

Sendo:

DU = quantidade de Dias Úteis entre a Data do Resgate Antecipado Facultativo Total, inclusive, e a Data de Vencimento Segunda Série, exclusive.

Observado o disposto nos itens acima, o Resgate Antecipado Facultativo Total somente poderá ocorrer mediante o envio de comunicação individual a todos os Debenturistas da Segunda Série, com cópia para o Agente Fiduciário, ou publicação de Anúncio da Emissora dirigida aos Debenturistas da Segunda Série nos termos da Cláusula abaixo ("Comunicação de Resgate Antecipado Facultativo Total"), com antecedência mínima de 5 (cinco) Dias Úteis contados da data prevista para realização do efetivo Resgate Antecipado Facultativo Total ("Data do Resgate Antecipado Facultativo Total"), que deverá, necessariamente, ser um Dia Útil. Na Comunicação de Resgate Antecipado Facultativo Total deverão constar (i) a Data do Resgate Antecipado Facultativo Total; e (ii) quaisquer outras informações necessárias à operacionalização do Resgate Antecipado Facultativo Total.

O Resgate Antecipado Facultativo Total deverá ser comunicado à CETIP, ao Banco Liquidante e ao Escriturador com antecedência mínima de 3 (três) Dias Úteis da Data do Resgate Antecipado Facultativo Total.

O pagamento das Debêntures da Segunda Série objeto de Resgate Antecipado Facultativo Total será feito (i) por meio dos procedimentos adotados pela CETIP para as Debêntures da Segunda Série custodiadas eletronicamente na CETIP; e/ou (ii) mediante depósito em contas correntes indicadas pelos Debenturistas da Segunda Série a ser realizado pelo Banco Liquidante e/ou pelo Escriturador, no caso de Debêntures da Segunda Série que não estejam custodiadas eletronicamente na CETIP.

Não será permitido o resgate antecipado facultativo parcial das Debêntures.

18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários

A Emissora não poderá, voluntariamente, realizar o resgate antecipado de qualquer das Debêntures da Primeira Série.

Resgate Antecipado Obrigatório. Não haverá resgate antecipado obrigatório. Contudo, as Debêntures poderão ser objeto de resgate antecipado ou de amortização antecipada na hipótese de indisponibilidade do IPCA e/ou da Taxa DI, ressalvado o disposto na Lei 12.431 para as Debêntures da Primeira Série.

Oferta de Resgate Antecipado. A Emissora poderá realizar, a seu exclusivo critério, oferta de resgate antecipado da totalidade das Debêntures da Primeira Série, observado o disposto abaixo, ou das Debêntures da Segunda Série, endereçadas a todos os Debenturistas da Primeira Série ou das Debêntures da Segunda Série, conforme o caso, sendo assegurado a todos os Debenturistas, sem distinção, igualdade de condições para aceitar o resgate das Debêntures por eles detidas, nos termos da presente Escritura de Emissão e das demais legislações aplicáveis, incluindo, mas não se limitando, a Lei das Sociedades por Ações e as regras expedidas ou a serem expedidas pelo CMN. Para as Debêntures da Primeira Série, a Companhia deverá observar o prazo previsto na regulamentação vigente, conforme disposto na Lei 12.431, Decreto 8.874 e na Resolução CMN 4.476, ou em quaisquer outras leis ou regras que as venham substituir e/ou complementar, e, para as Debêntures da Segunda Série, a oferta de resgate antecipado total poderá ser realizada a qualquer tempo, a exclusivo critério da Emissora

O valor a ser pago aos Debenturistas da Primeira Série ou das Debêntures da Segunda Série, conforme o caso, na hipótese de realização do resgate antecipado será equivalente ao Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures da Primeira Série ou Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures da Segunda Série, conforme o caso, acrescido (i) da Remuneração da respectiva série devida na data de resgate e ainda não paga até a data do resgate, calculada pro rata temporis desde a data da primeira integralização das Debêntures da Primeira Série ou das Debêntures da Segunda Série, conforme o caso, ou a Data de Pagamento de Remuneração da Primeira Série ou das Debêntures da Segunda Série, conforme o caso, imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento; e (ii) de eventual prêmio de resgate a ser oferecido aos Debenturistas da Primeira Série ou das Debêntures da Segunda Série, conforme o caso, a exclusivo critério da Emissora

Amortização Extraordinária Facultativa. Sujeito ao atendimento das condições abaixo, a Emissora poderá realizar a amortização extraordinária facultativa limitada a 98% (noventa e oito por cento) do Valor Nominal Unitário das Debêntures da Segunda Série, que deverá abranger, proporcionalmente, todas as Debêntures da Segunda Série, a seu exclusivo critério e independentemente da anuência dos Debenturistas da Segunda Série, a partir do 3º (terceiro) ano de vigência das Debêntures da Segunda Série, mediante o envio da Comunicação de Amortização Extraordinária Facultativa, com antecedência mínima de 5 (cinco) Dias Úteis contados da data prevista para realização da referida amortização

A Amortização Extraordinária Facultativa será realizada mediante o pagamento (i) do respectivo Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário, conforme o caso, (ii) da Remuneração Segunda Série, calculada pro rata temporis desde a primeira data de integralização (ou desde a última Data de Pagamento da Remuneração Segunda Série, conforme o caso) até a data da efetiva Amortização Extraordinária Facultativa, (iii) de eventuais Encargos Moratórios e (iv) de prêmio de amortização correspondente a 0,30% (trinta centésimos por cento) ao ano incidente sobre os valores indicados nos itens (i) e (ii) ("Prêmio de Amortização Extraordinária Facultativa" e "Valor da Amortização Extraordinária Facultativa"). O percentual do Prêmio de Amortização Extraordinária Facultativa descrito no item (iv) acima será aplicado de acordo com a fórmula abaixo e pago integralmente na data do Data da Amortização Extraordinária Facultativa:

$$\text{Prêmio} = 0,30\% \times (\text{DD})/252$$

Sendo:

DD = quantidade de Dias Úteis entre a Data do Resgate Antecipado Facultativo Total, inclusive, e a Data de Vencimento Segunda Série, exclusive

Observado o disposto nos itens, a Amortização Extraordinária Facultativa somente poderá ocorrer mediante o envio de comunicação individual a todos os Debenturistas da Segunda Série, com cópia para o Agente Fiduciário, ou publicação de Anúncio da Emissora dirigida aos Debenturistas da Segunda Série nos termos da Cláusula 4.5.1.3 abaixo ("Comunicação de Amortização Extraordinária Facultativa"), com antecedência mínima de 5 (cinco) Dias Úteis contados da data prevista para realização da efetiva Amortização Extraordinária Facultativa ("Data da Amortização Extraordinária Facultativa"), que deverá, necessariamente, ser um Dia Útil. Na Comunicação de Amortização Extraordinária Facultativa deverão constar (i) a Data da Amortização Extraordinária Facultativa; e (ii) quaisquer outras informações necessárias à operacionalização da Amortização Extraordinária Facultativa.

A Amortização Extraordinária Facultativa deverá ser comunicada à CETIP, ao Banco Liquidante e ao Escriturador com antecedência mínima de 3 (três) Dias Úteis da Data da Amortização Extraordinária Facultativa.

18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários

O pagamento da Amortização Extraordinária Facultativa será feito (i) por meio dos procedimentos adotados pela CETIP para as Debêntures da Segunda Série custodiadas eletronicamente na CETIP; e/ou (ii) mediante depósito em contas correntes indicadas pelos Debenturistas da Segunda Série a ser realizado pelo Banco Liquidante e/ou pelo Escriturador, no caso de Debêntures da Segunda Série que não estejam custodiadas eletronicamente na CETIP.

A Emissora não poderá, voluntariamente, realizar a Amortização Extraordinária Facultativa das Debêntures da Primeira Série.

10ª emissão da RGE SUL

Condições de vencimento antecipado

Observado o disposto abaixo, as Debêntures e todas as obrigações constantes desta Escritura de Emissão serão consideradas antecipadamente vencidas, tornando-se imediatamente exigível da Emissora e/ou da Garantidora, conforme o caso, o pagamento do Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário, conforme o caso, acrescido da Remuneração, calculada *pro rata temporis*, desde a Data da Primeira Integralização, ou da última Data de Pagamento da Remuneração das Debêntures, conforme o caso, até a data do seu efetivo pagamento:

- (a) vencimento antecipado ou inadimplemento, pela Emissora e/ou pela Garantidora ou por qualquer de suas respectivas subsidiárias de quaisquer obrigações financeiras a que estejam sujeitas, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado superior a R\$ 80.000.000,00 (oitenta milhões de reais), ou seu equivalente em outras moedas, sendo este valor atualizado mensalmente, pelo Índice Geral de Preços de Mercado, calculado pela Fundação Getúlio Vargas ("IGP-M"), não sanado no prazo de até 5 (cinco) dias corridos da data para pagamento, ressalvada a hipótese da Emissora, Garantidora e/ou qualquer de suas subsidiárias conforme o caso, por meio de qualquer medida judicial ou arbitral cabível, contestar e evitar a formalização do referido vencimento antecipado ou inadimplemento, sem que para tanto tenha que garantir o juízo com pecúnia ou outros bens em valor correspondente ao montante acima destacado;
- (b) alteração do atual controle da Garantidora e/ou da Emissora sem prévia aprovação dos Debenturistas, excetuada a hipótese de alteração do controle da Emissora e/ou da Garantidora, conforme o caso, na qual quaisquer empresas direta ou indiretamente controladoras, controladas ou sob controle comum da State Grid Corporation of China ou qualquer entidade controlada direta ou indiretamente pela State Grid Corporation of China permaneça no bloco de controle da Emissora e/ou da Garantidora, neste caso específico fica dispensada a prévia aprovação por Assembleia Geral de Debenturistas, conforme prevê o artigo 231 da Lei das Sociedades por Ações;
- (c) liquidação, dissolução, cisão, fusão, incorporação, inclusive incorporação de ações, ou qualquer forma de reorganização societária da Emissora e/ou da Garantidora, exceto se após a conclusão da referida operação, a(s) sociedade(s) resultante(s) esteja(m) sob controle direto ou indireto da State Grid Corporation of China ou que a State Grid Corporation of China permaneça direta ou indiretamente no bloco de controle da Emissora e/ou Garantidora, neste caso específico fica dispensada a prévia aprovação por Assembleia Geral de Debenturistas, conforme prevê o artigo 231 da Lei das Sociedades por Ações;
- (d) realização de redução de capital social da Garantidora e/ou da Emissora, sem que haja anuência prévia dos Debenturistas, na hipótese prevista no artigo 174 da Lei das Sociedades por Ações;
- (e) proposta pela Emissora e/ou pela Garantidora e/ou por quaisquer de suas subsidiárias: (i) de plano de recuperação extrajudicial; ou (ii) de plano de recuperação judicial, independentemente de ter sido requerida ou obtida homologação judicial do referido plano; (iii) requerimento pela Emissora e/ou pela Garantidora e/ou por quaisquer de suas subsidiárias, de recuperação judicial, independentemente de deferimento do

18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários

processamento da recuperação ou de sua concessão pelo juiz competente ou, ainda, pedido de autofalência pela Emissora e/ou pela Garantidora;

(f) protesto legítimo de títulos contra a Emissora e/ou a Garantidora ou suas respectivas subsidiárias, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado, superior a R\$80.000.000,00 (oitenta milhões de reais), ou seu equivalente em outras moedas, sendo este valor atualizado mensalmente, pelo IGP-M, salvo se, no prazo de 30 (trinta) dias corridos contados do referido protesto, seja validamente comprovado pela Emissora e/ou pela Garantidora, e/ou pelas suas respectivas subsidiárias, ao Agente Fiduciário que (i) o protesto foi efetuado por erro ou má fé de terceiros; (ii) o protesto foi suspenso ou cancelado, ou (iii) foram prestadas garantias e aceitas em juízo;

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

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

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

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

(k) não cumprimento de qualquer decisão ou sentença judicial e/ou de qualquer decisão arbitral ou administrativa não sujeita a recurso contra a Emissora e/ou contra a Garantidora ou suas respectivas subsidiárias em valor individual ou agregado igual ou superior a R\$80.000.000,00 (oitenta milhões de reais), ou seu equivalente em outras moedas, sendo este valor atualizado mensalmente a partir da Data de Emissão pelo IGP-M, ou seu valor equivalente em outras moedas, no prazo estipulado na respectiva decisão;

(l) não observância pela Garantidora, até o pagamento integral dos valores devidos em virtude das Debêntures, por 2 (dois) semestres consecutivos, dos índices e limites financeiros abaixo indicados, os quais serão acompanhados pelo Agente Fiduciário com base em demonstrativo elaborado pela garantidora ao final de cada semestre civil, referente aos 12 (doze) meses imediatamente anteriores à data do cálculo ("Índices Financeiros"). Caso até a Data de Vencimento das Debêntures a Garantidora seja submetida a índices e limites financeiros mais restritivos ("Novos Índices") que os abaixo, ela deverá comunicar o Agente Fiduciário no prazo de 30 (trinta) dias contados da celebração do instrumento que instituir os Novos Índices ou, de forma a impactar a próxima medição dos Índices Financeiros aqui previstos, o que ocorrer primeiro:

(i) razão entre a Dívida Líquida verificada ao final de cada semestre do ano civil e o EBITDA dos 12 (doze) meses imediatamente anteriores ao final de cada semestre do ano civil menor ou igual a 3,75 vezes. Para os fins deste item (i), considera-se como "Dívida Líquida" a soma dos valores relativos a (1) empréstimos e financiamentos; (2) saldo líquido de operações swaps, futuros e opções relacionadas a taxas de juros e de câmbio; e (3) dívidas resultantes de quaisquer emissões ainda em circulação de debêntures, notas promissórias comerciais e/ou bonds ou notes da Garantidora no Brasil ou no exterior, menos as disponibilidades em caixa e aplicações financeiras, estando excluída deste cálculo a dívida com a Funcesp e considera-se como "EBITDA" (Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization), (1) o lucro antes de juros, tributos, amortização e depreciação, ajustados com os ativos e passivos de CVA – Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela "A" – Sobrecontratação e

18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários

Neutralidade dos Encargos Setoriais, divulgados em Nota explicativa das demonstrações financeiras (mas não nas informações financeiras trimestrais), calculados conforme regulamentação do setor, no período de 12 (doze) meses anteriores ao final de cada semestre do ano civil, e (2) em caso de aquisição(ões) será(ão) considerado(s) para fins de cálculo do EBITDA, de acordo com a definição deste item (i), o(s) EBITDA(s) gerado(s) no período de 12 (doze) meses imediatamente anteriores ao final de cada semestre do ano civil pela(s) empresa(s) adquirida(s) ("EBITDA Histórico"); e

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

Para fins do cálculo a que se referem os itens (i) e (ii) deste item "(l)", a Garantidora deverá (a) consolidar, em seus números, os resultados e os itens do balanço patrimonial de todas as sociedades em que detenha participação acionária igual ou superior a 10% (dez por cento), de forma proporcional à participação por ela detida no capital das referidas sociedades, independentemente da forma de apresentação das demonstrações financeiras do respectivo semestre da Garantidora à CVM; e (b) os Índices Financeiros serão calculados a partir do semestre social encerrado em 30 de junho de 2019, inclusive;

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

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

(o) descumprimento da obrigação de destinar os recursos captados por meio das Debêntures conforme estabelecido no item 3.12 da Escritura de Emissão.

As referências a "controle" encontradas neste item deverão ser entendidas como tendo o sentido conferido pelo artigo 116 da Lei das Sociedades por Ações.

Os eventos a que se referem os subitens (a), (f), (g), (h) e (i) acima somente serão considerados eventos de vencimento antecipado para os fins desta Escritura de Emissão, ensejando a adoção dos procedimentos descritos nos itens abaixo, caso, após o final do prazo neles mencionado, referidos eventos não tenham sido sanados.

Para os fins desta Escritura de Emissão, "Data de Vencimento Antecipado" será qualquer uma das seguintes datas:

(i) ocorrendo qualquer dos eventos previstos nas alíneas (a), (c), (e), (h), (i), (j), (k) e/ou (m) do item acima, a data de vencimento antecipado das Debêntures será a data em que o Agente Fiduciário tomar conhecimento do fato e imediatamente considerar o vencimento antecipado das Debêntures, observada a notificação a ser enviada à Emissora e à Garantidora, nos termos da Cláusula abaixo; e

18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários

(ii) ocorrendo os eventos previstos nas alíneas (b), (d), (f), (g), (l), (n) e/ou (o) do item acima, a data de vencimento antecipado das Debêntures será a data em que se realizar a Assembleia Geral de Debenturistas, se tal Assembleia Geral aprovar o vencimento antecipado das Debêntures, observado o quanto disposto na Cláusula abaixo.

A ocorrência de quaisquer dos eventos indicados nas alíneas (a), (c), (e), (h), (i), (j), (k) e/ou (m) acima acarretará o vencimento antecipado automático das Debêntures, independentemente de qualquer consulta aos Debenturistas. Na ocorrência dos demais eventos previstos no item acima, deverá ser convocada, pelo Agente Fiduciário, em até 5 (cinco) Dias Úteis contados da data em que o Agente Fiduciário tomar conhecimento do evento, Assembleia Geral de Debenturistas, para que os Debenturistas deliberem sobre o eventual vencimento antecipado das Debêntures, observado o quórum estabelecido no item 7.11 da escritura. A Assembleia Geral de Debenturistas a que se refere este item deverá ser realizada no prazo de 15 (quinze) dias corridos, a contar da data de publicação do edital relativo à primeira convocação, ou no prazo de 8 (oito) dias corridos, a contar da data de publicação do edital relativo à segunda convocação, se aplicável, sendo que, na hipótese de segunda convocação o edital deverá ser publicado no primeiro Dia Útil imediatamente posterior à data indicada para a realização da Assembleia Geral de Debenturistas nos termos da primeira convocação.

Na Assembleia Geral de Debenturistas mencionada na escritura, será instalada de acordo com os procedimentos previstos na Cláusula 7 desta Escritura de Emissão. Os Debenturistas poderão optar por declarar antecipadamente vencidas as Debêntures, observado o quórum estabelecido no item 7.11 da escritura.

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

Em caso de vencimento antecipado das Debêntures, a Emissora obriga-se a efetuar o pagamento do respectivo Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário, acrescido da Remuneração calculada pro rata temporis desde a Data da Primeira Integralização ou da última Data de Pagamento da Remuneração até a Data de Vencimento Antecipado, e de quaisquer outros valores eventualmente devidos pela Emissora nos termos desta Escritura de Emissão, fora do âmbito da B3, em até 5 (cinco) Dias Úteis contados do recebimento, pela Emissora, de comunicação por escrito a ser enviada pelo Agente Fiduciário à Emissora por meio de carta protocolizada ou encaminhada com aviso de recebimento no endereço constante da Cláusula 9 desta Escritura de Emissão, sob pena de, em não o fazendo, ficar obrigada, ainda, ao pagamento dos encargos moratórios previstos item 4.8 da escritura:

O Agente Fiduciário, deverá comunicar a B3 sobre o vencimento antecipado, imediatamente após sua ocorrência conforme o Manual de Operações da B3.

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários:

Os Debenturistas poderão deliberar a qualquer tempo em sede de assembleia geral, de acordo com o disposto no artigo 71 da Lei das Sociedades por Ações, sobre matérias de seu interesse ("Assembleia Geral de Debenturistas").

A Assembleia Geral de Debenturistas poderá ser convocada pelo Agente Fiduciário, pela Emissora, pelos Debenturistas que representem 10% (dez por cento), no mínimo, das Debêntures em Circulação, ou pela CVM.

A convocação das Assembleias Gerais de Debenturistas dar-se-á mediante anúncio publicado pelo menos 3 (três) vezes, nos órgãos de imprensa nos quais a Emissora deve efetuar suas publicações, respeitadas outras regras relacionadas à publicação de anúncio de convocação de assembleias gerais constantes da Lei das

18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários

Sociedades por Ações, da regulamentação aplicável e desta Escritura de Emissão, ficando dispensada a convocação no caso da presença da totalidade dos Debenturistas.

Aplicar-se-á à Assembleia Geral de Debenturistas, no que couber, o disposto na Lei das Sociedades por Ações a respeito das assembleias gerais de acionistas.

As Assembleias Gerais de Debenturistas deverão ser realizadas em prazo mínimo de 15 (quinze) dias, contados da data da primeira publicação da convocação. A Assembleia Geral de Debenturistas em segunda convocação somente poderá ser realizada em, no mínimo, 8 (oito) dias após a data marcada para a instalação da Assembleia Geral de Debenturistas em primeira convocação.

As deliberações tomadas pelos Debenturistas, no âmbito de sua competência legal, observados os quóruns estabelecidos nesta Escritura, serão existentes, válidas e eficazes perante a Emissora e obrigarão a todos os titulares das Debêntures, independentemente de terem comparecido à Assembleia Geral de Debenturistas ou do voto proferido na respectiva Assembleia Geral de Debenturistas.

Será obrigatória a presença dos representantes legais da Emissora e da Garantidora nas Assembleias Gerais de Debenturistas convocadas pela Emissora, enquanto que nas assembleias convocadas pelos Debenturistas ou pelo Agente Fiduciário, a presença dos representantes legais da Emissora e da Garantidora será facultativa, a não ser quando ela seja solicitada pelos Debenturistas ou pelo Agente Fiduciário, conforme o caso, hipótese em que será obrigatória.

O Agente Fiduciário deverá comparecer à Assembleia Geral de Debenturistas e prestar ao Debenturista as informações que lhe forem solicitadas.

As deliberações tomadas pelos respectivos Debenturistas, no âmbito de sua competência legal, observados os *quóruns* estabelecidos nesta Escritura de Emissão, serão existentes, válidas e eficazes perante a Emissora.

A Assembleia Geral de Debenturistas instalar-se-á, em primeira convocação, com a presença de Debenturistas que representem a metade, no mínimo, das Debêntures em Circulação, e, em segunda convocação, com qualquer *quórum*.

Nas deliberações da Assembleia Geral de Debenturistas, a cada Debênture caberá um voto, admitida a constituição de mandatário, debenturista ou não. Exceto conforme estabelecido nesta Escritura de Emissão, as deliberações serão tomadas por Debenturistas que representem, no mínimo, 50% (cinquenta por cento) mais uma das Debêntures em Circulação, inclusive com relação a alterações nas cláusulas ou condições previstas nesta Escritura de Emissão que não apresentem outro quórum específico.

As seguintes deliberações relativas às características das Debêntures, que poderão ser propostas exclusivamente pela Emissora, dependerão da aprovação por Debenturistas que representem pelo menos 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em Circulação, seja em primeira convocação da Assembleia Geral de Debenturistas ou em qualquer convocação subsequente: (i) alteração da Remuneração ou repactuação programada; (ii) alteração da Data de Pagamento da Remuneração; (iii) alteração do prazo de vencimento das Debêntures; (iv) alteração dos valores e datas de amortização do principal das Debêntures; (v) a alteração, substituição ou o reforço da garantia; (vi) destinação de recursos; (vii) resgate antecipado; e/ou (viii) modificação dos quóruns de deliberação estabelecidos nesta Cláusula 7 da escritura.

Para efeito de fixação de quórum desta Escritura de Emissão, definem-se como "Debêntures em Circulação" todas as Debêntures, subscritas e integralizadas, e ainda não resgatadas, excluídas (i) aquelas mantidas em tesouraria pela Emissora; e (ii) exclusivamente para os fins de realização de Assembleia Geral de Debenturistas, as de titularidade de (a) empresas controladas, direta ou indiretamente, pela Emissora; (b) acionistas controladores da Emissora; e (c) administradores da Emissora, incluindo cônjuges e parentes até 2º grau.

18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários

Hipótese e cálculo do valor de resgate:

Resgate Antecipado Facultativo Total.

Resgate Antecipado Facultativo Total das Debêntures. A Emissora poderá, a seu exclusivo critério, a partir do 24º (vigésimo quarto) mês contado da Data de Emissão, ou seja, a partir de 28 de maio de 2021 (inclusive), e com aviso prévio aos Debenturistas (por meio de publicação de anúncio nos termos desta Escritura ou de comunicação individual a todos os Debenturistas, com cópia ao Agente Fiduciário), ao Agente Fiduciário, ao Escriturador, ao Banco Liquidante e à B3, de, no mínimo, 3 (três) Dias Úteis da data do evento, realizar o resgate antecipado da totalidade (sendo vedado o resgate parcial) das Debêntures, com o consequente cancelamento de tais Debêntures ("**Resgate Antecipado Facultativo**"), mediante o pagamento (i) do Valor Nominal Unitário das Debêntures ou o saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures, conforme o caso, acrescido (ii) da Remuneração das Debêntures, calculada *pro rata temporis*, desde a Data da Primeira Integralização ou a Data de Pagamento da Remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento, (sendo os valores referidos nos itens "i" e "ii" retro, o "**Valor Base de Resgate**") e (iii) de um prêmio sobre o Valor Base de Resgate de 0,20% (vinte centésimos por cento) ao ano base 360 (trezentos e sessenta) dias corridos, aplicado de acordo com a seguinte fórmula:

$$\text{Prêmio} = \text{Prêmio de Resgate Antecipado} \times [(\text{Dvencimento} - \text{Dresgate})/360] \times \text{Valor Base do Resgate}$$

Sendo:

Dvencimento = Data de Vencimento

Dresgate = Data do Resgate Antecipado Facultativo Total

Onde:

(Dvencimento – Dresgate) será calculado com base em dias corridos.

Para as Debêntures custodiadas eletronicamente na B3, o resgate deverá ocorrer segundo os procedimentos operacionais da B3. Para as Debêntures que não estejam custodiadas eletronicamente na B3 o resgate deverá ocorrer segundo os procedimentos operacionais do Escriturador.

Resgate Antecipado Obrigatório. Não haverá Resgate Antecipado Obrigatório.

Oferta de Resgate Antecipado: A Emissora poderá, a qualquer tempo e a seu exclusivo critério realizar oferta de resgate antecipado total ou parcial das Debêntures, com o consequente cancelamento de tais Debêntures ("Oferta de Resgate Antecipado"). A Oferta de Resgate Antecipado deverá ser endereçada a todos os Debenturistas, sendo assegurada igualdade de condições para aceitar o resgate das Debêntures de que forem titulares, de acordo com os seguintes procedimentos:

- 18.5.1.1.1. a Emissora somente poderá realizar a Oferta de Resgate Antecipado mediante o envio de comunicação individual a todos os Debenturistas, com cópia para o Agente Fiduciário, ou publicação de anúncio da Emissora dirigida aos Debenturistas, a critério da Emissora ("**Edital de Oferta de Resgate Antecipado**"), o qual deverá descrever os termos e condições da Oferta de Resgate Antecipado, incluindo: (i) a quantidade de Debêntures que se pretende resgatar, (ii) o valor do prêmio de resgate, caso exista, que em nenhum caso poderá ser negativo; (iii) a data efetiva para o resgate e pagamento das Debêntures a serem resgatadas, observado o item (b) abaixo; (iv) a forma e prazo de manifestação à Emissora dos Debenturistas que optarem pela adesão à Oferta de Resgate Antecipado; e (v) demais informações necessárias para tomada de decisão pelos Debenturistas e à operacionalização do resgate das Debêntures;

18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários

- 18.5.1.1.2. após o envio ou a publicação, conforme o caso, do Edital de Oferta de Resgate Antecipado, os Debenturistas que optarem pela adesão à Oferta de Resgate Antecipado deverão se manifestar nesse sentido à Emissora, com cópia ao Agente Fiduciário, até o encerramento do prazo a ser estabelecido no Edital de Oferta de Resgate Antecipado, após o qual a Emissora, terá o prazo de até 10 (dez) Dias Úteis para proceder à liquidação da Oferta de Resgate Antecipado, a qual ocorrerá em uma única data;
- 18.5.1.1.3. na hipótese da adesão pelos Debenturistas exceder a quantidade de Debêntures objeto da Oferta de Resgate Antecipado proposta pela Emissora, adotar-se-á o critério de sorteio, a ser coordenado pelo Agente Fiduciário e com divulgação do resultado a todos os Debenturistas por meio de comunicado, inclusive no que concerne às regras do sorteio, nos termos do artigo 55, parágrafo 2º, da Lei das Sociedades por Ações, sendo que todas as etapas do processo, como validação, apuração e quantidade serão realizadas fora da B3;
- 18.5.1.1.4. o valor a ser pago aos Debenturistas titulares das Debêntures objeto da Oferta de Resgate Antecipado em razão do resgate será equivalente ao Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário, conforme o caso, acrescido: (i) da Remuneração, calculada *pro rata temporis* desde a Data da Primeira Integralização ou a Data de Pagamento da Remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do seu efetivo pagamento; e (ii) de eventual prêmio de resgate a ser oferecido aos Debenturistas, a exclusivo critério da Emissora, o qual não poderá ser negativo; e
- 18.5.1.1.5. para as Debêntures custodiadas eletronicamente na B3, o resgate deverá ocorrer segundo os procedimentos operacionais da B3. Para as Debêntures que não estejam custodiadas eletronicamente na B3 o resgate deverá ocorrer segundo os procedimentos operacionais do Escriturador.

Amortização Extraordinária Facultativa. A Emissora poderá realizar a amortização extraordinária facultativa limitada a 98% (noventa e oito por cento) do Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures, a seu exclusivo critério e independentemente da anuência dos Debenturistas, mediante o envio da Comunicação de Amortização Extraordinária Facultativa (conforme definido abaixo), com antecedência mínima de 3 (três) Dias Úteis contados da data prevista para realização da referida amortização ("Amortização Extraordinária Facultativa").

A Amortização Extraordinária Facultativa somente poderá ocorrer mediante o envio de comunicação individual a todos os Debenturistas, com cópia para o Agente Fiduciário, ou publicação de anúncio da Emissora dirigida aos Debenturistas ("Comunicação de Amortização Extraordinária Facultativa"), com antecedência mínima de 3 (três) Dias Úteis contados da data prevista para realização da efetiva Amortização Extraordinária Facultativa ("Data da Amortização Extraordinária Facultativa") que deverá, necessariamente, ser um Dia Útil. Na Comunicação de Amortização Extraordinária Facultativa deverão constar (i) a Data da Amortização Extraordinária Facultativa; (ii) parcela do saldo do Valor Nominal Unitário objeto da Amortização Extraordinária Facultativa; e (iii) quaisquer outras informações necessárias à operacionalização da Amortização Extraordinária Facultativa.

A Amortização Extraordinária Facultativa deverá ser comunicada à B3, ao Banco Liquidante e ao Escriturador com antecedência mínima de 3 (três) Dias Úteis da Data da Amortização Extraordinária Facultativa.

O valor Amortização Extraordinária Facultativa será equivalente (i) à parcela do saldo do Valor Nominal Unitário objeto da Amortização Extraordinária Facultativa acrescido (ii) da parcela proporcional da Remuneração, calculada *pro rata temporis*, desde a Data da Primeira Integralização ou a data de pagamento da Remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento (sendo os valores referidos nos itens "i" e "ii" retro, o "Valor Base de Amortização") e (iii) de um prêmio sobre o Valor Base de Amortização de 0,20% (vinte centésimos por cento) ao ano base 360 (trezentos e sessenta) dias corridos, aplicado de acordo com a seguinte fórmula:

18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários

$$\text{Prêmio} = \text{Prêmio de Amortização Extraordinária} \times \left[\frac{(\text{Dvencimento} - \text{Damortização})}{360} \right] \times \text{Valor Base de Amortização}$$

Sendo:

Dvencimento = Data de Vencimento

Damortização = Data da Amortização Extraordinária Facultativa

Onde:

(Dvencimento – Damortização) será calculado com base em Dias corridos

O pagamento da Amortização Extraordinária Facultativa será feito (i) por meio dos procedimentos adotados pela B3 para as Debêntures custodiadas eletronicamente na B3; e/ou (ii) mediante depósito em contas correntes indicadas pelos Debenturistas a ser realizado pelo Banco Liquidante e/ou pelo Escriturador, no caso de Debêntures que não estejam custodiadas eletronicamente na B3.

11ª emissão da RGE SUL**Condições de vencimento antecipado**

4.7.1. Observado o disposto nos itens 4.7.2. e seguintes abaixo, as Debêntures e todas as obrigações constantes desta Escritura de Emissão serão consideradas antecipadamente vencidas, tornando-se imediatamente exigível da Emissora e/ou da Garantidora, conforme o caso, o pagamento do Valor Nominal Unitário Atualizado, acrescido da Remuneração, calculada pro rata temporis, desde a Data da Primeira Integralização, ou da última Data de Pagamento da Remuneração das Debêntures, conforme o caso, até a data do seu efetivo pagamento:

- (a) vencimento antecipado ou inadimplemento, pela Emissora e/ou pela Garantidora ou por qualquer de suas respectivas subsidiárias (de acordo com participação acionária detida pela Garantidora, de forma direta ou indireta nas respectivas subsidiárias, exceto para os casos em que a Garantidora tenha outorgado garantia fidejussória superior à sua participação na respectiva subsidiária) de quaisquer obrigações financeiras a que estejam sujeitas, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado superior a R\$ 115.000.000,00 (cento e quinze milhões de reais), ou seu equivalente em outras moedas, sendo este valor atualizado mensalmente, pelo Índice Geral de Preços de Mercado, calculado pela Fundação Getúlio Vargas ("IGP-M"), não sanado no prazo de até 5 (cinco) dias corridos da data para pagamento, ressalvada a hipótese da Emissora, Garantidora e/ou qualquer de suas subsidiárias conforme o caso, por meio de qualquer medida judicial ou arbitral cabível, contestar e evitar a formalização do referido vencimento antecipado ou inadimplemento, sem que para tanto tenha que garantir o juízo com pecúnia ou outros bens em valor correspondente ao montante acima destacado;
- (b) alteração do atual controle da Garantidora e/ou da Emissora sem prévia aprovação dos Debenturistas, excetuada a hipótese de alteração do controle da Emissora e/ou da Garantidora, conforme o caso, na qual quaisquer empresas direta ou indiretamente controladoras, controladas ou sob controle comum da State Grid Corporation of China ou qualquer entidade controlada direta ou indiretamente pela State Grid Corporation of China permaneça no bloco de controle da Emissora e/ou da Garantidora, neste caso específico fica dispensada a prévia aprovação por Assembleia Geral de Debenturistas, conforme prevê o artigo 231 da Lei das Sociedades por Ações;
- (c) liquidação, dissolução, cisão, fusão, incorporação, inclusive incorporação de ações, ou qualquer forma de reorganização societária da Emissora e/ou da Garantidora, exceto se após a conclusão da referida operação, a(s) sociedade(s) resultante(s) esteja(m) sob controle direto ou indireto da State Grid Corporation of China ou que a State Grid Corporation of China permaneça direta ou indiretamente no bloco de controle da Emissora

18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários

e/ou Garantidora, neste caso específico fica dispensada a prévia aprovação por Assembleia Geral de Debenturistas, conforme prevê o artigo 231 da Lei das Sociedades por Ações;

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

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

(f) protesto legítimo de títulos contra a Emissora e/ou a Garantidora ou suas respectivas subsidiárias (de acordo com participação acionária detida pela Garantidora, de forma direta ou indireta nas respectivas subsidiárias), no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado, superior a R\$115.000.000,00 (cento e quinze milhões de reais), ou seu equivalente em outras moedas, sendo este valor atualizado mensalmente, pelo IGP-M, salvo se, no prazo de 30 (trinta) dias corridos contados do referido protesto, seja validamente comprovado pela Emissora e/ou pela Garantidora, e/ou pelas suas respectivas subsidiárias, ao Agente Fiduciário que (i) o protesto foi efetuado por erro ou má fé de terceiros; (ii) o protesto foi suspenso ou cancelado, ou (iii) foram prestadas garantias e aceitas em juízo;

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

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

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

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

(k) não cumprimento de qualquer decisão ou sentença judicial e/ou de qualquer decisão arbitral ou administrativa não sujeita a recurso contra a Emissora e/ou contra a Garantidora ou suas respectivas subsidiárias (de acordo com participação acionária detida pela Garantidora, de forma direta ou indireta nas respectivas subsidiárias) em valor individual ou agregado igual ou superior a R\$115.000.000,00 (cento e quinze milhões de reais), ou seu equivalente em outras moedas, sendo este valor atualizado mensalmente a partir da Data de Emissão pelo IGP-M, no prazo estipulado na respectiva decisão;

(l) não observância pela Garantidora, até o pagamento integral dos valores devidos em virtude das Debêntures, por 2 (dois) semestres consecutivos, dos índices e limites financeiros abaixo indicados, os quais serão acompanhados pelo Agente Fiduciário com base em demonstrativo elaborado pela garantidora ao final de cada semestre civil, referente aos 12 (doze) meses imediatamente anteriores à data do cálculo ("Índices Financeiros"). Caso até a Data de Vencimento das Debêntures a Garantidora seja submetida a índices e limites financeiros mais restritivos ("Novos Índices") que os abaixo, ela deverá comunicar o Agente Fiduciário no prazo de 30 (trinta) dias contados da celebração do instrumento que instituir os Novos Índices, de forma que os Novos Índices passarão a ser considerados pelo Agente Fiduciário na próxima medição dos Índices Financeiros aqui previstos. Nesse caso, para formalizar a alteração dos Índices Financeiros para os Novos Índices será celebrado aditamento à esta Escritura de Emissão, sem a necessidade de qualquer aprovação adicional em sede de Assembleia Geral de Debenturista:

(i) razão entre a Dívida Líquida verificada ao final de cada semestre do ano civil e o EBITDA dos 12 (doze) meses imediatamente anteriores ao final de cada semestre do ano civil menor ou igual a 3,75 vezes. Para os fins deste item (i), considera-se como "Dívida Líquida" a soma dos valores relativos a (1) empréstimos e financiamentos; (2) saldo líquido de operações swaps, futuros e opções relacionadas a taxas de juros e de câmbio; e (3) dívidas resultantes de quaisquer emissões ainda em circulação de debêntures, notas promissórias comerciais e/ou bonds ou notes da Garantidora no Brasil ou no exterior, menos as disponibilidades em caixa, aplicações financeiras, bem como títulos públicos, mantidos no curto e longo prazo,

18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários

estando excluída deste cálculo a dívida com a Funesp e considera-se como "EBITDA" (Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization), (1) o lucro antes de juros, tributos, amortização e depreciação, ajustados com os ativos e passivos de CVA – Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela "A" – Sobrecontratação e Neutralidade dos Encargos Setoriais, divulgados em Nota explicativa das demonstrações financeiras (mas não nas informações financeiras trimestrais), calculados conforme regulamentação do setor, no período de 12 (doze) meses anteriores ao final de cada semestre do ano civil, e (2) em caso de aquisição(ões) será(ão) considerado(s) para fins de cálculo do EBITDA, de acordo com a definição deste item (i), o(s) EBITDA(s) gerado(s) no período de 12 (doze) meses imediatamente anteriores ao final de cada semestre do ano civil pela(s) empresa(s) adquirida(s) ("EBITDA Histórico"); e

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

Para fins do cálculo a que se referem os itens (i) e (ii) deste item "(I)", a Garantidora deverá: (a) consolidar, em seus números, os resultados e os itens do balanço patrimonial de todas as sociedades em que detenha participação acionária igual ou superior a 10% (dez por cento), de forma proporcional à participação por ela detida no capital das referidas sociedades, independentemente da forma de apresentação das demonstrações financeiras do respectivo semestre da Garantidora à CVM. e (b) os Índices Financeiros serão calculados a partir do semestre social encerrado em 30 de junho de 2021, inclusive;

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

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

(o) descumprimento da obrigação de destinar os recursos captados por meio das Debêntures conforme estabelecido na Escritura de Emissão.

4.7.2. As referências a "controle" encontradas neste item 4.7 deverão ser entendidas como tendo o sentido conferido pelo artigo 116 da Lei das Sociedades por Ações.

4.7.3. Os eventos a que se referem os subitens (a), (f), (g), (h) e (i) acima somente serão considerados eventos de vencimento antecipado para os fins desta Escritura de Emissão, ensejando a adoção dos procedimentos descritos nos itens abaixo, caso, após o final do prazo neles mencionado, referidos eventos não tenham sido sanados.

4.7.4. Para os fins desta Escritura de Emissão, "Data de Vencimento Antecipado" será qualquer uma das seguintes datas:

(i) ocorrendo qualquer dos eventos previstos nas alíneas (a), (c), (e), (h), (i), (j), (k) e/ou (m) do item 4.7.1 acima, a data de vencimento antecipado das Debêntures será a data em que o Agente Fiduciário tomar conhecimento do fato e imediatamente considerar o vencimento antecipado das Debêntures, observada a notificação a ser enviada à Emissora e à Garantidora, nos termos da Escritura; e

(ii) ocorrendo os eventos previstos nas alíneas (b), (d), (f), (g), (l), (n) e/ou (o) do item 4.7.1 acima, a data de vencimento antecipado das Debêntures será a data em que se realizar a Assembleia Geral de Debenturistas, se tal Assembleia Geral aprovar o vencimento antecipado das Debêntures, observado o quanto disposto na Cláusula 4.7.7 abaixo.

4.7.5. A ocorrência de quaisquer dos eventos indicados nas alíneas (a), (c), (e), (h), (i), (j), (k) e/ou (m) do item 4.7.1 acima acarretará o vencimento antecipado automático das Debêntures, independentemente de qualquer consulta aos Debenturistas. Na ocorrência dos demais eventos previstos no item 4.7.1 acima, deverá ser convocada, pelo Agente Fiduciário, em até 5 (cinco) Dias Úteis contados da data em que o Agente Fiduciário

18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários

tomar conhecimento do evento, Assembleia Geral de Debenturistas, para que os Debenturistas deliberem sobre o eventual vencimento antecipado das Debêntures, observado o quórum estabelecido na escritura. A Assembleia Geral de Debenturistas a que se refere este item deverá ser realizada no prazo de 30 (trinta) dias corridos, a contar da data de publicação do edital relativo à primeira convocação, ou no prazo de 8 (oito) dias corridos, a contar da data de publicação do edital relativo à segunda convocação, se aplicável, sendo que, na hipótese de segunda convocação o edital deverá ser publicado no primeiro Dia Útil imediatamente posterior à data indicada para a realização da Assembleia Geral de Debenturistas nos termos da primeira convocação.

4.7.6. Na Assembleia Geral de Debenturistas mencionada no item 4.7.5. acima, será instalada de acordo com os procedimentos previstos na Escritura de Emissão. Os Debenturistas poderão optar por declarar antecipadamente vencidas as Debêntures, observado o quórum estabelecido na escritura.

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

4.7.8. Em caso de vencimento antecipado das Debêntures, a Emissora obriga-se a efetuar o pagamento do respectivo Valor Nominal Unitário Atualizado, acrescido da Remuneração calculada pro rata temporis desde a Data da Primeira Integralização ou da última Data de Pagamento da Remuneração até a Data de Vencimento Antecipado, e de quaisquer outros valores eventualmente devidos pela Emissora nos termos desta Escritura de Emissão, em até 5 (cinco) Dias Úteis contados do recebimento, pela Emissora, de comunicação por escrito a ser enviada pelo Agente Fiduciário à Emissora por meio de carta protocolizada ou encaminhada com aviso de recebimento no endereço constante na Escritura de Emissão, sob pena de, em não o fazendo, ficar obrigada, ainda, ao pagamento dos encargos moratórios previstos em Escritura.

4.7.9. O Agente Fiduciário, deverá comunicar a B3 sobre o vencimento antecipado, imediatamente após sua ocorrência conforme o Manual de Operações da B3. Não obstante, caso o pagamento da totalidade das Debêntures previsto na Cláusula 4.7.8. acima seja realizado por meio da B3, a Emissora deverá comunicar a B3, por meio de correspondência em conjunto com o Agente Fiduciário, sobre o tal pagamento, com, no mínimo, 3 (três) Dias Úteis de antecedência da data estipulada para a sua realização.

19.1 - Informações Sobre Planos de Recompra de Ações do Emissor

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

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

19.2 - Movimentação Dos Valores Mobiliários Mantidos em Tesouraria

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

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

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

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

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

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 da CPFL Energia 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 da CPFL Energia 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 CPFL Energia 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 da CPFL Energia, 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 da CPFL Energia e, quando for o caso, encaminhados para o Conselho de Administração da CPFL Energia 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.

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

21.2 - 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.

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

21.3 - 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.

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

21.4 - Outras Informações Relevantes

21.4. Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes
--

Não há outras informações sobre políticas de divulgação que a Companhia julgue relevantes que não tenham sido divulgadas nos itens anteriores deste Formulário de Referência.
